



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica



OTIMIZAÇÃO DO USO DA LINHA DE TRANSMISSÃO ATRAVÉS DO MONITORAMENTO EM TEMPO REAL

Autor: Renato Maioli Castilho

Orientador: Prof. Dr. José Pissolato Filho

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica.**

Banca Examinadora

Prof. Dr. José Pissolato Filho – FEEC / UNICAMP

Dr. Jose Antonio Donizete Rossi - CPqD

Prof. Dr. Gilmar Barreto – FEEC / UNICAMP

Campinas – SP
13/09/2010

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

C278o Castilho, Renato Maioli
Otimização do uso da linha de transmissão através do monitoramento em tempo real / Renato Maioli Castilho.
--Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Jose Pissolato Filho.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Linhas elétricas. 2. Energia elétrica - Transmissão.
I. Pissolato Filho, Jose. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Optimizing the use of transmission lines by real time monitoring

Palavras-chave em Inglês: Electrical lines, Electricity - Transmission

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Antonio Donizete Rossi, Gilmar Barreto, Fernando Zago

Data da defesa: 13/09/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

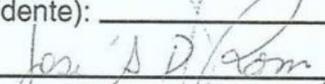
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

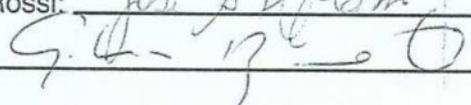
Renato Maioli Castilho

Data da Defesa: 13 de setembro de 2010

Título da Tese: "Otimização do Uso da Linha de Transmissão através do Monitoramento em Tempo Real"

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente):  _____

Dr. José Antônio Donizete Rossi:  _____

Prof. Dr. Gilmar Barreto:  _____

Resumo

Este trabalho apresenta um método de análise do carregamento de linhas de transmissão aérea em tempo real o qual relaciona o respectivo carregamento da linha de transmissão com fatores externos que, direta ou indiretamente, exercem influência sobre os limites de operação da linha.

Através da implementação de um sistema de monitoramento em uma linha de 230 kV da Eletronorte, informações atmosféricas e da própria linha foram coletadas e transmitidas via cabo OPGW para um centro de controle onde, a partir de um *software*, obteve-se a ampacidade da linha em tempo real.

Fazendo uso do banco de dados gerado com as informações coletadas pelo sistema de monitoramento e utilizando técnicas de redes neurais artificiais, foi desenvolvido um módulo preditor da temperatura superficial do cabo, possibilitando estimar a ampacidade da linha no curto prazo.

A pesquisa se deu em três fases, na primeira foi feito o desenvolvimento dos equipamentos que compõem o sistema de monitoramento, na segunda fase foi feita a implementação do sistema na linha de 230 kV e na terceira fase foi dado o tratamento matemático às informações coletadas.

A abordagem realizada dos dados obtidos pelo sistema de monitoramento proposto gerou resultados interessantes no que tange a busca pelo melhor aproveitamento da linha e mostrou ser um sistema bastante útil para a operação no despacho de carga.

O sistema de monitoramento analisado neste trabalho de pesquisa, foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD em parceria com a Universidade Federal do Pará - UFPA e faz parte do programa de pesquisa e desenvolvimento das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte.

Palavras-chave: *Linhas elétricas, Energia elétrica, Transmissão.*

Abstract

This paper presents a method of transmission line load analysis in real time, which relates of the transmission line loading with external factors that directly or indirectly exert influence over the operating range of the line.

By setting up a monitoring system in a line of 230 kV, weather and line parameters information were collected and transmitted via OPGW cable to a control center where, using dedicated software, we obtained the ampacity of the line in real time.

Making use of the database generated with information collected by the monitoring system and using techniques of artificial neural networks, we developed a predictor module surface temperature of the cable, allowing use to estimate the ampacity of the line in the short term.

The research was divided in three phases, at first was developed the equipment that make up the monitoring system in the second round was implemented the monitoring system at 230 kV line and in the third stage was given the mathematical treatment of collected information. The data obtained by the proposed monitoring system, has generated interesting results allowing an optimized use of the line the system proved to be very useful for the line loading operation.

The monitoring system of loading examined in this research work was developed by the Center for Research and Development in Telecommunications - CPqD in partnership with the Federal University of Pará - UFPA and is part of Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte research and development program.

Keywords: *Electrical lines, Electricity, Transmission.*

Agradecimentos

Desejo expressar meus sinceros agradecimentos:

Ao Prof. José Pissolato Filho pelo apoio e estímulo possibilitando a realização deste trabalho.

Ao amigo e parceiro de trabalho José Antonio Donizete Rossi pelas contribuições fundamentais na realização deste trabalho.

Ao Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD, em especial ao Sr. Alexandre Bagarolli pelo apoio e estímulo.

À Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Região de Mogi Mirim – CEMIRIM, em especial ao Sr. José Antônio Marino Brandão de Almeida por todo o apoio e estímulo.

Aos Profs. Ubiratan Holanda Bezerra e Rosana Paula de Oliveira Soares da Universidade Federal do Pará – UFPA, pelas importantes contribuições.

A todos os professores do DSEE da UNICAMP pelo apoio e colaboração.

A toda minha família e amigos que me incentivaram e apoiaram, em especial a minha esposa Daniela pelo carinho, compreensão e companheirismo e aos meus filhos Júlia e Murilo por completarem a minha existência.

Aos meus pais que me apóiam desde o início.

*Dedico este trabalho
aos meus pais.*

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	XVI
LISTA DE TABELAS	XVIII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 HISTÓRICO.....	1
1.2 CARREGAMENTO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	2
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	4
CAPÍTULO 2 CARREGAMENTO DE LINHA DE TRANSMISSÃO AÉREA.....	5
2.1 LIMITES DE CARREGAMENTO	6
2.1.1 A PERSPECTIVA DO PROJETISTA.....	6
2.1.2 A PERSPECTIVA DO OPERADOR.....	7
2.2 AUMENTO DA CAPACIDADE DA LTA.....	10
2.3 EFEITOS DA TEMPERATURA DO CONDUTOR	12
2.3.1 O EFEITO DA TEMPERATURA NO DESEMPENHO MECÂNICO DOS CABOS.....	15
2.4 AMPACIDADE.....	22
2.4.1 MÉTODO DETERMINÍSTICO.....	24
2.4.2 MÉTODO ESTATÍSTICO	25
2.4.3 MONITORAMENTO EM TEMPO REAL.....	28

2.4.4 PREDIÇÃO DE CARREGAMENTO	30
2.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	31
CAPÍTULO 3 IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	33
3.1 INSTALAÇÃO	33
3.2 LOCALIZAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE MONITORAMENTO:	34
3.3 MONTAGEM DO SISTEMA DE MONITORAMENTO PARA O PROJETO PILOTO (DEMONSTRAÇÃO FOTOGRAFICA)	34
3.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	42
3.4.1 SISTEMA RÁDIO	42
3.4.2 SISTEMA ÓPTICO	44
3.4.3 SENSORES	45
3.5 ESQUEMAS DE LIGAÇÕES E DESENHOS DIMENSIONAIS	47
3.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	50
CAPÍTULO 4 PREVISÃO DE TEMPERATURA NO CONDUTOR.....	53
4.1 FUNDAMENTOS DE RNA	53
4.1.1 O NEURÔNIO BIOLÓGICO	54
4.1.2 O NEURÔNIO ARTIFICIAL.....	56
4.1.3 ARQUITETURA DAS RNA	58
4.1.4 APRENDIZADO	60
4.2 METODOLOGIA DE RNA PARA ESTIMAÇÃO DO CARREGAMENTO DE LTA	60
4.2.1 DADOS EXPERIMENTAIS	62
4.2.2 MODELO NEURAL DO PREDITOR.....	63
4.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	66
CAPÍTULO 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	68
5.1 DADOS COLETADOS	68

5.2 MONITORAMENTO DO CARREGAMENTO EM TEMPO REAL	71
5.3 RESULTADOS.....	72
5.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	77
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	78
6.1 CONCLUSÕES GERAIS	78
6.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	80
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
ANEXO A	84

Lista de Figuras

FIGURA 2.1: LIMITES APROXIMADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA.....	8
FIGURA 2.2: COMPORTAMENTO DA TEMPERATURA DE UM CONDUTOR.....	10
FIGURA 2.3: REPRESENTAÇÃO DO BALANÇO DE CALOR NO CONDUTOR.	13
FIGURA 2.4: CORRELAÇÃO ENTRE CAUSAS E EFEITOS DA VARIAÇÃO DE TEMPERATURA EM CONDUTORES DE LINHA DE TRANSMISSÃO.	16
FIGURA 3.1: POSICIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA.....	35
FIGURA 3.2: VISTA INTERNA DO RACK DA TORRE INSTALADO NO PÁTIO DE SE GUAMÁ.....	36
FIGURA 3.3: VISTA EXTERNA DO RACK DA TORRE.	37
FIGURA 3.4: VISÃO GERAL DO POSICIONAMENTO DO RACK DA TORRE NO PÁTIO DE SE GUAMÁ.	38
FIGURA 3.5: EMPACOTAMENTO MECÂNICO DOS SENSORES DA LINHA DE TRANSMISSÃO.	39
FIGURA 3.6: INSTALAÇÃO DO ELEMENTO SENSOR NA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	39
FIGURA 3.7: DG ÓPTICO DO CABO OPGW NA SALA DE TELECOMUNICAÇÕES.....	40
FIGURA 3.8: MICROCOMPUTADOR COM O SOFTWARE QUE CONTROLA O SISTEMA DE MONITORAMENTO.	40
FIGURA 3.9: TELA INICIAL DO SOFTWARE DE MONITORAMENTO DE LINHAS.....	41
FIGURA 3.10: INFORMAÇÕES DOS SENSORES EXIBIDAS PELO SOFTWARE DE MONITORAMENTO DE LINHAS	42
FIGURA 3.11: ESQUEMA DOS COMPONENTES DOS SENSORES DE LINHA	48
FIGURA 3.12: ESQUEMÁTICO DOS EQUIPAMENTOS INSTALADOS NO RACK DA TORRE.	49
FIGURA 4.1: REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UM NEURÔNIO.	54
FIGURA 4.2: REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UMA SINAPSE.	55
FIGURA 4.3: MODELO DE MCCULLOCH-PITTS.	56
FIGURA 4.4: EXEMPLOS DE FUNÇÕES DE ATIVAÇÃO.....	57
FIGURA 4.5: REPRESENTAÇÃO DE UM NEURÔNIO ARTIFICIAL.	57
FIGURA 4.6: ESTRUTURA DE UMA RNA DO TIPO MULTILAYER FEED-FOWARD.	58

FIGURA 4.7: EXEMPLO DE REDE NEURAL FEED-BACK. FONTE: [STERGIOU AND SIGANOS, 1996]	59
FIGURA 4.8: EXEMPLO DE REDE NEURAL AUTO-ORGANIZÁVEL.	59
FIGURA 4.9.: TOPOLOGIA DA REDE DIRETA MULTICAMADAS.....	61
FIGURA 4.10: ESTRUTURA EXTERNA DO PREDITOR.	64
FIGURA 4.11: PROCESSO DE TREINAMENTO DA RNA.....	65
FIGURA 5.1: MEDIÇÕES DA TEMPERATURA SUPERFICIAL DO CABO.....	69
FIGURA 5.2: MONITORAMENTO DA AMPACIDADE DA LINHA NO DIA 17/04/2007.....	73
FIGURA 5.3: COMPARAÇÃO ENTRE A RESPOSTA DA REDE E OS DADOS EXPERIMENTAIS.	74

Lista de Tabelas

TABELA 2.1: VALORES MÁXIMOS PARA OPERAÇÃO.	28
TABELA 2.2: VALORES MÁXIMOS PARA PROJETO.	28
TABELA 4.1: DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE	62
TABELA 5.1: AMOSTRA DOS DADOS GERADOS PELO SISTEMA DE MONITORAMENTO.	71
TABELA 5.2: TEMPERATURAS DO CABO E AMBIENTE NO DIA 17/04/2007.....	73
TABELA 5.3: RESULTADO DE SIMULAÇÕES COM O PREDITOR.	76

Capítulo 1

Introdução

1.1 Histórico

A oferta de energia elétrica no Brasil, embora tenha havido esforços para sua diversificação, ainda se dá, eminentemente, através de fontes hídricas (74,1% da energia gerada em 2006 vieram de hidrelétricas) [1].

A predominância da energia hídrica na matriz energética, brasileira, se por um lado é interessante porque contribui para uma menor poluição do meio ambiente, por outro lado traz complicações sobre o transporte da energia gerada. As usinas hidrelétricas instaladas ao longo dos grandes rios brasileiros fazem com que a geração fique distante dos grandes centros de consumo.

Também há a necessidade de interligação das bacias hidrográficas, para que bacias com regimes hidrológicos diferentes operem de forma complementar, de modo que, as bacias “úmidas” gerem energia adicional para compensar as bacias “secas” [2].

Diante disso optou-se por um sistema de transmissão interligado. Essa operação é economicamente eficaz e aumenta a confiabilidade do fornecimento, no entanto requer um sistema de transmissão robusto para transferir grandes blocos de energia por milhares de quilômetros.

O sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro é considerado um dos mais malhados do mundo, sendo que somente 3,4% dele é composto por pequenos sistemas isolados, localizados, principalmente, na região amazônica. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

No Brasil, nas últimas décadas, o sistema de transmissão 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, têm sido implantados mais de 3.000 km de novas linhas por ano [3].

Os custos de transmissão podem ser comparáveis aos de investimentos em geração aos quais o sistema de transmissão se associa.

Com custos de expansão extremamente altos, é natural que se busque a postergação da expansão do sistema de transmissão. Portanto, encontrar a capacidade disponível dentro do próprio sistema elétrico é a alternativa para a solução do problema de transporte de energia, quando for indispensável adiar investimentos e minimizar as mudanças de despacho de carga sob condições de contingências.

Na perspectiva de se buscar um melhor aproveitamento dos ativos existentes, sem abrir mão dos padrões de segurança, as empresas concessionárias de linhas de transmissão vêm buscando outros métodos e critérios para determinação da real capacidade de transporte de energia em linhas de transmissão.

1.2 Carregamento das Linhas de Transmissão

O limite prático do fluxo de potência máximo que pode ser transferido por uma linha de transmissão em sistemas de energia elétrica depende de critérios de estabilidade, de controle de tensão, e da temperatura e tensão mecânica dos condutores. Os dois primeiros critérios são sistêmicos, enquanto que o último prende-se mais ao projeto da linha, isto é, ao terreno do trajeto, à geometria de torres e ao tipo de condutores utilizados, e das condições climáticas ao longo do percurso [2].

Os limites de carregamento da maioria das linhas de transmissão ainda são determinados de forma conservadora (estimativas conservadoras mais as piores condições climáticas). Assim, uma vez respeitados os critérios sistêmicos, são os limites estáticos que de fato restringem a transferência de potência pelas linhas.

A capacidade máxima de transporte de energia elétrica de uma linha de transmissão está diretamente relacionada à sua ampacidade, ou seja, 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.

Neste sentido, esta dissertação faz uma análise dos resultados obtidos pelo Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD, no desenvolvimento e implementação de um sistema completo para monitoramento do carregamento de Linha de Transmissão Aérea (LTA). Além disso é feita uma avaliação dos métodos adotados no projeto e das técnicas computacionais utilizadas para cálculo da ampacidade, monitoramento em tempo real, previsão de temperatura superficial do condutor e fluxo de carga ótimo.

Os resultados apresentados neste estudo fazem parte do projeto da Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, através do contrato com a Universidade Federal do Pará (UFPA) e em parceria com Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD), dentro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1.3 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de monitoramento de linha de transmissão em tempo real e de previsão de carregamento, gerando informações importantes para subsidiar a operação na tomada de decisão e, conseqüentemente, propiciando a utilização otimizada da linha.

1.3.1 Objetivos Específicos

A definição de alguns objetivos específicos foi necessária para se chegar ao objetivo principal proposto:

- Apresentação do estado da arte sobre o carregamento de linhas de transmissão e a técnica matemático-computacional a ser utilizada no tratamento do carregamento, através de um levantamento bibliográfico.
- Apresentação dos elementos sensores utilizados no monitoramento da linha estudada.
- Apresentação da correlação entre as variáveis monitoradas e o carregamento térmico da linha estudada.

- Estabelecer um modelo para o fenômeno a ser analisado – carregamento de linhas de transmissão – em função dos parâmetros monitoráveis definidos para o projeto.

1.4 Estrutura do trabalho

A dissertação está organizada da seguinte maneira:

No Capítulo 1, o tema é introduzido, são mostradas as motivações que levaram a abordagem do assunto e em seguida são enumerados os objetivos que se esperam alcançar.

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o problema do carregamento de linhas de transmissão, juntamente com as metodologias mais utilizadas hoje em dia para a sua solução. Este estudo tem como foco principal, a determinação do carregamento de linhas de transmissão e a identificação das técnicas mais adequadas para o atendimento dos objetivos propostos.

O Capítulo 3 mostra a implementação do sistema de monitoramento desenvolvido pelo CPqD na linha de transmissão de 230 kV da Eletronorte em Belém-PA, faz um detalhamento das características técnicas dos equipamentos utilizados e, através de relatório fotográfico, mostra os detalhes de instalação e disposições físicas dos equipamentos.

No Capítulo 4, é abordado o uso das Redes Neurais Artificiais como ferramenta para se fazer a previsão da temperatura do cabo. O capítulo foi dividido em duas partes: a primeira traz uma introdução teórica sobre o assunto e a segunda mostra a metodologia utilizada no desenvolvimento do módulo preditor utilizado no trabalho.

O Capítulo 5 expõe os resultados obtidos com a aplicação da metodologia sobre os dados coletados. É feita a validação do modelo proposto através de comparações entre valores calculados e valores medidos, tanto para o monitoramento da ampacidade em tempo real, quanto para a previsão de temperatura do cabo.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões a respeito dos resultados obtidos nesta pesquisa e feitas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Carregamento de Linha de Transmissão Aérea

Conforme foi dito na introdução, o limite de carregamento de uma Linha de Transmissão Aérea (LTA) depende de critérios de estabilidade, de controle de tensão, da temperatura e tensão mecânica dos condutores. Se deixarmos de lado as restrições de caráter sistêmicas, restará que a capacidade de transmissão de energia em linhas aéreas está ligada apenas ao seu limite térmico, isto é, à máxima elevação de temperatura permitida nos cabos condutores [2].

Inicialmente, esse limite térmico pode não ser um fator restritivo ao carregamento das linhas. Isso porque a escolha da seção dos cabos é fruto de avaliação técnica e econômica que considera o custo dos materiais (cabos, ferragens e estruturas) e as perdas de energia em operação (pelos efeitos Joule, corona, etc). Mais raramente, como no caso de linhas compactas, podem ser relevantes outros fatores, tais como balanço de cabos sob vento ou rádio-interferência. Tais restrições costumam levar a seções grandes o suficiente para reduzir as densidades de corrente nos cabos tornando incomuns, portanto, problemas de aquecimento excessivo [4].

Com o passar do tempo, entretanto, o crescimento da carga leva ao aumento da densidade de corrente. Nessa condição o aquecimento dos condutores pelo efeito Joule pode se tornar fator limitante de extrema importância. Esse cenário tem se tornado comum no setor elétrico brasileiro, devido ao descompasso, nos últimos anos, entre o investimento em transmissão e o aumento da demanda, o que está demonstrado pelo crescimento recente do número de trabalhos voltados a potencialização de linhas aéreas [4].

2.1 Limites de Carregamento

2.1.1 A Perspectiva do Projetista

A determinação da real capacidade de transporte de energia em linhas de transmissão foi sempre um desafio para planejadores e projetistas de sistemas elétricos. Por depender de diversas grandezas de difícil aferição, entre as quais se incluem parâmetros ambientais e climáticos, caracterizados pela elevada dispersão e difícil previsibilidade, o carregamento precisa ser estimado com algum grau de conservadorismo [4]

De acordo com a norma NBR 5422 [7], o projetista da linha deve cumprir distâncias de segurança contra descargas para bens, propriedades ou vidas de terceiros, sendo que, o risco de violação dessas distâncias de segurança por corrente acima da projetada pode significar, além de prejuízos diretos ao próprio ativo, danos irreparáveis aos citados patrimônios alheios e isto se constitui em um aspecto de responsabilidade civil.

Para garantir os padrões de segurança previstos na NBR 5422 [7], o planejador/projetista deve definir a priori valores para parâmetros tais como temperatura ambiente e velocidade do vento, sempre guardando uma margem de segurança, evitando que condições extremas imponham solicitações não suportáveis à linha [4]

Se por um lado o uso de métodos conservadores evita o risco de comprometer a segurança e continuidade dos serviços de transmissão de energia, por outro, admite-se a operação super dimensionada de um ativo caro, prejudicando a capacidade de investimento da concessionária.

Um exemplo do conservadorismo imposto pelos métodos determinísticos para dimensionamento da linha está no fato dos valores levarem em conta a 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, utiliza limites de verão e não de inverno nos seus estudos [3].

No entanto, cuidados devem ser tomados com relação aos limites de carregamento em linhas de transmissão a serem utilizados nos estudos de planejamento da expansão da transmissão, para que não ocorra prematura superação da capacidade de transporte das linhas e dos equipamentos de transmissão, repercutindo em significativa antecipação da necessidade de ampliações e reforços na transmissão [3].

Outro fato que pode acarretar uma significativa antecipação de reforços ou ampliações da rede 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 nº 191 de 2005 da Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [5], a qual estabeleceu orientações gerais para que fossem definidas as diretrizes para metodologia de cálculo de carregamento em condição normal e de emergência de linhas de transmissão e transformadores [3].

A mesma resolução da ANEEL [5] no seu artigo 7º diz que se a concessionária do serviço de transmissão conseguir por algum meio aumentar a capacidade de transmissão da LT, fará jus a uma parcela adicional da sua receita anual permitida (RAP), proporcional à capacidade ampliada, desde que essa ampliação evite ou postergue reforços na rede básica ou nas demais instalações de transmissão do sistema elétrico brasileiro.

2.1.2 A Perspectiva do Operador

O sistema de transmissão impõe restrições para o despacho ótimo das unidades geradoras, sendo que os limites para operação das linhas de transmissão, em termos práticos, dependem do nível de tensão que são operadas e de sua extensão.

O gráfico mostrado na Figura 2.1, mostra a faixa de atuação desses limites com relação ao comprimento da linha de transmissão. Normalmente o limite térmico é mais acentuado em linhas de menor comprimento (depende da resistência do cabo por quilômetro, a qual é constante em toda a sua extensão), enquanto os limites de estabilidade se sobrepõem em linhas de grande comprimento (dependem da reatância da linha por quilômetro, a qual é proporcional ao comprimento) [10]. Ou seja, linhas mais curtas são limitadas termicamente e conforme aumenta o seu comprimento ela passa a sofrer limitações de tensão e de estabilidade.

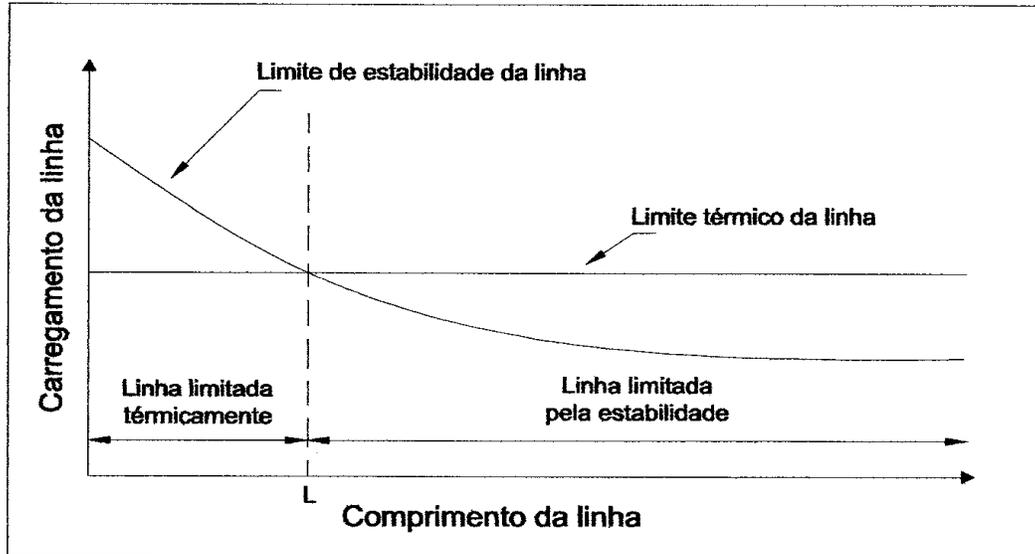


Figura 2.1: Limites aproximados das linhas de transmissão em função da distância.

Até recentemente, a única alternativa para otimizar a utilização de linhas de transmissão residia no melhor conhecimento dos dados climáticos na área de concessão. Para tal, era necessária a formação de uma grande massa de dados, o que demandava investimentos em estações coletoras e vários anos de aquisição de dados para obter resultados estatisticamente significativos [4].

A partir da década de 90 começaram a se viabilizar comercialmente instrumentos de monitoração on line do carregamento de linhas de transmissão. Tais instrumentos buscam determinar a capacidade máxima de transporte de energia em tempo real, substituindo as tabelas de capacidade de LT's e dando ao pessoal de Operação um retrato mais acurado da disponibilidade de carregamento das linhas. Como a disponibilidade medida é normalmente superior àquela tabelada, devido às margens de segurança embutidas nos critérios de cálculo, já mencionadas, fica reduzida a probabilidade de manobras e cortes de carga durante contingências do sistema de transmissão [4].

Regime de Operação Permanente

Considera-se o condutor em regime permanente quando a linha está operando em condições normais e o calor ganho pelo cabo através de aquecimento solar e efeito Joule é igual ao calor perdido pelo mesmo através de irradiação para o ambiente e pelas convecções natural e forçada

devidas ao efeito do vento, ou seja, operando em equilíbrio térmico. Entende-se por condições normais a linha operando por uma hora com corrente constante, condições atmosféricas estáveis e constantes e temperatura do condutor razoavelmente uniforme e constante [10].

Podem-se ter dois modos de operação da linha de transmissão com o condutor em regime permanente:

- Condição de Operação Normal, quando o condutor está submetido a uma corrente tal que sua temperatura superficial é menor ou igual à temperatura máxima determinada em projeto como sendo o limite no qual o cabo pode operar sem sofrer redução significativa na sua vida útil ou sem ultrapassar a distância cabo-solo mínima definida em norma.
- Condição de Operação de Emergência, quando a linha de transmissão está operando em sobrecarga, transportando uma corrente acima da nominal do projeto, durante período de tempo considerado curto em relação ao período anual de operação (ABNT, 1985). Isso leva o cabo a uma temperatura acima da temperatura máxima na qual ele pode operar sem sofrer redução significativa na sua vida útil, mas ainda assim, respeitando a distância mínima de segurança cabo-solo.

De acordo com o item 10.4 da NBR5422/85, as condições de emergência são delimitadas pelos seguintes critérios [10]:

- A corrente em condição de emergência deve ter um valor superior à corrente normal, limitada em sua duração, a qual deve ser inferior a 4 dias.
- O somatório das emergências em base anual não deve exceder a 5% do total de horas em regime normal de operação (aproximadamente 432 horas)[10].

Regime de Operação Dinâmico

Quando uma linha de transmissão sofre um aumento súbito de corrente, seja pela sua energização, pela entrada de um grande bloco de carga ou por uma transferência de carga ocasionada pela falha de algum outro componente importante dos sistemas de geração e transmissão, considera-se o condutor operando em regime dinâmico.

Devido à inércia térmica do material que o constitui, a sua temperatura não aumenta instantaneamente, ela sobe seguindo uma curva que depende da temperatura inicial do condutor, das condições atmosféricas e da amplitude e duração do pulso de corrente aplicado ao cabo, conforme exemplificado na Figura 2.2 [10].

A maioria das sobrecargas, geralmente, é de curta duração (menores que 30 minutos), e devem ser suportadas pela linha sem elevar a temperatura do condutor acima do máximo permitido antes que a condição normal de operação seja restaurada. Porém, no caso de falha de uma linha, a carga é transferida para outra(s) linha(s), e se o aumento de carga continuar por um longo tempo, o condutor, após o regime dinâmico, atingirá o regime de operação de emergência descrito no tópico anterior.

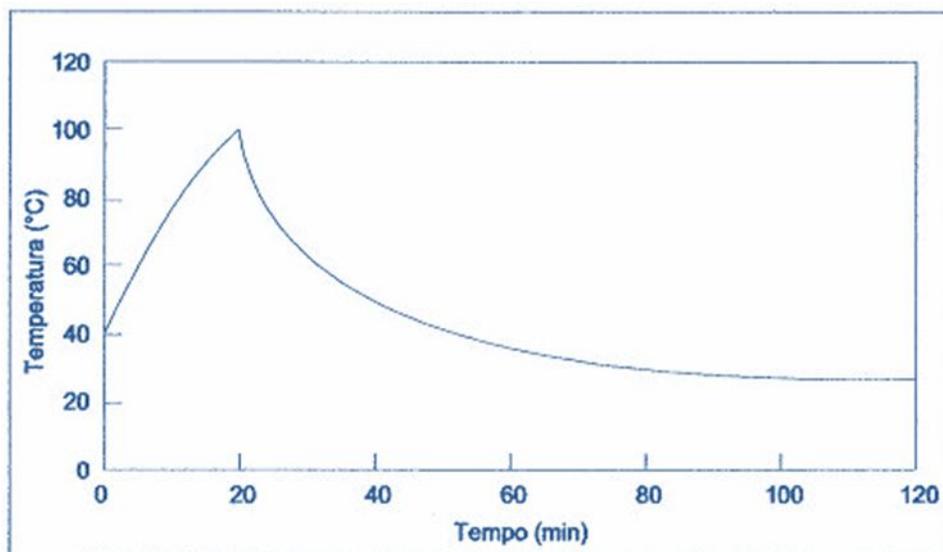


Figura 2.2: Comportamento da temperatura de um condutor submetido a um pulso de corrente de 20 min de duração.

2.2 Aumento da Capacidade da LTA

Nas últimas décadas, as empresas do setor de transmissão têm intensificado estudos nas diversas áreas com a finalidade de ampliar a capacidade de carregamento de suas linhas, desde opções menos conservadoras como a operação das linhas em temperaturas mais altas, chegando até as opções mais severas como o recondutoramento adotando cabos tecnologicamente mais avançados.

Por outro lado, há mais de 100 anos que as concessionárias de eletricidade vêm, preventivamente, evitando que os fluxos de potência em linhas de transmissão atinjam o limite máximo definido.

Inicialmente elas estabeleceram valores de carregamento estático, estimados ou calculados com base nos piores casos de condições climatológicas. Esses carregamentos são conservadores por projeto e possui o efeito de subestimar a capacidade real de transporte da linha na maior parte do tempo, o que geralmente assegura alta confiabilidade nas operações, porém limitam as possibilidades de despacho de carga. Esse paradigma ainda impera na maioria das concessionárias de energia elétrica no mundo. Entretanto, à medida que as restrições dos sistemas de transmissão se tornam mais críticas, mais aumenta a busca por soluções que aumentem o carregamento de linhas. Atualmente, as principais opções são [11]:

- Reavaliação do Carregamento Estático: Revisão do arqueamento atual da linha; do carregamento estático vigente considerando condições climatológicas atuais; e da temperatura máxima do condutor. O monitoramento e a análise de dados de condições atmosféricas podem justificar uma mudança no carregamento estático.
- Carregamento Dinâmico: O monitoramento em tempo real, do carregamento real dos circuitos de transmissão, permite determinar uma janela de tempo para a sobrecarga admissível. Hoje se tem notícia de que essa janela tem atingido valores que permitem acrescer a transferência de potência de 5 a 30 por cento de alguns minutos até algumas horas.
- Carregamento Sazonal e de Hora do Dia: A análise de dados climatológicos pode indicar a necessidade de se considerar a sazonalidade e a hora do dia como requisito para o aumento do carregamento.
- Retensionamento de Condutores: Este recurso aumenta a distância condutor-solo em vãos críticos e conseqüentemente aumenta o carregamento da LT. Isto funciona melhor para linhas mais antigas em que predominam condutores com alma de aço. Outra possibilidade é a elevação dos pontos de atracamento dos condutores em estruturas críticas.
- Recapacitação da LT com aumento da bitola do condutor: Esta opção, mais drástica, é utilizada quando há uma exigência muito consistente, por exemplo, aumentar o limite térmico acima de 25%.
- Recapacitação da LT com troca do tipo de condutor: Há relatos de que a recapacitação com cabos “Aluminum Conductor Steel Supported” (ACSS) pode aumentar o carregamento em até 25% mantendo-se a mesma carga mecânica nas torres [18]. O cabo ACSS flete menos que o cabo ACSR em altas temperaturas, pois o núcleo de aço foi projetado para suportar o peso pleno do condutor, além do aço se expandir menos que o alumínio. O emprego de novos condutores termo-resistentes que apresentam menores variações na distância cabo-solo em altas temperaturas têm se tornado cada vez mais freqüente. Os condutores de alumínio 1350 (a liga mais

usada em cabos) têm uma temperatura máxima recomendável em torno de 90°C. As novas ligas metálicas empregadas em condutores permitem seu funcionamento em temperaturas acima de 200°C em regime normal de operação, podendo chegar a 360°C com algumas ligas especiais. Desde a década de 1980 estão sendo desenvolvidos condutores formados por fios trapezoidais ao invés de circulares. As idéias principais desses condutores são a de eliminar o espaço existente entre os fios, os quais ficam mais unidos, melhorando a transferência de calor do núcleo para a superfície do cabo e a idéia de aumentar a área da seção de alumínio (o que reduz a resistência do condutor) mantendo o mesmo diâmetro externo de um cabo convencional [18].

- Despacho de reativos através da instalação de bancos de capacitores série.
- Mudanças no Sistema Elétrico: A reconfiguração topológica da rede elétrica pode reduzir o carregamento em uma linha problemática. Por exemplo, a instalação de reatores série chaveados para dividir o fluxo, a construção de uma nova linha em paralelo, a criação de restrições operacionais, conversão para transmissão DC, ou aumentar a tensão da linha.

Ressalta-se que, a resolução nº 191 de 2005 da Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [5], que estabeleceu os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, componentes do sistema interligado nacional – SIN, bem como define as funções de transmissão e os respectivos pagamentos base, diz no seu artigo 7º que se a concessionária do serviço de transmissão conseguir por algum meio aumentar a capacidade de transmissão da LT, fará jus a uma parcela adicional da sua receita anual permitida (RAP), proporcional à capacidade ampliada, desde que essa ampliação evite ou postergue reforços na rede básica ou nas demais instalações de transmissão do sistema elétrico brasileiro [10].

2.3 Efeitos da Temperatura do Condutor

A temperatura superficial de um condutor resulta do equilíbrio térmico entre as quantidades de calor recebidas e cedidas, devidas principalmente à corrente e as condições climáticas (vento, temperatura e radiação solar).

Os parâmetros que definem a temperatura de um condutor aéreo em operação têm três origens distintas:

- Corrente elétrica e a conseqüente perda ôhmica (RI^2) nos cabos.
- Condições climáticas (velocidade e direção do vento, temperatura ambiente e radiação solar).
- Propriedades físicas do cabo (resistividade elétrica, emissividade, absorção solar e calor específico).

Outros fatores, como a evaporação e fenômenos ferromagnéticos e ionizantes são menos relevantes e podem ser desprezados [4].

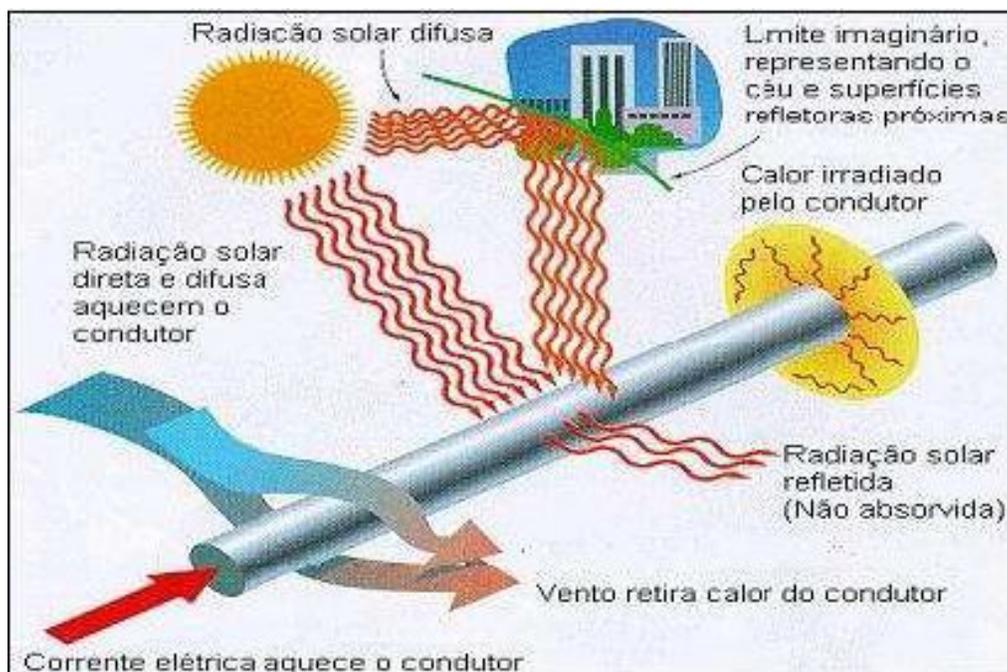


Figura 2.3: Representação do balanço de calor no condutor.

Os parâmetros térmicos podem ser visualizados na Figura 2.3. Em regime estático, há um equilíbrio entre o calor absorvido e perdido pelo cabo:

$$\sum \text{calor absorvido} = \sum \text{calor perdido} \quad (2.1)$$

$$Q_j + Q_s = Q_c + Q_r \quad (2.2)$$

onde,

Q_j = calor absorvido devido ao efeito joule (W/m)

Q_s = calor absorvido devido à radiação solar (W/m)

Q_c = calor perdido por convecção (W/m)

Q_r = calor perdido por irradiação (W/m)

I = corrente no condutor (A)

$$RI^2 + Q_s = Q_c + Q_r \quad (2.3)$$

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{R}} \quad (2.4)$$

Através das análises mais detalhadas já feitas sobre o comportamento térmico do condutor como função das grandezas climáticas e das propriedades do cabo, pode-se afirmar que [4]:

- O calor ganho por absorção solar (Q_s) não é tão relevante, sendo contra balanceado (às vezes com folga) pelo calor irradiado (Q_r). Os coeficientes de absorção solar e de emissividade estão correlacionados, aumentando gradualmente ao longo da vida útil do cabo e compensando mutuamente seus efeitos.
- O principal fator condicionante no carregamento dos cabos é a velocidade do vento, que impacta drasticamente no calor dissipado por convecção (Q_c). Ventos fortes são mais favoráveis ao carregamento do que ausência de sol.
- Mesmo na ausência total de vento, o calor dissipado pela convecção natural (movimento ascendente do ar quente) é da ordem de grandeza do calor emitido por irradiação em cabos antigos (alta emissividade).
- Na maior parte do tempo, a linha de transmissão terá limites de carregamento muito superiores àqueles estabelecidos por critérios meramente determinísticos, que levam em conta cenários conservadores (velocidades baixas de vento, sol a pino, temperatura ambiente elevada, etc).

Entender o comportamento térmico do condutor é fundamental para determinação da ampacidade da LTA e, pela sua importância, esse assunto já foi amplamente discutido por muitos autores e grupos de estudos, produzindo vários métodos todos com resultados muito parecidos. Podem-se destacar os mais importantes como: House e Tuttle, ALCAN, Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, Davis, Morgan, Black e Byrd, IEEE e CIGRÉ.

No Brasil a resolução normativa nº 191 da ANEEL [5] recomenda como metodologia de cálculo da relação temperatura-corrente de cabos aéreos o método estabelecido pelo CIGRÉ e implementado conforme descrição presente na nota técnica nº038/2005-SRT/ANEEL [6] cuja metodologia de cálculo da capacidade operativa da LTA é mostrada no Anexo A.

2.3.1 O Efeito da temperatura no desempenho mecânico dos cabos

Manuais de referência estabelecem que a operação do condutor sob máxima temperatura não deve reduzir em mais do que 10% a resistência mecânica do cabo, ao longo da vida útil da linha (tipicamente 50 anos) [4].

Já a literatura técnica indica que, para cabos de alumínio, temperaturas de operação acima de 100°C ocasionam rápida, progressiva e cumulativa perda de resistência mecânica nos condutores. Aplicando-se o método de Harvey a um cabo com fios de alumínio duro (1350-H19)4, verifica-se que uma perda de 9,4% na resistência mecânica nesses fios pode ser atingida com qualquer dos regimes de operação abaixo [4]:

- 1015 h a 100 °C
- 105 h a 110 °C
- 12 h a 150 °C

Obs.: a perda em todo o condutor será maior se o cabo tiver alma de aço.

Para prevenir o enfraquecimento mecânico do cabo e o conseqüente aumento das flechas, os projetistas de linhas de transmissão aéreas costumam estabelecer, como temperaturas máximas nos condutores, valores entre 75°C e 100°C (regime normal) e a 100°C a 110°C (emergência) [4].

No momento da preparação do projeto executivo da LTA, já estão definidos o tipo de cabo condutor e a região onde será implantado o sistema de transmissão (com suas implicações climáticas). Ao projetista, cabe escolher o traçado e efetuar a locação das estruturas, de modo a garantir as alturas de segurança mesmo na condição mais desfavorável: condutor sob fluência de 10 anos e temperatura máxima de operação [4].

Devido a essas considerações, toda vez que uma LTA operar sob condições-limite de carregamento ocorrerá violação simultânea de dois critérios de projeto:

- Temperatura máxima do cabo.
- Altura cabo-solo.

Isso significa que o controle da temperatura no cabo pode ser feito indiretamente monitorando sua altura em relação ao solo. Esta depende da flecha a qual é, por sua vez, função mecânica do cabo [4].

A variação de temperatura pode ser monitorada por meio de grandezas físicas representativas de fenômenos envolvendo o condutor. A Figura 2.4 mostra como a variação de temperatura se relaciona com as grandezas que lhe dão causa e com os efeitos que dela decorrem [2].

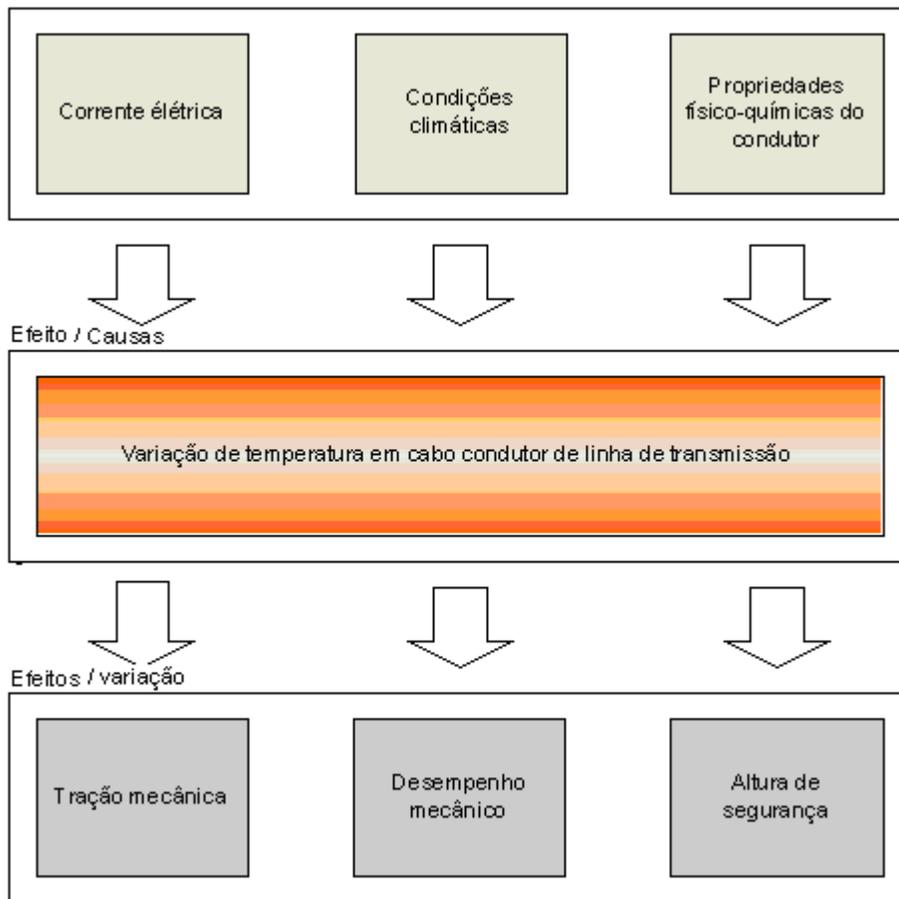


Figura 2.4: Correlação entre causas e efeitos da variação de temperatura em condutores de linha de transmissão.

Conclui-se que 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, indiretamente, pelo controle da altura cabo-solo, da flecha ou tração de estiramento.

Flecha x Tensão Mecânica

O fato dos condutores de Linhas de Transmissão Aéreas serem tipicamente flexíveis e com peso uniforme ao longo da sua extensão os fazem tomar a forma de uma catenária entre os pontos de apoio adjacentes, sendo que, a catenária muda conforme a temperatura e a intensidade do vento no condutor.

Para assegurar uma adequada distância vertical e horizontal, de objetos e do solo, sob todas as condições meteorológicas e de cargas elétricas, e para garantir que o limite de resistência mecânica do condutor não seja excedido, o comportamento da catenária em todas as condições devem ser considerado na concepção da linha.

O comportamento do condutor sob as variadas condições é determinado através de equações que relacionam a flecha com a tensão mecânica no cabo.

A forma da catenária é dada em função do peso do condutor por unidade de comprimento w , a componente de tensão horizontal H , o comprimento do vão S , e a flecha do cabo D (Figura 2.5:).

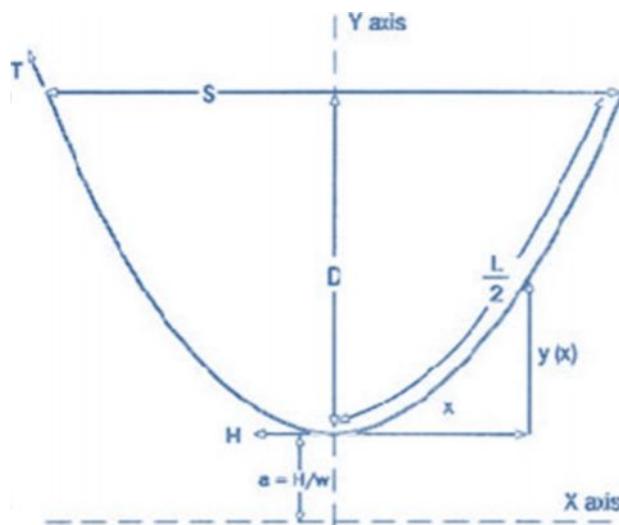


Figura 2.5: Catenária formada pelo condutor [14].

A equação exata da catenária usa funções hiperbólicas:

$$y(x) = \frac{H}{w} \cosh\left(\frac{wx}{H}\right) \quad (2.5)$$

Onde:

T = tensão resultante em kgf no suporte da torre

H = tensão horizontal

S = comprimento do vão do condutor

L = comprimento do condutor

D = flecha

w = peso do condutor em kgf/m

x = posição em metros

Note que x é positivo em ambos os sentidos a partir do meio do vão que é o ponto mais baixo da catenária.

A relação H/w que aparece na equação 2.5 é chamada de constante da catenária e aumentando esta constante reduz-se a flecha da catenária.

Considerando que as torres adjacentes estão na mesma cota, para um dado nível de flecha, o ponto mais baixo fica no centro do vão, assim, D é encontrada fazendo $x=S/2$ na equação 2.5.

Portanto:

$$D = y(S/2) - a \quad (2.6)$$

Sendo:

$$a = \frac{H}{w} \quad (2.7)$$

Tem-se que:

$$D = a \left[\cosh\left(\frac{s}{2a}\right) - 1 \right] \quad (2.8)$$

$$D = \frac{wx^2}{2H} + \frac{w^3 L^4}{384H^3} + \dots \quad (2.9)$$

Conforme Fink e Beaty (1993) [13], a catenária aproxima-se de uma parábola quando o comprimento do vão é muito maior que a flecha do condutor D (i.e. $L \gg D$), o que simplifica bastante a complexidade matemática. Na maior parte dos casos, a razão entre o comprimento do vão e a flecha do condutor é da ordem de 100 para um [38]. Por isso, a forma parabólica do condutor aéreo é mais utilizada do que a forma catenária na maioria das aplicações de concessionárias de serviços de eletricidade.

Aproximando para o perfil parabólico:

$$D \cong \frac{wx^2}{2H} \quad (2.10)$$

$$D \cong \frac{wS^2}{8H} \quad (2.11)$$

Onde:

S = comprimento do vão do condutor ($S = 2x$)

De forma semelhante:

$$\frac{L}{2} = \frac{H}{w} \sinh\left(\frac{wx}{H}\right) \quad (2.12)$$

$$\frac{L}{2} = x + \frac{w^2 x^3}{6H^2} + \frac{w^4 x^5}{120H^4} + \dots \quad (2.13)$$

$$L = S + \frac{w^2 S^3}{24H^2} + \frac{w^4 S^5}{1920H^4} + \dots \quad (2.14)$$

$$L \cong S \left(1 + \frac{w^2 S^2}{24H^2} \right) \quad (2.15)$$

Substituindo a tensão horizontal H da equação 2.11 na equação 2.15, chega-se a:

$$L = S + \frac{8D^2}{3S} + \frac{32D^4}{15S^3} + \dots \quad (2.16)$$

Aproximando:

$$L \cong S + \frac{8D^2}{3S} \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial L}{\partial D} = L' = \frac{16}{3S} D \quad (2.18)$$

Com este modelo matemático para condutor aéreo, a partir de dados de tensão mecânica, pode-se obter interessantes curvas, como:

- Taxa de variação do comprimento do condutor físico com a flecha máxima.
- Variação da flecha do condutor em diferentes horas do dia.
- Perfil da flecha do condutor aéreo em função da corrente.

Obs.: Os modelos matemáticos de flecha/tensão tratados acima consideram comportamento uniforme do material condutor dado. Isto introduz uma quantidade significativa de erro no cálculo da flecha do condutor, pois a maioria dos condutores em alta tensão tem forma composta, e.g., os cabos ACSR. Assim, considera-se o termo $\Delta \ell = \ell \Delta H / AE$ como correção do módulo onde, A é a área da seção transversal do condutor, e E o módulo composto de elasticidade dentro de uma determinada região de expansão [2].

Flecha x Temperatura

Outro modelo matemático descreve como a temperatura de um condutor aéreo pode ser determinada a partir de medidas precisas da flecha do condutor (ou por extensão da altura de

segurança) usando a relação flecha-temperatura para um vão crítico. A equação 2.19 fornece uma boa aproximação da temperatura como uma função da flecha do condutor aéreo,

$$T_c = T_i + A(D_c - D_i) + B(D_c - D_i)^2 + C(D_c - D_i)^3 + D(D_c - D_i)^4 \quad (2.19)$$

Na equação 2.19, T_c é a temperatura presente calculada do condutor, e T_i é a temperatura de um condutor réplica desenergizado. D_c e D_i são respectivamente as flechas dos condutores correspondentes. Os parâmetros calibradores A , B , C e D podem ser determinados empiricamente usando várias medidas de flecha e de temperatura junto com técnicas de ajustes de curvas (*fitting*). Assim, essas constantes são determinadas sob condições controladas, com T_i e D_i conhecidos. Os valores da temperatura T_i podem ser medidos usando instrumentos disponíveis para valores de flecha de condutores conhecidos, D_i [2].

Corrente x Temperatura

Uma expressão para a aproximação de terceiro grau da equação 2.19 foi proposta por Seppa (1995), e a ampacidade do condutor é então calculada usando a equação 2.20.

$$I_M = I_T \sqrt{\frac{T_m - T_o}{T_c - T_o}} \quad (2.20)$$

$$S_p = \sqrt{3} V I_M \quad (2.21)$$

Onde:

I_M : ampacidade na temperatura máxima permitida para o condutor, (A),

I_T : ampacidade para o condutor limite para a temperatura calculada, (A),

T_c : temperatura calculada do condutor, (°C),

T_m : temperatura máxima permitida para o condutor, (°C),

T_o : temperatura ambiente atual, (°C),

S_p : potência aparente, (MVA).

V : tensão de linha, (MV)

Observa-se que devido à natureza estocástica das condições ambientais, um condutor réplica como proposto por Seppa (1995) é utilizado para determinar a temperatura ambiente real T_0 e a radiação líquida. O modelo matemático proposto na equação 2.20 tem sido a ferramenta básica em muitas aplicações para a determinação da capacidade térmica dinâmica de condutores aéreos [2].

2.4 Ampacidade

Como visto no Capítulo 1, o limite de carregamento de uma linha de transmissão, basicamente é dado pelo seu limite térmico e, por sua vez, a ultrapassagem do limite térmico trás duas conseqüências principais:

- Rompimento da isolação, por arqueamento excessivo do condutor.
- Dano ao cabo condutor, por recozimento, em altas temperaturas.

Desses fatores o que normalmente ocorre primeiro é o rompimento da isolação, causado pela redução das distâncias entre partes vivas e aterradas.

O carregamento térmico de uma linha aérea é a corrente máxima que pode fluir pela linha sem sobre aquecê-la. Quando a corrente aumenta no condutor aéreo, a temperatura da linha aumenta e, conseqüentemente, a linha flete. O limite térmico, portanto, é a corrente máxima que resulta no arqueamento da linha para a mínima altura condutor-solo permitida em norma.

A Figura 2.6: ilustra como ocorre o arqueamento do condutor por elevação da temperatura reduzindo a distância cabo-solo.



Figura 2.6: Distância de segurança.

Portanto, pode-se dizer que: “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”.

A temperatura superficial do cabo máxima permitida para um LTA é um valor invariável, definido no projeto da linha, a qual está relacionada às distancias de segurança, assim, o que altera a ampacidade de uma linha são os fatores externos ou condições climáticas. A Figura 2.7: mostra esquematicamente os fatores que influenciam no cálculo da ampacidade.

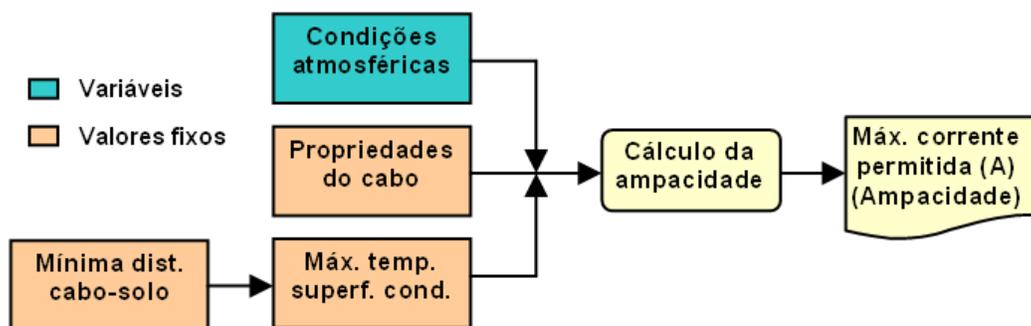


Figura 2.7: Fatores determinantes da ampacidade.

As distâncias condutor-solo (*clearances*) representam um parâmetro fundamental na identificação da capacidade de carregamento elétrico de linhas de transmissão, no sentido de assegurar que os condutores, mesmo aquecidos pelo efeito Joule e ação do Sol, não violem as

condições de segurança estabelecidas em normas técnicas. A aferição dessas distâncias requer uma avaliação do comportamento eletromecânico da linha de transmissão, a partir do qual se possam identificar vãos críticos a serem corrigidos ou monitorados em condições de carregamento normal ou de contingências [14][13].

A ampacidade de uma linha de transmissão aérea pode ser determinada valendo-se de várias técnicas, dependendo da quantidade de informação que se dispõe da linha e o ambiente, do nível de risco que se queira correr e da filosofia de operação a ser adotada.

A Figura 2.8: mostra a evolução das técnicas de cálculo da ampacidade, partindo do método determinístico, mais tradicional, mas ainda o mais utilizado pelas empresas transmissoras, até o método de previsão de carregamento, o qual faz uso de ferramentas computacionais e grande banco de dados para se ter uma previsão do carregamento [3].

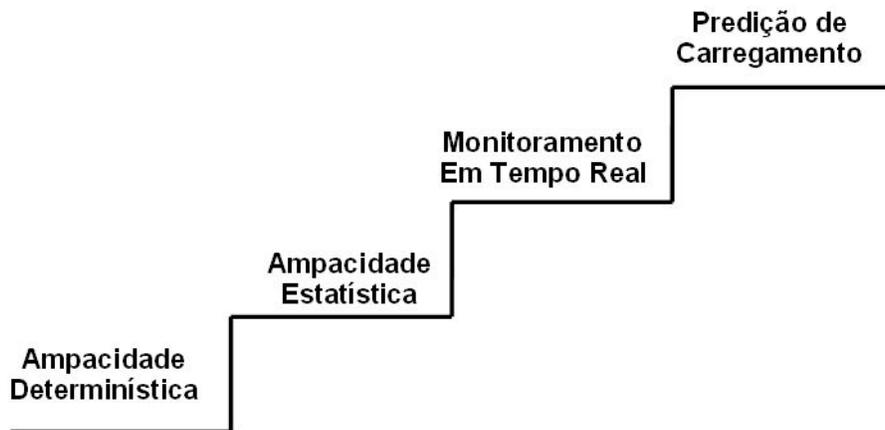


Figura 2.8: Evolução das técnicas de estudo da ampacidade.

2.4.1 Método Determinístico

Sobre o método determinístico é a Norma Técnica NBR 5422, de fevereiro de 1985 [7], que fixa as condições básicas para o projeto de linhas de transmissão aéreas de energia elétrica, com garantia dos níveis mínimos de segurança.

É o método mais antigo e tradicional para cálculo do limite de carregamento de LTA, 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. Isso é feito com base em um único conjunto de condições atmosféricas que inclui temperatura ambiente alta, vento perpendicular ao cabo e em baixa velocidade e radiação solar máxima [10].

Essa suposição extremamente conservadora favorece a segurança operativa da linha de transmissão, pois garante que a temperatura máxima definida em projeto nunca será ultrapassada na operação em campo. No Centro de Operações do Sistema, esse valor torna-se o teto de referência nas decisões sobre o carregamento da linha, sob qualquer condição climática. Mas como os piores casos de cada variável atmosférica dificilmente ocorrem simultaneamente na prática, o valor encontrado para a temperatura superficial máxima por uma metodologia determinística fica bem acima do limite real da linha, fazendo com que o condutor seja subutilizado. Verificou-se, assim, que o valor encontrado deterministicamente fica entre 10% e 30% acima do valor real em 90% do tempo [10].

O conservadorismo do método determinístico foi evidenciado muito claramente em XVI SNPTEE [4], onde se analisou uma LTA com condutor Drake 795 MCM 26/7 operando a 100°C sob sol a pino, vento perpendicular de 0,6 m/s (2,2 km/h) e temperatura ambiente de 35°C. Entre outras considerações, chega-se a uma corrente de 1.080 A, que passa ser o teto de referência nas decisões de carregamento para essa linha sob qualquer condição climática. Se, contudo, apenas elevar a velocidade do vento para 10 km/h a corrente máxima ultrapassa 1.500 A – uma elevação da ordem de 40%. Assim, por desconhecer a real situação térmica da linha, o Centro de Operação pode ser levado, diante de uma sobrecarga de 30% (1.400 A), a manobras desnecessárias ou até mesmo corte de carga.

Considerando o acima exposto, pode-se concluir que a adoção do método determinístico, indo ao encontro da segurança operativa, acaba indo, simultaneamente, contra a qualidade e continuidade do fornecimento de energia.

2.4.2 Método Estatístico

A ampacidade determinística, como foi visto anteriormente, considera um valor único para toda a linha e para o ano todo, sem considerar as diferenças ambientais que ocorrem nas diversas estações climáticas, nem diferenças oriundas da topografia do terreno ou associações às diferentes características meteorológicas regionais. Assim, a adoção de um valor único para a

ampacidade leva a diferentes riscos em cada estação e período do dia, por exemplo, haverá riscos maiores no verão-dia e riscos mínimos no período inverno-noite. A determinação de ampacidades sazonais com base estatística levará à uniformização desses riscos.

Considerando que as piores situações climáticas não ocorrem simultaneamente com facilidade e conhecendo-se o comportamento dessas variações, um melhor aproveitamento da capacidade das linhas de transmissão pode ser obtido considerando tais variações no cálculo da ampacidade. A partir desta consideração e da necessidade de melhorar a utilização das linhas de transmissão, foi proposto o método estatístico para cálculo da ampacidade, o qual leva em conta a aleatoriedade dos parâmetros ambientais e faz uso de um consistente banco de dados e de técnicas probabilísticas. O método define a máxima temperatura no condutor em função do risco térmico envolvido.

No Brasil, o assunto vem sendo abordado desde a década de 80 quando foi criada, no âmbito do então Grupo Coordenador para Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e do Grupo de Controle, Otimização e Inteligência Computacional Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica (GCOI-EE), uma força tarefa que desenvolveu uma metodologia para cálculo da ampacidade segundo critérios estatísticos, utilizando banco de dados meteorológicos do CEPEL [16].

Antecedendo ao método estatístico, mas já com objetivo de considerar as diferenças climáticas no cálculo da ampacidade, foi proposta a subdivisão das séries horárias de temperatura do condutor nos períodos verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite, cada período com sua ampacidade.

Na ampacidade estatística propriamente dita, a temperatura máxima no condutor é dada pelo risco térmico que é a probabilidade da temperatura do condutor ser excedida durante o período de operação. O risco térmico é definido considerando séries horárias de dados de temperatura do condutor para as condições climatológicas da região onde a linha está implantada [17].

Como já visto, a elevação da temperatura superficial do condutor leva a duas conseqüências, ambas prejudiciais:

- Rompimento da isolação, por abaixamento excessivo do cabo condutor.
- Dano ao cabo condutor, por recozimento, em altas temperaturas.

Para estabelecer os limites de ampacidade com base em valores quantitativos que levem em conta essas duas possibilidades, a metodologia desenvolvida pela força tarefa GCPS/GCOI considera os seguintes riscos:

- Risco térmico: probabilidade de uma determinada temperatura do condutor ser ultrapassada.
- Risco de falha: probabilidade de falha na linha por ocorrência de rompimento da isolamento do espaçamento entre condutor e solo ou algum obstáculo abaixo ou próximo à linha de transmissão.

Os riscos térmicos são calculados considerando-se que as temperaturas no cabo condutor, para uma dada corrente, se distribuem de acordo com uma função de densidade de probabilidades, sendo utilizada a distribuição log-normal, que apresentou melhor aderência aos dados pesquisados pela Força Tarefa. 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 o obstáculo. E a partir desta distância, o abaixamento máximo admissível do cabo. Fica assim determinada a temperatura máxima que o cabo condutor pode atingir (temperatura máxima de operação - T_{limop}).

A corrente máxima admissível nas condições normal e de emergência é calculada considerando os limites mostrados nas Tabelas 2.1 e 2.2.

Tabela 2.1: Valores máximos para operação.

	Condição Normal de Operação	Operação de Emergência	
		Média Duração	Longa Duração
T_{LIMOP}	≤ 120 °C	≤ 120 °C	≤ 120 °C
Risco Térmico de T_{LIMOP}	1 %	7,5 %	5 %
Risco de Falha para T_{LIMOP}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}

Tabela 2.2: Valores máximos definidos em projeto.

	Risco Térmico	Risco de Falha
Temperatura de projeto definida pelo projetista	15%	10^{-6}

2.4.3 Monitoramento em Tempo Real

Partindo do princípio que a melhor forma de se determinar o limite de carga de uma linha é medindo constantemente as variáveis nela envolvidas, o monitoramento em tempo real propõe assistir aos despachantes de sistemas na melhor utilização da capacidade de corrente de carga, com a garantia de que as alturas de segurança regulamentares não sejam ultrapassadas.

Métodos Diretos

A partir da década de 1990, com a evolução da informática e das telecomunicações, começaram a surgir equipamentos de supervisão em tempo real viáveis ao uso em linhas de transmissão. Abaixo, alguns desses equipamentos já disponíveis comercialmente:

- 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;
- Power Donut: A temperatura do condutor é medida pelo contato do termistor. Foram relatados problemas na comunicação;

- 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 Engineering Research Center). Flecha medida diretamente pela diferença de dois GPSs. Em desenvolvimento;
- 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
- 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 fica instalado no condutor.
- Dados Ambientais: Estação meteorológica. Possibilita a aplicação em várias linhas de uma região climaticamente homogênea, a sua precisão depende da distância dos sensores à linha.

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

No mundo todo, entre as empresas que fazem monitoramento direto de suas linhas, a medição da tensão mecânica sobre o condutor é o método mais utilizado. Essa preferência pode ser entendida observando a equação 2.2 mostrada anteriormente, a qual fornece a flecha (D) da catenária formada pelo cabo, diretamente através da tração mecânica horizontal (H). Por isso, a medição da tensão mecânica do cabo permite um cálculo bem preciso da altura cabo-solo para vários vãos (localizados entre as estruturas de ancoragem onde são instalados os sensores), refletindo o efeito das condições climáticas e da corrente por todo esse percurso. Outra vantagem de se medir a tensão mecânica é que a instalação do sensor é feita atrás da cadeia de ancoragem, ou seja, do lado desernegizado da linha, o que facilita a sua instalação e manutenção [4].

Métodos Indiretos

O monitoramento em tempo real também pode ser feito indiretamente por meio da medida dos parâmetros atmosféricos e sua consequente aplicação em um modelo térmico do condutor. Esse método é o menos dispendioso, porque, pode fazer uso de dados obtidos por estações meteorológicas de centros de previsão do clima, as quais já estão instaladas em várias regiões do país. Um cuidado que se deve ter ao usar esses dados é o de verificar a validade dos dados medidos na região atravessada pela linha, pois ela pode apresentar características climáticas ligeiramente diferentes da área onde a estação meteorológica está instalada. Alguns trabalhos já foram publicados abordando técnicas de transferência espacial de variáveis climáticas para se fazer as correções necessárias nesses dados [20][21].

O uso combinado de informações de condições ambientais e de corrente no condutor permite calcular a temperatura do condutor. Este parâmetro é usado em alguns casos para determinar a distância de condutor ao solo. Em outros casos a temperatura calculada é comparada à temperatura de projeto; caso esta seja excedida, deduz-se que o limite de segurança da altura condutor-solo também foi excedido, significando uma condição de risco para as pessoas e o equipamento.

Os parâmetros ambientais tipicamente monitorados são a velocidade e a direção do vento, a radiação solar e a temperatura ambiente.

2.4.4 Predição de Carregamento

As evoluções ocorridas nos últimos anos na determinação da ampacidade, como a utilização do método estatístico e do monitoramento em tempo real, levam, certamente, a uma elevação da utilização da linha, o que é muito desejável. No entanto, ao aproximar o carregamento da linha aos limites teóricos, a operação torna-se menos confortável e cuidados devem ser intensificados para que não ocorram surpresas indesejáveis com a extrapolação dos limites de operação definidos nos estudos e projetos. Neste sentido, se o despachante tiver uma boa previsão de temperatura no condutor no curto e médio prazo, ele pode tomar ações preventivas, como, por exemplo, saber se uma corrente deve ser mantida ou aumentada num dado horizonte sem que a confiabilidade operacional do sistema seja comprometida.

O avanço da informática e o aumento absurdo da capacidade de armazenamento e processamento, aliado ao emprego de novas tecnologias de monitoramento e transmissão de dados, vem dando suporte e factibilidade à previsão de carregamento em linhas de transmissão. Nesta nova filosofia de operação, as grandes massas de informações da linha de transmissão geradas são tratadas utilizando-se modernas técnicas matemáticas (inteligência computacional), como redes neurais artificiais, algoritmos genéticos, lógica difusa, entre outras, de forma a se obter um comportamento futuro da temperatura no cabo.

A tecnologia de redes neurais, por exemplo, mimetiza o processo de resolução de problemas do cérebro humano. Tal como humanos aplicam o conhecimento adquirido de experiências passadas para novos problemas ou situações, uma rede neural (RNA) utiliza exemplos resolvidos previamente para construir um sistema de "neurônios" que toma novas decisões, faz classificações, e prognósticos.

A aplicação desta técnica permite identificar o modelo e predizer o comportamento de sistemas complexos, não lineares com variação paramétrica, em que seus parâmetros são desconhecidos.

As RNA, portanto, tem se mostrado uma metodologia adequada no reconhecimento de padrões de temperatura no condutor, a qual é oriunda de diversas variáveis, algumas delas aleatórias.

Face a isso, adotou-se neste trabalho RNAs para propor um módulo preditor de temperatura superficial do cabo a partir de informações coletadas em campo, tal módulo será explicado em detalhes mais a diante.

2.5 Conclusões do Capítulo

Através do estudo feito pode-se conhecer o estado da arte no monitoramento e controle do carregamento em linhas de transmissão. Observou-se que, de um modo geral, as empresas ainda adotam técnicas e critérios conservadores, tanto no projeto de novas linhas como na operação das linhas existentes. Há, no entanto, uma forte tendência pelos agentes do setor elétrico em aumentar o nível de utilização dos ativos do sistema elétrico de potência, postergando ao máximo novos investimentos e evitando embates com órgãos ambientais para obtenção de licenças de implantação de novas linhas de transmissão. A própria ANEEL, alinhada com esta tendência,

emitiu a resolução nº 191 de 2005, a qual prevê um melhor aproveitamento das linhas de transmissão adotando critérios estatísticos no cálculo da ampacidade.

Com relação à operação, o estudo mostrou que, embora o limite de carregamento seja dado por critérios de estabilidade, térmicos e mecânicos, na prática o limite de carregamento da linha de transmissão é dado pelo critério térmico, o qual, por sua vez, é definido pela altura da catenária do cabo (*clearances*), assim, o monitoramento do carregamento do cabo pode ser feito monitorando a altura do cabo com relação ao solo.

A análise do modelo matemático do equilíbrio térmico no cabo proposto por Morgan mostrou todos os fatores que influenciam no limite de carregamento e que definem a ampacidade da linha de transmissão.

Por fim, o estudo do Capítulo 2 mostrou os métodos disponíveis para definição da ampacidade em linha de transmissão, desde o método determinístico, mais conservador, até a predição do carregamento que propõe dar ao operador uma visão futura do carregamento e da ampacidade da linha.

Capítulo 3

Implementação do Sistema de Monitoramento

Neste capítulo, serão dados os detalhes sobre a implementação do projeto piloto “Monitoramento de Linhas de Transmissão (LT’s)” na Subestação Guamá da Eletronorte, desta forma, serão vistos os detalhes de instalação e as especificações técnicas dos elementos que compõe o sistema de monitoramento.

O projeto piloto faz parte do programa de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, através do contrato com a Universidade Federal do Pará (UFPA) e em parceria com Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD).

3.1 Instalação

A instalação do projeto piloto na subestação Guamá ocorreu entre os dias 08 e 15 de maio de 2007 e foi dividida em quatro etapas:

- 1ª etapa: o sistema foi montado em um dos prédios da Subestação Guamá para orientações sobre seu funcionamento e providências da equipe técnica responsável pela instalação do sistema.
- 2ª etapa: foi instalado o rack da torre com os equipamentos de recepção dos dados enviados pelos diversos sensores e interfaces eletro-ópticas para comunicação via cabo OPGW.
- 3ª etapa: foram instalados os sensores de altura da catenária e temperatura do condutor na linha de transmissão Guamá – Vila do Conde.

- 4ª etapa: foi instalado o conversor de mídia e o microcomputador responsável pelo controle e armazenamento de dados do sistema na sala de Telecomunicação da subestação Guamá.

3.2 Localização dos Componentes do Sistema de Monitoramento:

- Sensores de altura da catenária e temperatura do condutor: Os sensores foram instalados na linha entre o pórtico da subestação Guamá e a torre de transmissão subsequente. Embora o trecho da linha apresente um vão curto onde não ocorrem grandes variações da altura entre o condutor e o solo, o local foi escolhido para melhor acompanhamento do comportamento dos sensores e facilidade de acesso da equipe técnica para eventuais manutenções.
- Rack da torre com equipamentos para transmissão dos dados: O rack da torre com os rádios para comunicação com os diversos sensores, central da estação climática e conversores de mídia para transmissão das informações foi instalado junto ao pórtico no pátio da Subestação Guamá. No local existe uma caixa de emenda do cabo OPGW onde as fibras 25 e 26 foram disponibilizadas para transmissão dos dados.
- Microcomputador com o software do sistema: Na sala de telecomunicações da SE Guamá onde se localiza o DG óptico do cabo OPGW foram acessadas as fibras 25 e 26 e conectas ao conversor de mídia com comunicação ethernet com o microcomputador.

3.3 Montagem do Sistema de Monitoramento para o Projeto Piloto (demonstração fotográfica)

A seguir são exibidas as figuras 3.1 à 3.10 com o detalhamento dos equipamentos instalados no projeto piloto do sistema de monitoramento:



Figura 3.1: Posicionamento dos componentes do sistema.

Os diversos componentes do sistema de monitoramento que foram instalados na região da subestação Guamá são apresentados nas figuras a seguir:

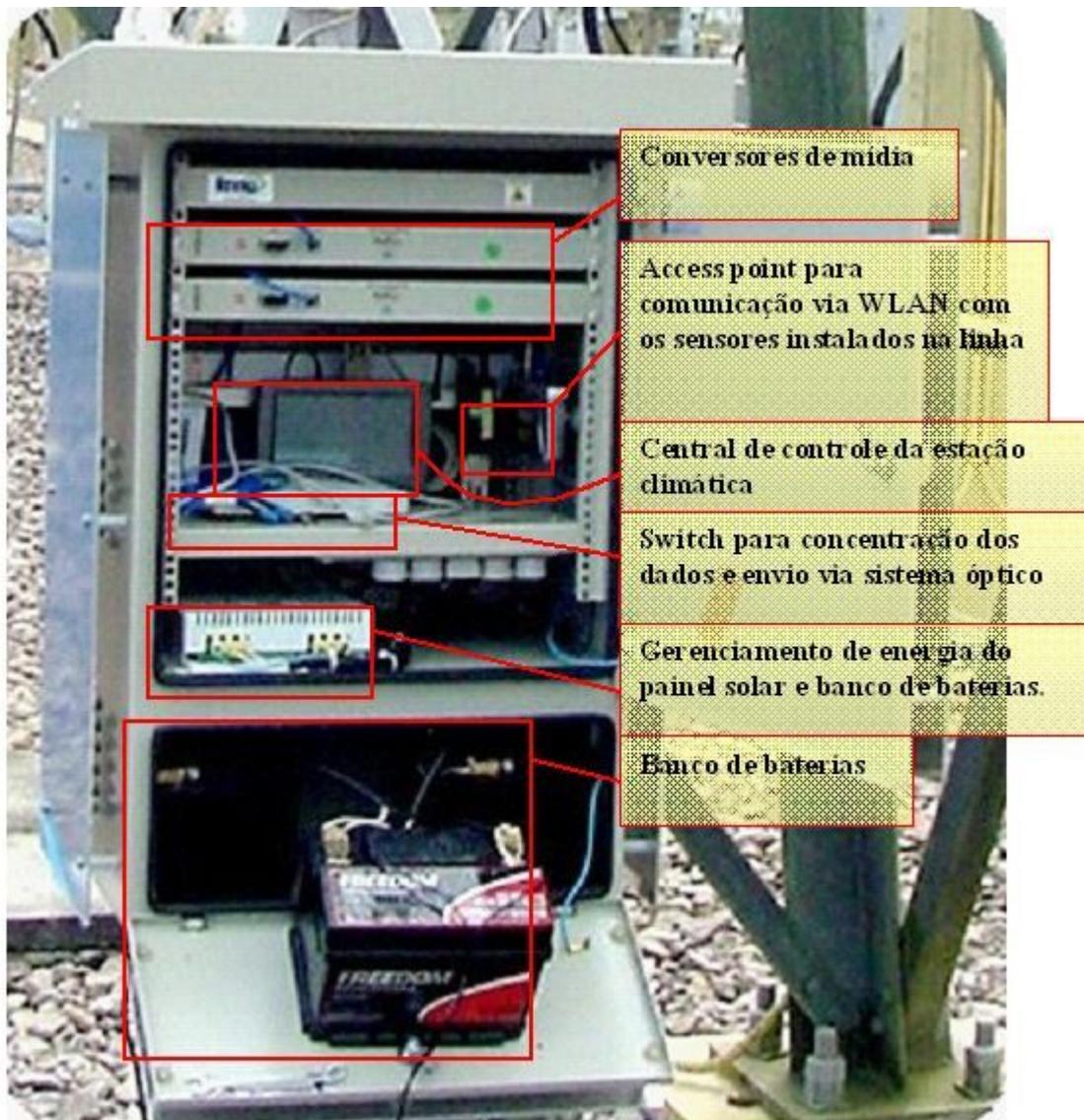


Figura 3.2: Vista interna do rack da torre instalado no pátio de SE Guamá.

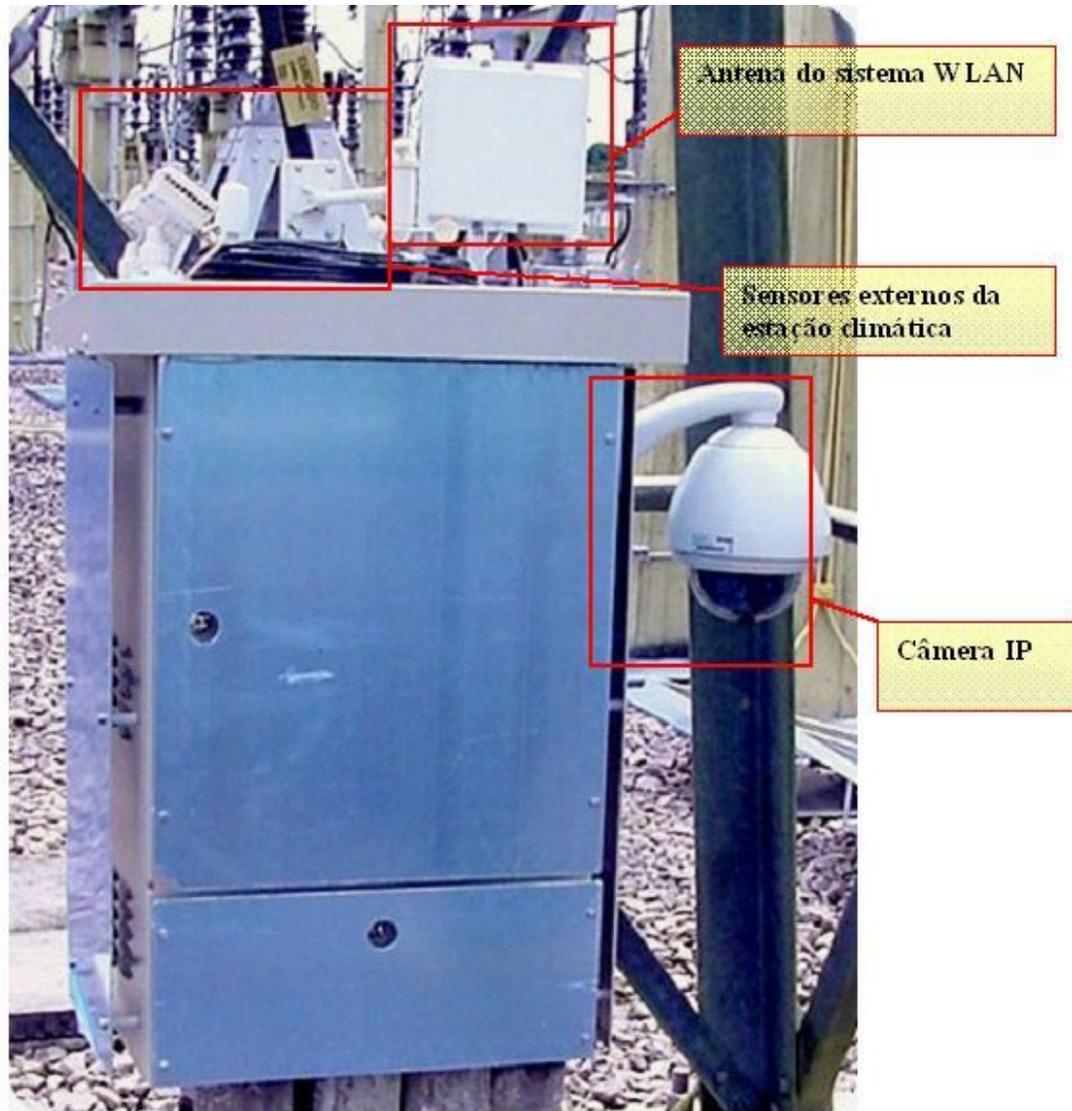


Figura 3.3: Vista externa do rack da torre.

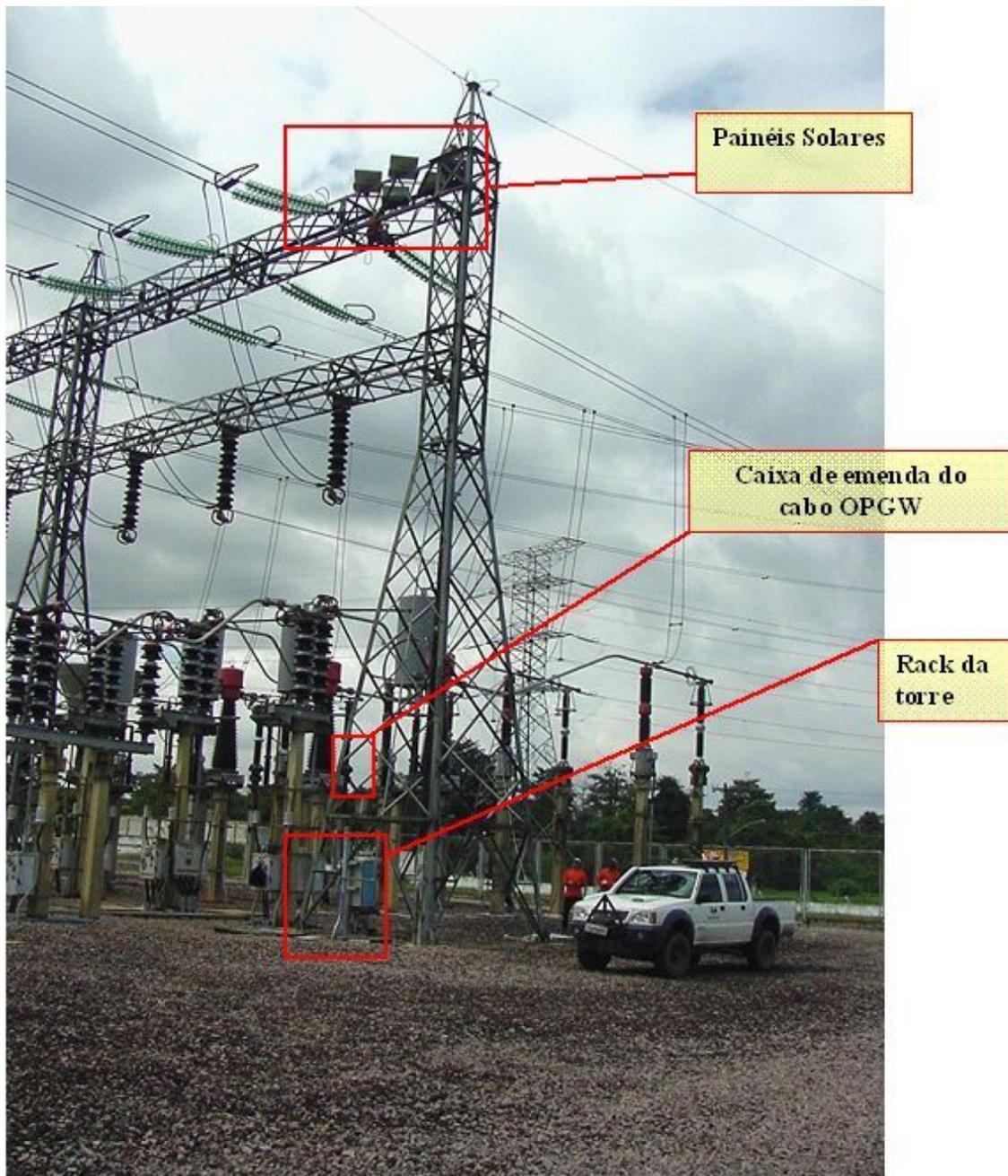


Figura 3.4: Visão geral do posicionamento do rack da torre no pátio de SE Guamá.

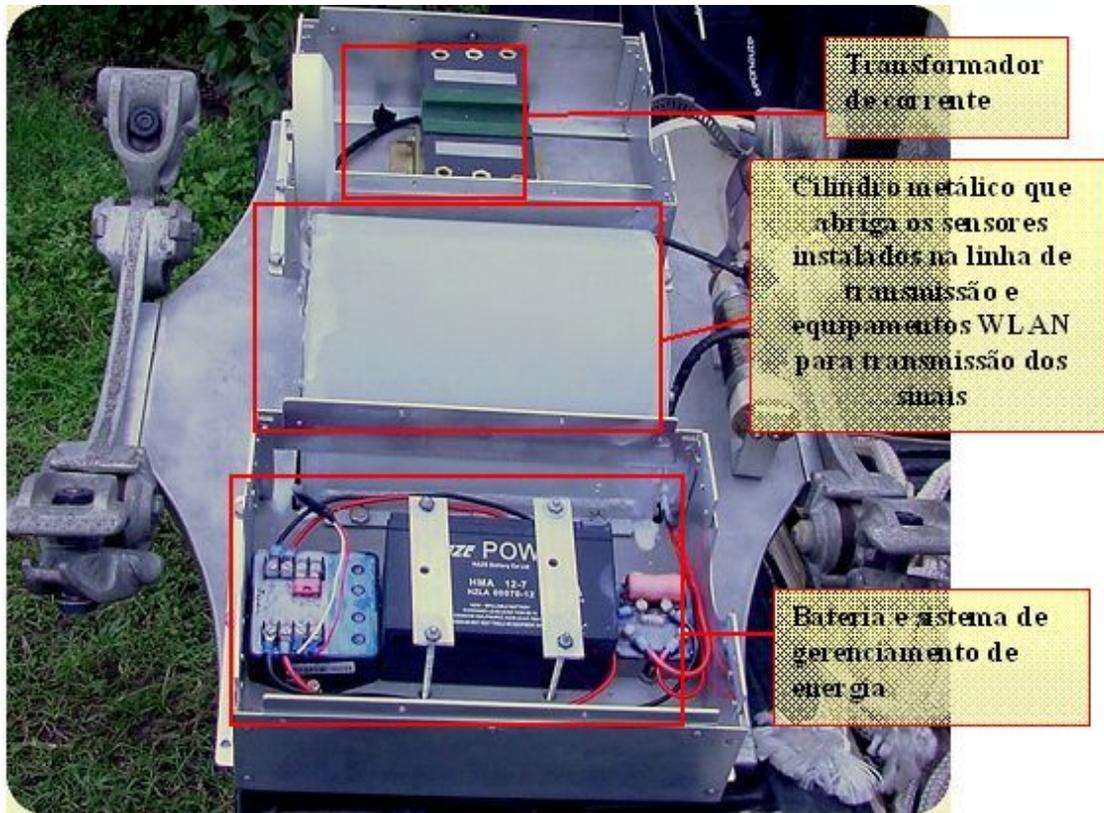


Figura 3.5: Empacotamento mecânico dos sensores da Linha de transmissão.



Figura 3.6: Instalação do elemento sensor na linha de transmissão.



Figura 3.7: DG óptico do cabo OPGW na sala de telecomunicações.



Figura 3.8: Microcomputador com o software que controla o sistema de monitoramento.

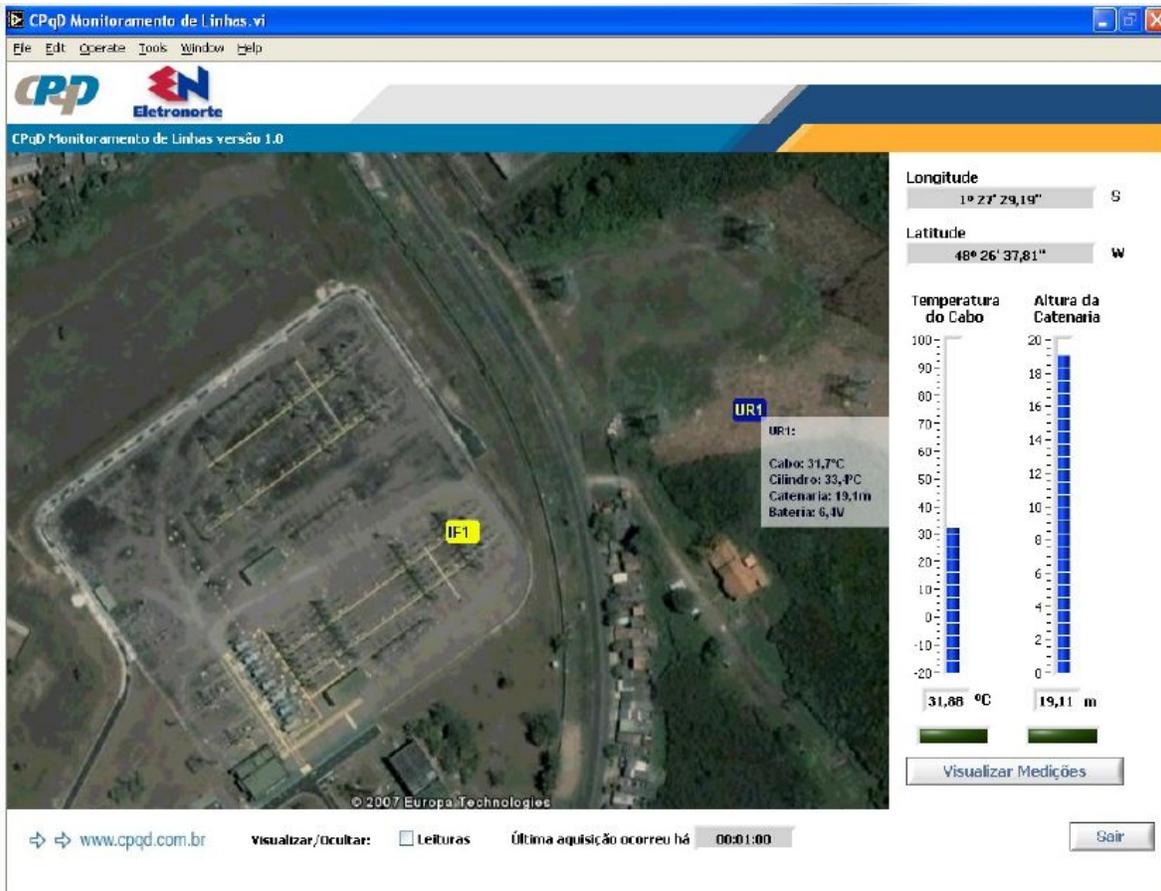


Figura 3.9: Tela inicial do software de monitoramento de linhas.

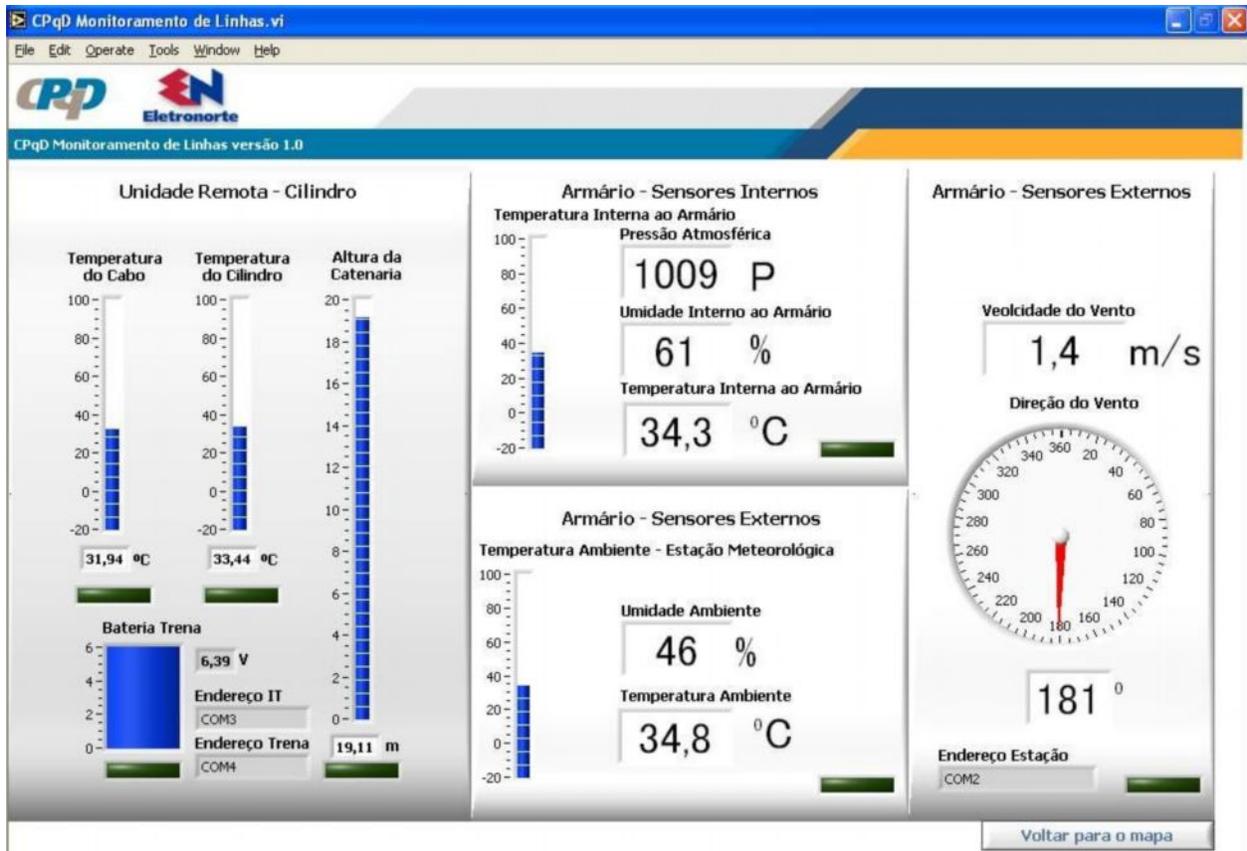


Figura 3.10: Informações dos sensores exibidas pelo software de monitoramento de linhas

3.4 Componentes do sistema de monitoramento

Os principais equipamentos e as suas respectivas especificações que compõem o sistema de monitoramento, instalados no projeto piloto, são apresentados a seguir.

3.4.1 Sistema Rádio

A solução de rádio utilizada neste projeto já é comercializada no mercado nacional, utilizando um Access Point em 2,4 GHz, e que possua interface aberta entre o concentrador dos sensores instalados nas LT's e o sistema óptico. Essa solução deve alcançar, no mínimo, 4 km e ter um baixo custo.

Conversor RS-232 – Ethernet: Esse equipamento é utilizado na interface entre os sensores de carregamento (instalados no meio do vão - no cilindro) - com 4 portas seriais compatíveis com os protocolos RS-232, RS-422 e RS-485 - e a rede Ethernet do sistema projetado. O modelo utilizado neste projeto é o PortServer TS 4 W MEI (Multi-Electrical Interface) do fabricante Digi.

Access Point: esse equipamento é utilizado como nó da rede wireless que coordena e centraliza a comunicação dos diferentes pontos dentro da célula formada. Neste projeto, o modelo utilizado é o WAP-4030A do fabricante Planet e possui as seguintes especificações técnicas:

- Banda de frequência: 2,400 GHz a 2,4835 GHz
- Padrões: IEEE 802.11b / IEEE 802.11g
- Taxa de transmissão: 11 Mbps (IEEE 802.11b); 54 Mbps (IEEE 802.11g)
- Tecnologia rádio: Direct Sequence Spread Spectrum (DSSS)
- Interface LAN: 1 porta RJ45 - UTP
- Potência: 12V DC, 1 A
- Temperatura de operação: 0 oC a 55 oC
- Umidade: 10% a 90% (sem condensação)
- Dimensões: 169mm (L); 87mm(P); 30mm (A)
- Peso: 155 g
- Compatibilidade eletromagnética: FCC Class B; certificação CE

Switch: esse equipamento é utilizado para permitir a passagem de dados seletivamente, transmitindo o tráfego de uma de suas portas individualmente de acordo com a prioridade estabelecida. Neste projeto, esse equipamento é da 3Com (modelo Gigabit Switch 5) e está instalado no rack da torre do pátio da Subestação, interfaceando, de um lado, os sensores da estação meteorológica e o Access Point e, do outro lado, a rede Ethernet do sistema óptico. As suas principais características são:

- Potência: 8,3 VA
- Temperatura de operação: 0 oC a 40 oC
- Umidade: 0 a 95% (sem condensação)

- Dimensões: 225mm (L); 135mm(P); 35mm (A)
- Peso: 1 kg

Esse modelo de switch possui cinco portas e atende as seguintes normas:

- Funcional: ISO 8802/3; IEEE 802.3; IEEE 802.3u
- Segurança: UL 60950; EN 60950; CSA 22.2#60950; IEC 60950
- Compatibilidade Eletromagnética: EN 55022 Class B; EN 55024; FCC Part 15 Class B; ICES-003 Class B; CNS 13438 Class A

Câmera IP: A câmera IP utilizada foi a modelo DCS-6620 10/100TX da Dlink, com zoom óptico de 10x controle de posicionamento remoto PTZ, dual CODEC, 0.05 lux de iluminação mínima. Essa câmera apresenta alarmes para sistema de segurança, microfone para captação do som no local de monitoramento e saída para alto-falante para emissão de avisos sonoros.

3.4.2 Sistema Óptico

Basicamente, o sistema óptico utiliza Conversores de Mídia Gigabit Ethernet transmitindo no comprimento de onda de 1550nm de duas fibras ópticas, que foram disponibilizadas no respectivo OPGW (Optical Power Ground Wire) da linha de transmissão a ser monitorada.

Conversor de Mídia: O Conversor de Mídia Gigabit Ethernet selecionado para este projeto foi o MCGE da Padtec realiza a conversão de um sinal Ethernet 1000Base-T para um sinal 1000Base-SX/LX. Ele é da família GBIC (Gigabit Interface converter) convencional SX/LX.

As suas principais características ópticas são:

- Transmissão
 - Potência óptica: entre 0 dBm e +4 dBm
 - Comprimento de onda central: entre 1500 nm e 1600 nm
 - Largura espectral máxima: 1,0 nm
- Recepção
 - Sensibilidade óptica: -25 dBm (máxima)
 - Comprimento de onda de operação: 1600 (máximo)
 - Saturação óptica: -3 dBm (mínima)

As suas principais características elétricas são:

- Porta Tx: IEEE 802.3ab 1000Base-T Full Duplex
- Taxa de Transferência de Dados: 1.488.000 PPS @ 1000Mbps
- Alimentação: 12 VDC ou 85/265 VAC 50/60Hz
- LED's indicadores
 - PWR: Alimentação
 - T Link: Link UTP
 - F Link: Link Fiber
 - Tx: Transmitindo dados
 - Rx: Recebendo dados
 - FDX: Full Duplex

As suas principais características físicas são:

- Protocolo compatível: CSMA/CD
- Interface elétrica: porta RJ-45 para cabo UTP cat. 5
- Temperatura de operação: 0 °C a +70 °C
- Temperatura de armazenamento: - 40 °C a + 85 °C
- Umidade: 30% a 90%
- Mecânica: 19" 1U de altura (mecânica horizontal)

3.4.3 Sensores

Sensor de Altura da Catenária: Como sensor de altura da catenária nesse projeto piloto foi utilizada uma trena laser modelo DISTOTM PRO4A do fabricante Leica Geosystems.

As suas principais características técnicas são:

- Faixa de medição: 0,3 m a 100 m
- Precisão: típica: +/- 1,5 mm; máxima: +/- 2 mm
- Tempo para medição: 0,5 s a 4 s
- Temperatura de operação: -10 °C a +50 °C
- Dimensões: 188 mm x 70 mm x 47 mm
- Peso: 440g

Para evitar erros de medição, esta trena não deve ser apontada para líquidos incolores (como a água) ou vidro.

Esse equipamento produz um raio laser visível, no comprimento de onda de 635 nm, que emerge da parte frontal do instrumento, que corresponde a um produto a laser Classe 2, de acordo com:

- IEC60825-1 (1993): “Radiation safety of laser products”
- EN 60825-1 (1994): “Radiation safety of laser products”

Esse produto corresponde a um produto a laser Classe II, de acordo com:

- FDA 21 CFR ch.I 1040 (1988) (US Department of Health and Human Service, Code of Federal Regulations)

Nota: Recomenda-se não olhar diretamente para o raio e nem apontá-lo para outras pessoas sem motivo. Normalmente, os olhos podem ser protegidos, fechando-os rapidamente ou virando-se o corpo.

Temperatura do Cabo: o módulo registrador de temperatura - modelo F da Sensatronics - é um dispositivo com interface RS-232 capaz de fornecer a informação do sensor de temperatura para um software de gerenciamento. Este módulo possui dois canais de temperatura, e serão utilizadas duas pontas de prova com aquisição por contato.

Estação Meteorológica: para a obtenção das condições climáticas na região da linha de transmissão próxima do vão crítico, deve ser utilizada uma “estação meteorológica (sem fio)”, que será instalada no rack da torre (fixado na torre).

Os parâmetros climáticos que serão obtidos dessa “estação” são os seguintes:

- Direção e velocidade dos ventos.
- Temperatura e umidade externas.
- Temperatura, umidade e pressão atmosférica do rack da torre.

O modelo desse equipamento utilizado neste projeto é WMR928N do fabricante Oregon Scientific.

As suas principais características técnicas são:

- Temperatura
 - interior: 5 °C a 50 °C
 - exterior: -20 °C a + 60 °C
 - resolução: 0,1 °C

- Umidade relativa
 - limites: 2% a 98% (interior e exterior)
 - resolução: 1%

- Pressão atmosférica
 - limites: 795 mbar a 1050 mbar
 - resolução: 1 mbar

- Velocidade do vento
 - limites: 0 a 56 m/s
 - resolução: 0,2 m/s

- Dimensões: 204 mm x 139 mm x 39 mm

- Peso: 505 g

3.5 Esquemas de ligações e desenhos dimensionais

A seguir serão apresentados os desenhos e esquema de ligação dos elementos que compõe o rack da torre e o cilindro com os sensores de linha.

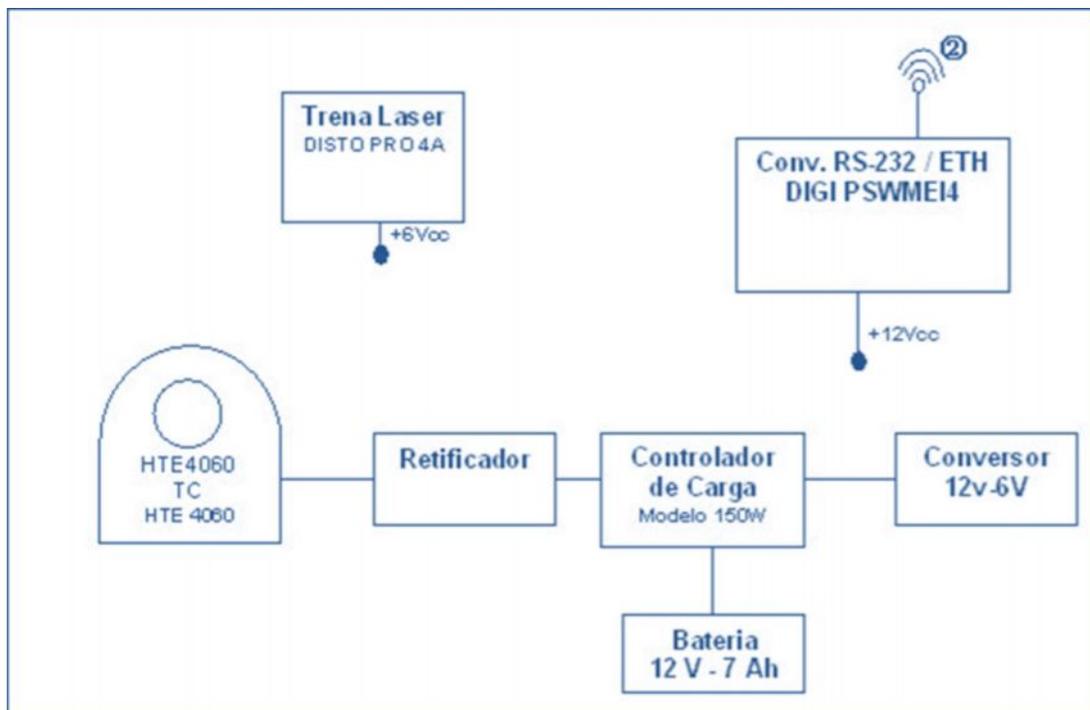


Figura 3.11: Esquema dos componentes dos sensores de linha

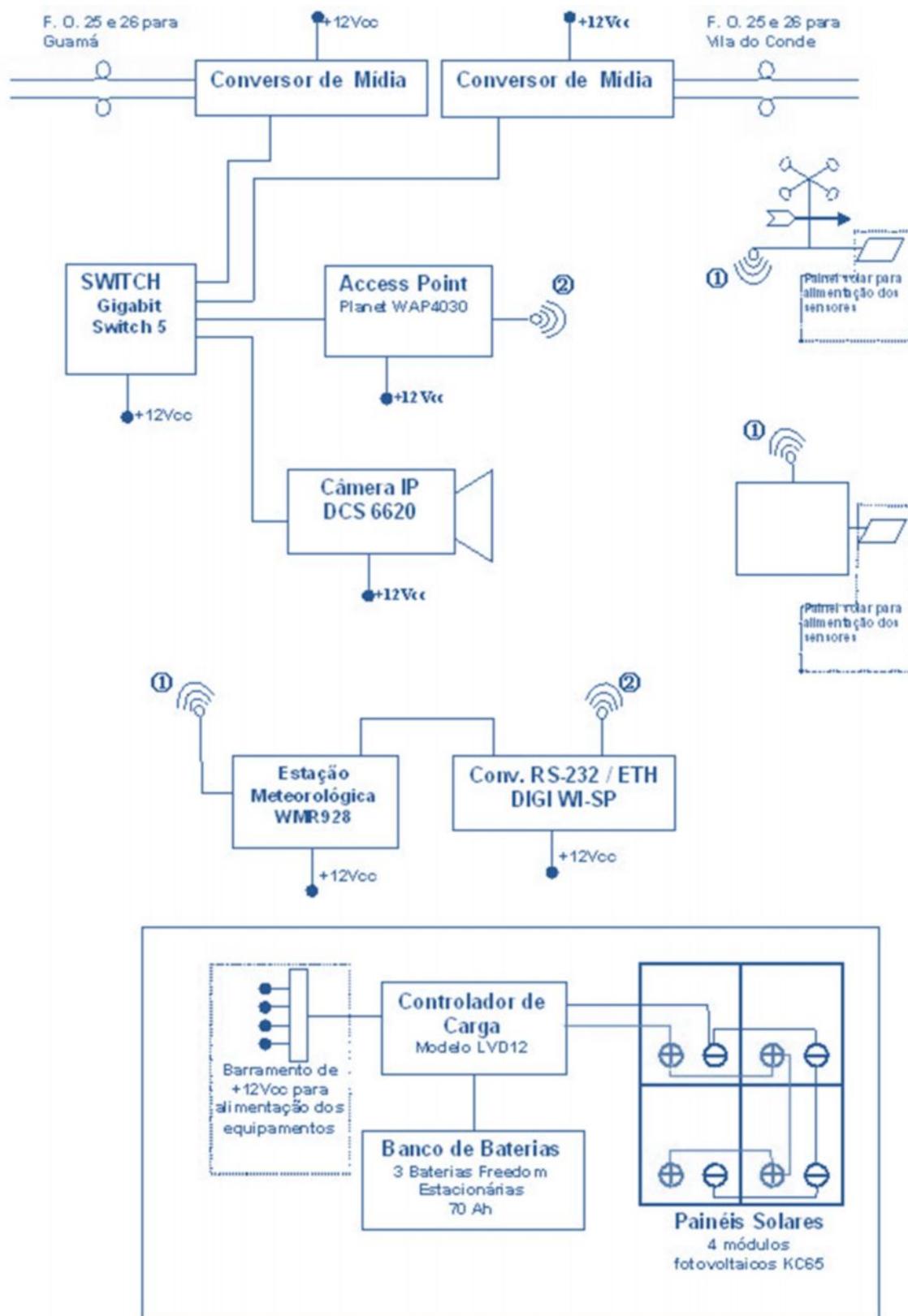


Figura 3.12: Esquemático dos equipamentos instalados no rack da torre.

Por fim, a Figura 3.13 mostra o arranjo geral do sistema de monitoramento com todos os seus componentes:

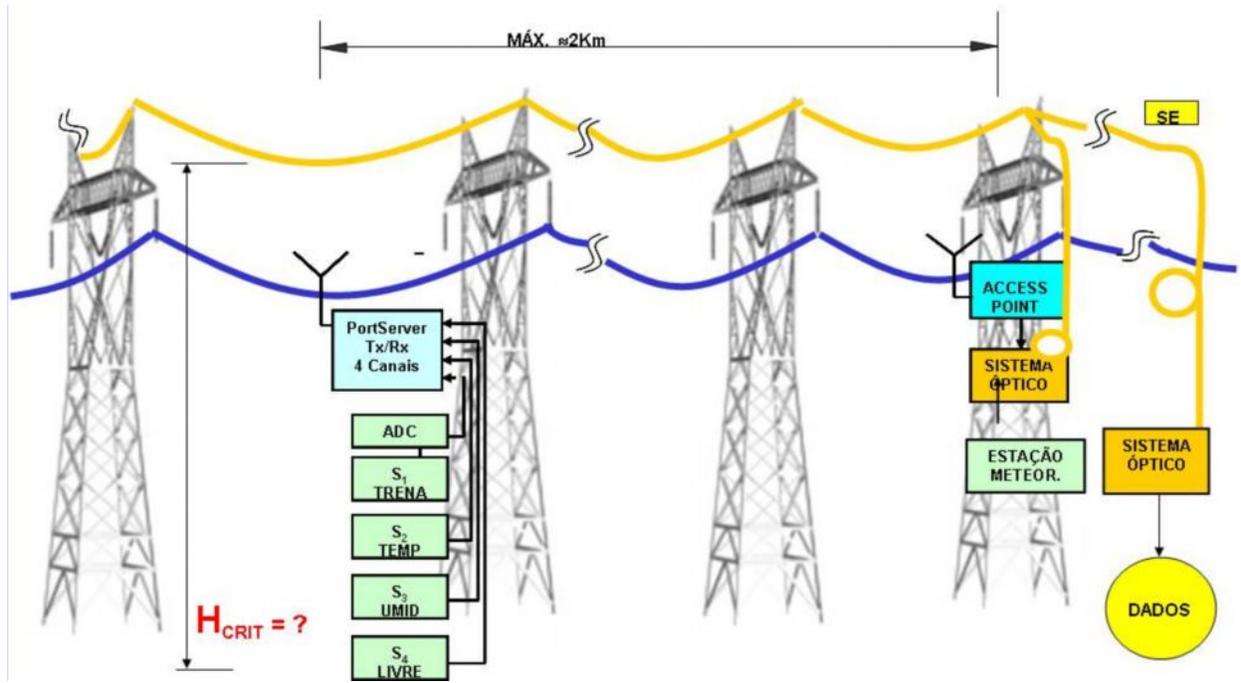


Figura 3.13: Esquemático dos equipamentos instalados no *rack* da torre.

- O sistema foi instalado em Belém, próximo a Subestação Guamá, na linha VCGM-LT6-01, de 230kV. Esta linha se estende de Belém até o município de Vila do Conde e liga as subestações Guamá–Vila do Conde.
- Extensão da linha: aproximadamente 50 Km.
- Utiliza dois condutores por fase, com bitolas de 636 MCM.

3.6 Conclusões do Capítulo

De modo geral, a solução tecnológica escolhida para concepção da arquitetura de comunicação e monitoramento, mostrou-se eficaz no atendimento dos objetivos propostos. Podemos destacar os seguintes pontos e características importantes sobre o sistema:

A solução wireless utilizada no sistema apresentado, cujos equipamentos já são comercializados no mercado nacional a um custo relativamente baixo, possui uma interface “aberta” e realiza a transmissão dos dados no trecho entre os equipamentos colocados no meio do

vão crítico da LT e o concentrador dos sensores instalados em um armário na torre dessa LT, onde há uma caixa de emenda óptica do cabo OPGW (*Optical Power Ground Wire*) da Linha de Transmissão a ser monitorada. Nesse ponto, deve ocorrer a conversão eletro-óptica dos sinais digitais dessa solução. Por sua vez, o sistema óptico permite a transmissão no comprimento de onda de 1550nm de duas fibras ópticas, disponibilizadas no respectivo cabo OPGW, até as subestações interligadas por essa LT.

Esse tipo de solução para monitoramento de LT's foi escolhido principalmente pelos seguintes motivos:

- Permite a inclusão de diferentes sensores e pontos de monitoramento com facilidade;
- O meio de comunicação pode ser utilizada para outras aplicações (vídeo, voz, dados, e outros);
- Permite a sua interligação com a rede corporativa da Concessionária.

No entanto, por tratar-se de um protótipo, o sistema de monitoramento apresentado necessita de algumas melhorias, principalmente com relação à instalação, como segue:

Medição de altura do cabo

- Por impedimento no local, a trena eletrônica não foi instalada no meio do vão proposto e, com isso, não há como saber a altura mínima do cabo nem a respectiva flecha.
- As medições de altura não estão confiáveis, as variações observadas são mínimas e ao que parece não refletem a realidade. É provável que tenha havido alguma falha na trena.
- Para que se possa fazer o cálculo da flecha da catenária, devem ser verificadas as cotas das torres adjacentes ao vão monitorado, assim como, a cota do ponto onde foi instalado o aparelho medidor de altura do cabo.
- O vão monitorado é de apenas 85 metros, bem pequeno, fazendo com que as variações de altura sejam também pequenas.

Diante dessas observações, os dados de altura do cabo coletados não foram utilizados, tornando-se necessária outra medição para aproveitamentos futuros.

Para novas medições de altura os seguintes cuidados devem ser observados:

- Deve-se buscar um vão com extensão, preferencialmente, acima de 150 metros, possibilitando uma variação de altura mais expressiva.
- Preferencialmente, as cotas das torres adjacentes do vão monitorado deverão ter valores não muito diferentes, o ideal é que as duas torres estejam no mesmo nível, para que o ponto mais baixo ocorra no meio do vão, facilitando a definição do ponto para instalação da trena eletrônica. Caso contrário o ponto mais baixo deverá ser calculado para determinação do local da instalação.
- O ponto no solo, sob a trena eletrônica, deverá ter sua cota verificada.

Medição de temperatura

- Os dados extraídos do sensor de temperatura apresentam variações de temperatura aparentemente normais.
- O pico de temperatura se dá em torno das 14h00, o que corresponde ao horário da maior medição de corrente fornecida pela Eletronorte e também ao horário com temperaturas ambientes mais altas.

Medições Meteorológicas

Sobre as medições meteorológicas (temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento, umidade e pressão atmosférica), não foram feitas verificações para validação dessas informações, mas, foram consideradas corretas para o desenvolvimento deste trabalho uma vez que nenhum valor absurdo foi encontrado.

Observa-se que não foi medido o nível de radiação incidente na altura da linha de transmissão. Esta variável é importante no cálculo da ampacidade pelo modelo do equilíbrio térmico (Anexo A).

Capítulo 4

Previsão de Temperatura no Condutor

Conforme foi dito no final do Capítulo 2, conhecendo-se o padrão da curva de carga na linha e fazendo uso de um banco de dados com informações atmosféricas pode-se prever com certo grau de incerteza o carregamento no curto, médio e longo prazo dependendo da margem de erro que se queira tolerar.

A previsão de carregamento da LTA é um conceito relativamente novo e ainda não adotado pelas empresas transmissoras no Brasil como uma ferramenta de apoio a operação. Em nível experimental, vários artigos têm sido publicados nos últimos anos relatando resultados interessantes do uso da previsão de carregamento, porém, o seu uso efetivo ainda carece de mais estudos e de um refinamento da técnica. Neste sentido, este trabalho pretende dar uma contribuição para o avanço do uso da previsão de carga em linhas de transmissão.

4.1 Fundamentos de RNA

Uma vez que as redes neurais artificiais - RNA foram adotadas neste trabalho como a técnica de inteligência artificial para previsão da temperatura superficial do cabo e, conseqüentemente, do carregamento da linha, considerou-se apropriado fazer uma breve introdução teórica sobre o assunto.

A idéia básica das redes neurais artificiais é imitar o funcionamento do cérebro humano e construir sistemas computacionais capazes de aprender, fazer generalizações e descobertas. As primeiras pesquisas sobre redes neurais datam da década de 40 com a descoberta do neurônio. Desde então, esta área já passou por períodos de latência e evidência sendo que, nos últimos anos, consolidou-se com o surgimento de aplicações reais que empregam redes neurais.

As redes neurais artificiais são ferramentas de Inteligência Artificial que possuem a capacidade de se adaptar e de aprender a realizar certa tarefa, ou comportamento, a partir de um conjunto de exemplos dados.

4.1.1 O Neurônio Biológico

O neurônio que é a unidade básica do cérebro, isoladamente pode ser considerado análogo a uma unidade de processamento, aceita e combina estímulos de vários outros neurônios (muitas entradas), porém possui somente uma saída, como ilustra a Figura 4.1. A intensidade dos estímulos que o neurônio recebe em suas entradas, denominadas dendritos, depende da proximidade física destas entradas com a saída, denominada axônio, de cada um dos neurônios que lhes mandaram os estímulos. O soma, ou corpo do neurônio é capaz de funções mais complexas do que uma simples adição dos estímulos que recebeu pelos dendritos, porém considera-se um somatório simples como uma aproximação bem razoável. O axônio sempre aparece na saída do soma e pode ser considerado um dispositivo não-linear de disparo, que produz um pulso elétrico toda vez que o somatório dos sinais dentro do soma atinge um certo limiar crítico.

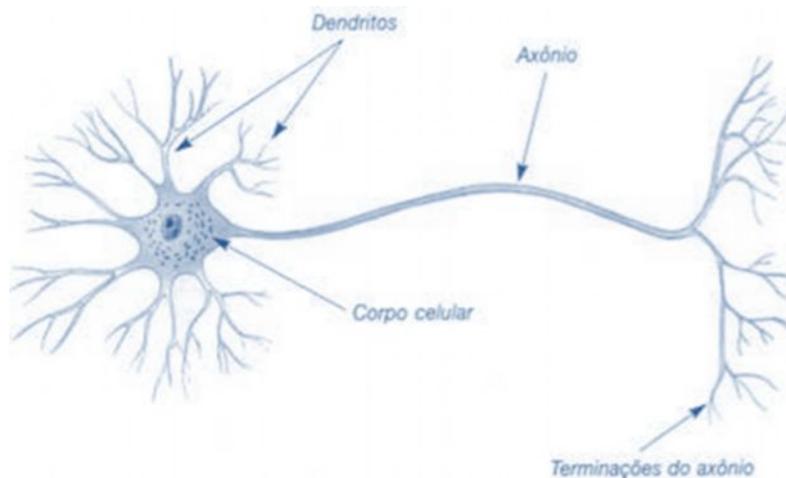


Figura 4.1: Representação simplificada de um neurônio.

O axônio termina num tipo de contato chamado sinapse, ilustrado na Figura 4.2, que o conecta com o dendrito de outro soma. Esta conexão não é uma ligação direta, trata-se de uma junção química temporária. A sinapse libera substâncias químicas, chamadas de neurotransmissores, em função do pulso elétrico disparado pelo axônio, sendo que podem ser necessários vários disparos antes que a sinapse libere os neurotransmissores, que por sua vez, fluem através da fenda e das entradas quimicamente ativas dos dendritos (neuroreceptores), que quando abertos, permitem o fluxo de íons que alteram a carga elétrica dos dendritos, criando uma diferença de potencial, que é conduzida ao próximo soma (corpo do neurônio), e assim sucessivamente. O número de entradas abertas no dendrito vai depender da quantidade de neurotransmissores liberados, como também, cada dendrito pode receber estímulos de várias outras sinapses, permitindo que uma maciça interconectividade seja estabelecida. O fluxo de íons das sinapses sobre os dendritos pode ser excitatório ou inibitório, o que corresponde a uma alteração do potencial local do dendrito positiva ou negativamente [22].

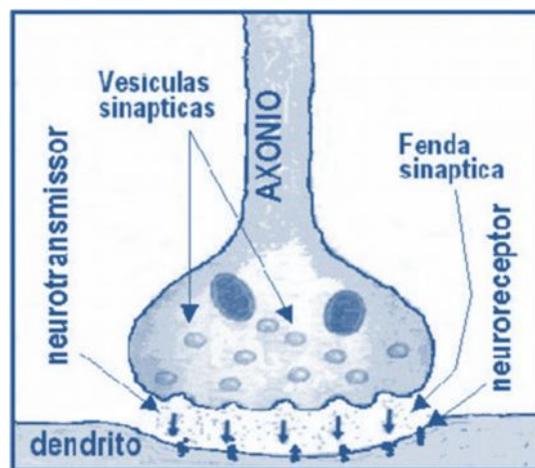


Figura 4.2: Representação simplificada de uma sinapse.

O processo de aprendizado ocorre quando acontecem sucessivas e efetivas modificações nas sinapses que interconectam os neurônios, em função da maior ou menor liberação de neurotransmissores. À medida que novos eventos são apresentados, determinadas ligações entre os neurônios são reforçadas enquanto outras enfraquecidas. Este ajustamento que se processa nas ligações entre os neurônios durante o processo de aprendizado é uma das mais importantes características das redes neurais artificiais.

4.1.2 O Neurônio Artificial

O primeiro modelo de neurônio artificial foi proposto por Warren McCulloch e Walter Pitts em 1943 [23]. O modelo de McCulloch-Pitts interpreta o funcionamento do neurônio como sendo um circuito binário simples que combina várias entradas e gera um sinal de saída. A Figura 4.3 apresenta a lógica de um neurônio artificial de McCulloch-Pitts.

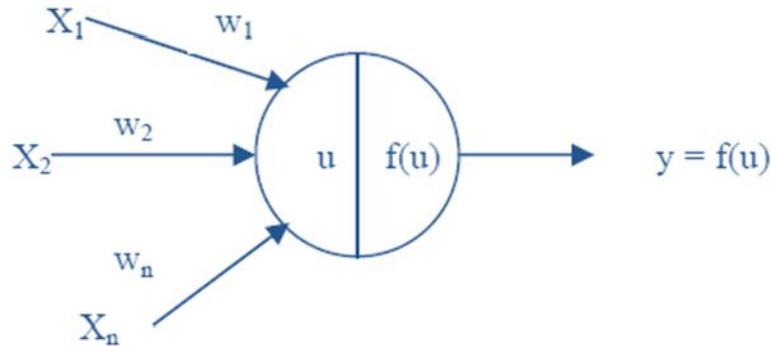


Figura 4.3: Modelo de McCulloch-Pitts.

As entradas do neurônio correspondem a um vetor $X = [x_1; x_2; \dots; x_n]$ de dimensão n . Para cada entrada x_i , há um peso correspondente w_i que simula a concentração de neurotransmissores da conexão sináptica. A soma ponderada das entradas x_i por seus respectivos pesos w_i é chamada de saída linear u . Esta saída deve ser submetida a uma função de ativação f para obter-se a saída de ativação y do neurônio, isto é, $y = f(u)$. A função de ativação pode assumir várias formas, geralmente não-lineares. A Figura 4.4 contém algumas funções de ativação comumente utilizadas.

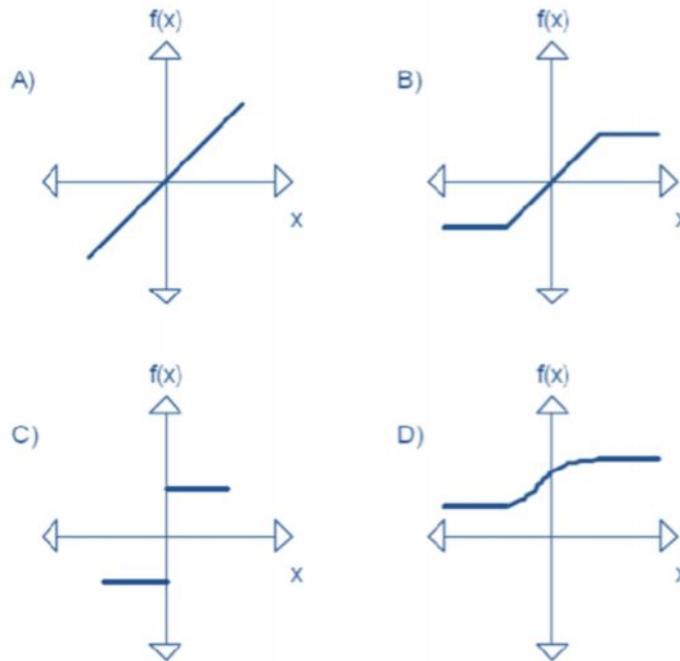


Figura 4.4: Exemplos de funções de ativação.

As Redes Neurais Artificiais são constituídas por neurônios artificiais conectados de maneira que a informação ao longo da RNA possa ser processada de forma simultânea e paralela. A conexão adequada desses elementos faz da RNA uma ferramenta com capacidade de aprendizado e adaptação. O diagrama que representa o modelo adotado para o neurônio artificial é mostrado na Figura 4.5, onde: x_1, x_2, \dots, x_n representam os sinais de entrada do neurônio; w_1, w_2, \dots, w_n os pesos ou ponderações para cada sinal de entrada e b o bias para cada neurônio [24].

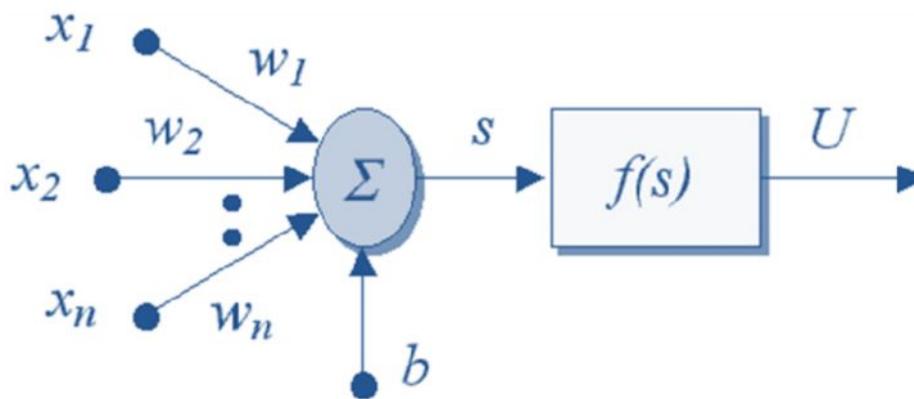


Figura 4.5: Representação de um neurônio artificial.

4.1.3 Arquitetura das RNA

Uma rede neural é formada por neurônios artificiais que atuam como elementos processadores simples. Cada elemento processador executa uma função simples, mas uma rede neural como um todo tem capacidade computacional para resolução de problemas complexos. Os elementos processadores são geralmente organizados em camadas e interligados através das conexões sinápticas. Alguns neurônios recebem excitação do mundo exterior e são chamados neurônios de entrada. Outros têm suas respostas usadas para alterar, de alguma forma, o mundo exterior e são chamados de neurônios de saída. Os neurônios que não são nem de entrada e nem de saída ficam situados nas camadas internas da rede neural e são conhecidos como neurônios ocultos [23].

A forma como os neurônios são organizados em uma rede neural está intrinsicamente ligada ao tipo de problema que será solucionado e é fator importante para a definição dos algoritmos de aprendizado utilizados. As arquiteturas de redes neurais existentes podem ser classificadas em três categorias básicas: feed-forward, feed-back e auto-organizáveis (Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8, respectivamente).

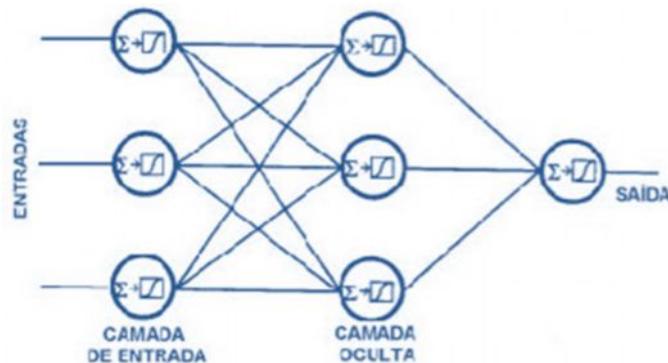


Figura 4.6: Estrutura de uma RNA do tipo multilayer feed-foward.

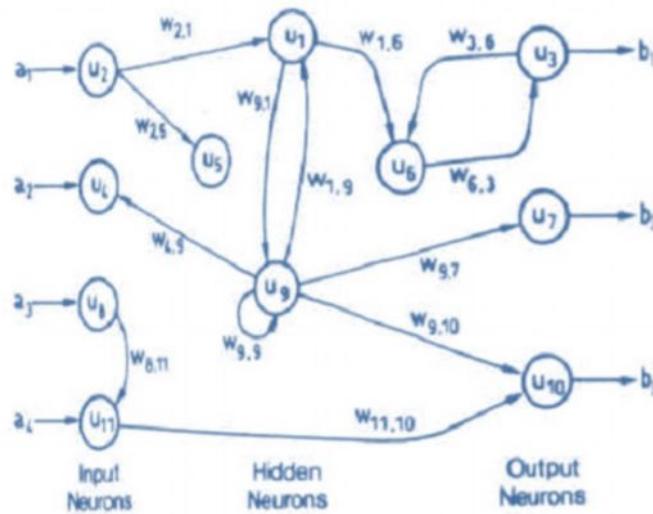


Figura 4.7: Exemplo de rede neural feed-back. Fonte: [Stergiou and Siganos, 1996]

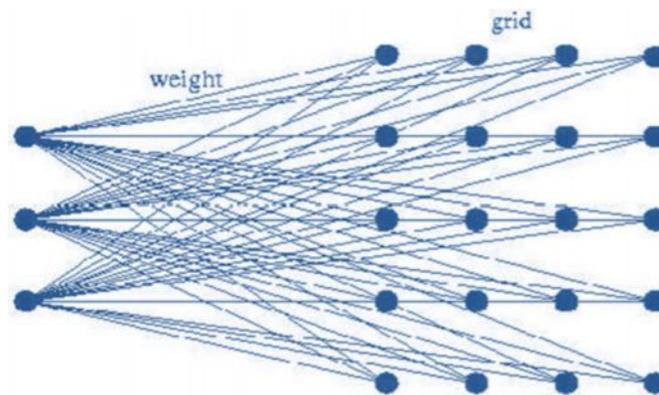


Figura 4.8: Exemplo de rede neural auto-organizável.

Uma Rede Neural é, portanto, formada por elementos processadores simples. Cada elemento processador executa uma função simples, mas a RNA como um todo tem capacidade computacional para resolução de problemas complexos.

4.1.4 Aprendizado

A caracterização de um sistema como rede neural geralmente implica na capacidade de aprender. Aprendizado é o processo pelo qual uma rede neural adquire a habilidade de responder corretamente a estímulos, através do ajuste de parâmetros internos de acordo com algum esquema de aprendizado. O aprendizado ocorre quando a rede neural atinge uma solução generalizada para uma classe de problemas [23].

Em redes neurais artificiais o aprendizado não procura obter regras como na abordagem simbólica de Inteligência Artificial, mas determinar a intensidade de conexões (pesos) entre os neurônios. Como mencionado anteriormente, o conhecimento está armazenado nas conexões, logo o uso de redes neurais está intimamente relacionado ao que se chama de conexionismo.

As RNA caracterizam-se pelo aprendizado por meio de exemplos. Para um determinado conjunto de dados, o algoritmo de aprendizado deve ser responsável pela adaptação dos parâmetros da rede, de maneira que, em um número finito de iterações do algoritmo, haja convergência para uma solução. O critério de convergência varia de acordo com o algoritmo e com o paradigma de aprendizado, mas pode envolver, por exemplo, a minimização de uma função-objetivo, a variação do erro de saída ou mesmo a variação das magnitudes dos vetores de peso da rede.

Basicamente, considera-se que o processo de aprendizado tem como característica a ocorrência de estímulo da rede pelo meio externo através da apresentação do conjunto de dados. Como consequência deste estímulo, o algoritmo de aprendizado provoca mudança nos parâmetros da rede e, finalmente, a mudança nos parâmetros acarreta em mudança no comportamento da RNA. Espera-se que a mudança gradual no comportamento da rede resulte em melhoria gradativa do seu desempenho.

4.2 Metodologia de RNA para Estimação do Carregamento de LTA

A metodologia mostrada neste item foi desenvolvida pela Universidade Federal do Pará – UFPA, sob a coordenação da professora Dra. Rosana Paula de Oliveira Soares, e também faz parte do projeto piloto desenvolvido para Eletronorte.

A topologia da Rede Direta Multicamadas foi utilizada neste trabalho, pois tem sido aplicada com sucesso em diversas áreas entre as quais se destacam aplicações. Sua arquitetura pode ser visualizada na **Figura 4.9**.

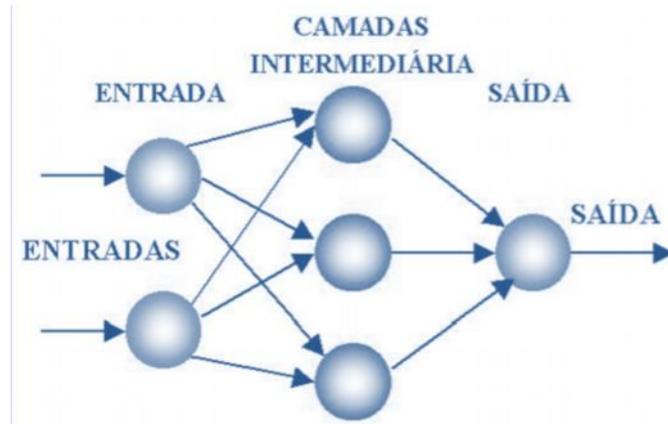


Figura 4.9: Topologia da Rede Direta Multicamadas

A utilização de RNA na solução de problemas de identificação tem se mostrado eficiente e adequada principalmente em situações onde a informação do processo é restrita a dados experimentais. Contudo, definir os parâmetros básicos adequados para que a Rede Neural seja capaz de representar a dinâmica do sistema, não constitui uma tarefa trivial. Em geral esta tarefa é realizada através de procedimentos de tentativa e erro seguidos de avaliação e comparação de resultados para que aos poucos a estrutura geral da RNA seja definida. Assim, o número de neurônios em cada camada, número de camadas escondidas, bem como a função de ativação que deve ser utilizada, dependem de cada tipo de problema e geralmente não podem ser determinados a priori. Os números de nós da camada de entrada e da camada de saída são determinados em função do número de entradas e saídas do sistema a ser identificado ou controlado.

Para que a relação dinâmica entre as variáveis possa ser representada por uma rede neural artificial, além da definição de seus parâmetros básicos, é preciso que o treinamento adequado da rede seja realizado. A estrutura utilizada para treinar a RNA de modo que a mesma represente a dinâmica direta do fenômeno que se deseja mapear, consiste em colocara RNA em paralelo com o mesmo de forma que o erro entre a saída do sistema e da rede seja utilizado como sinal de ajuste dos pesos da RNA. O treinamento efetivo da RNA consiste em uma aprendizagem numérica que busca ajustar os pesos e bias de todos os neurônios da RNA, de forma que sinal de ajuste seja minimizado [24].

4.2.1 Dados Experimentais

Os dados utilizados foram coletados ao longo do ano de 2007, através do equipamento de monitoramento do carregamento de linha de transmissão desenvolvido pelo CPqD conforme explicado no Capítulo 3.

Diversas variáveis são monitoradas pelo equipamento, incluindo variáveis ambientais, elétricas e mecânicas. Na Tabela 4.1, estão listadas as variáveis monitoradas de interesse para a obtenção do Preditor. O armazenamento dos dados é realizado a uma taxa de amostragem de um minuto, possibilitando dispor de quantidade suficiente de dados numéricos para o treinamento da rede neural.

Tabela 4.1: Descrição das Variáveis de Interesse

Código	Descrição
TC	Temperatura do Condutor
AC	Altura da Catenária
TB	Tensão da Bateria da Trena
PA	Pressão Atmosférica
TE	Temperatura Externa
UE	Umidade Externa
DIA	Dia
MES	Mês
HORA	Hora
MIN	Minuto
DS	Identificação do dia da semana [0 – Fim de Semana / 1 – Semana]

4.2.2 Modelo Neural do Preditor

Arquitetura da Rede Neural

Para obter um modelo do preditor, tendo como base os dados experimentais disponíveis, optou-se por utilizar as RNA como ferramenta, em função das mesmas apresentarem grande capacidade de realizar mapeamentos complexos a partir de dados experimentais numéricos. A topologia da Rede Direta Multicamadas foi utilizada com uma estrutura de treinamento que permitisse a RNA representar a dinâmica direta entre as variáveis em estudo. Nessa estrutura a RNA é colocada em paralelo com a relação numérica entre as variáveis de interesse. O sinal de erro entre a temperatura do condutor, obtida através do equipamento de monitoramento, e a saída da rede é utilizado no algoritmo de aprendizado, como sinal de ajuste dos pesos da RNA, caracterizando assim um aprendizado supervisionado.

A utilização de Redes Neurais Artificiais na solução de problemas de mapeamento de variáveis correlacionadas tem se mostrado eficiente e adequada principalmente em situações onde mapeamento analítico é restrito a dados experimentais ou depende de variáveis aleatórias. Contudo, definir os parâmetros básicos adequados para que a Rede Neural seja capaz de representar a relação entre as variáveis, não constitui uma tarefa trivial. Em geral esta tarefa é realizada através de procedimentos de tentativa e erro seguidos de avaliação e comparação de resultados para que aos poucos a estrutura geral da RNA seja definida.

Com base nos dados numéricos disponíveis, no conhecimento da interação dinâmica entre as variáveis e na necessidade de se estimar a temperatura do condutor a partir de dados ambientais e de operação do sistema elétrico, foi definida a estrutura externa do preditor neural para o treinamento.

As variáveis de entrada e saída da RNA foram normalizadas linearmente para uma faixa de [0,1]. A saída da RNA foi definida como o valor normalizado da temperatura do condutor e o vetor regressor da rede neural foi definido pelas variáveis de entrada normalizadas, conforme pode ser vista na Figura 4.10 e identificadas na Tabela 4.1.

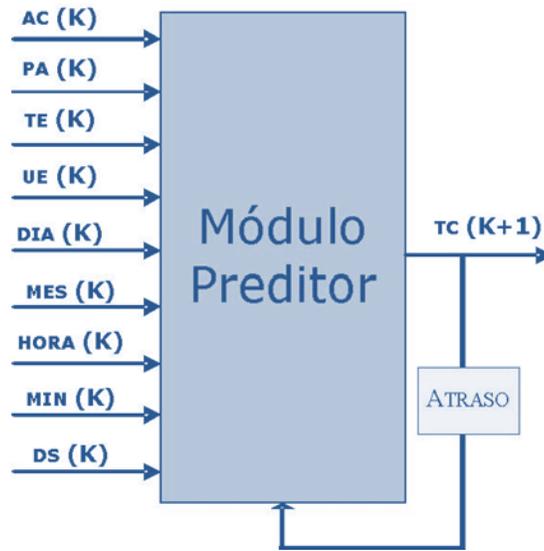


Figura 4.10: Estrutura Externa do Preditor.

O conjunto de dados foi dividido em dois grupos: Treino e Validação. O grupo de treino é composto pelos dados utilizados efetivamente no treinamento da rede neural. Os dados que fazem parte do grupo de validação são utilizados para maximizar a capacidade de generalização da rede neural treinada, servindo de critério de parada durante o treinamento em situações em que a rede estiver convergindo para uma solução que apresente um erro muito diferente para o conjunto de validação quando comparado com o conjunto de treino.

Topologia da RNA

A escolha do tipo de RNA a ser utilizada é definida pelo tipo de aplicação. A Rede Direta Multicamadas (Perceptron Multlayer) foi utilizada neste trabalho, pois tem sido aplicada com sucesso em diversas áreas entre as quais se destacam aplicações de identificação e controle de sistemas e previsão de séries temporais.

Em geral essa tarefa de definição da topologia é realizada através de procedimentos de tentativa e erro seguidos de avaliação e comparação de resultados para que aos poucos a estrutura geral da RNA seja definida, constituindo-se dessa forma em uma tarefa nem sempre trivial.

Os parâmetros que definem a topologia da RNA são:

1. Número de neurônios em cada camada.
2. Número de camadas escondidas, bem como a função de ativação que deve ser utilizada.

3. Números de nós da camada de entrada e da camada de saída (Definidos em função do número de entradas e saídas necessário para a aplicação em questão).

Algoritmo de Treinamento

A estrutura utilizada para treinar a RNA de modo que a mesma represente a dinâmica direta do fenômeno que se deseja mapear, consiste em colocar a RNA em paralelo com o mesmo de forma que o erro entre a informação de saída do fenômeno e da rede seja utilizado como sinal de ajuste dos pesos da RNA, caracterizando assim um aprendizado supervisionado.

O treinamento efetivo da RNA consiste em uma aprendizagem numérica, realizada a partir de dados experimentais do fenômeno, que busca ajustar os pesos e bias de todos os neurônios da RNA, de forma que sinal de ajuste seja minimizado.

Os pesos da RNA são ajustados através de treinamento supervisionado, em que a saída da rede é comparada com os valores medidos na linha (A Figura 4.11).

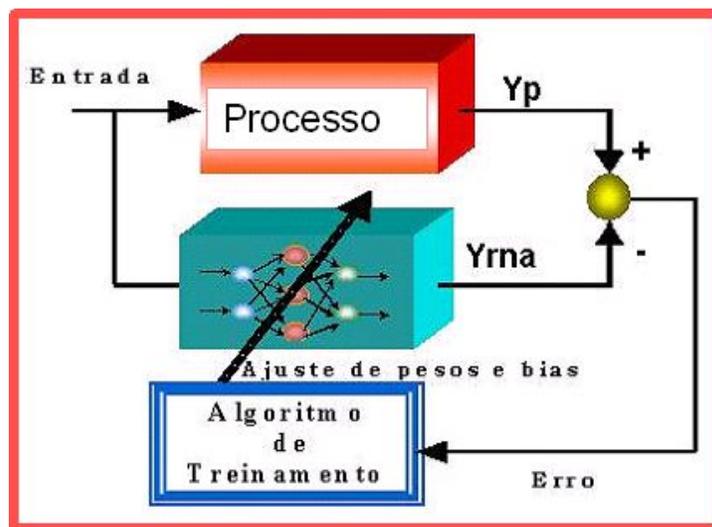


Figura 4.11: Processo de treinamento da RNA.

O treinamento da rede foi realizado com a função `trainlm` do software MATLAB, onde os valores de pesos e bias da RNA são atualizados de acordo com o método de otimização de Levenberg-Marquardt, que minimiza uma combinação linear do quadrado da somatória dos erros existentes entre o padrão de saída apresentado e a saída da rede em treinamento. Esse algoritmo

foi escolhido por produzir RNA com boas qualidades de generalização. No algoritmo de treinamento utilizado também é incluída a regularização Bayesian, objetivando reduzir o esforço computacional durante o treinamento.

Várias tentativas de treinamento da RNA foram realizadas. Inicialmente, nessas tentativas, o objetivo era identificar a estrutura mais adequada para a RNA, ou seja, que funções de ativação utilizar, quantas camadas escondidas e quantos neurônios em cada camada eram necessários para que a RNA pudesse caracterizar corretamente a relação entre as variáveis em estudo. Os melhores resultados de treinamento foram obtidos com duas camadas escondidas, cada qual com 15 e 40 neurônios e funções de ativação dos neurônios do tipo sigmóide. Na camada de saída, utilizou-se a função de ativação do tipo linear. O erro preestabelecido para o treinamento foi de 0,001, porém o erro alcançado foi de 0,0007, conforme mostra **Figura 4.12**.

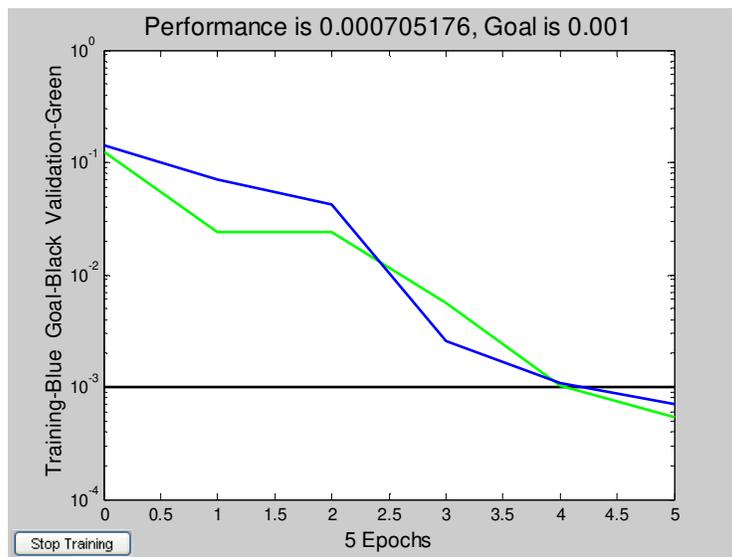


Figura 4.12: Convergência do Treinamento.

4.3 Conclusões do Capítulo

Tendo em vista que RNA é uma técnica chave na resolução do problema proposto e que, não necessariamente o leitor tenha conhecimento teórico do tema, considerou-se conveniente fazer uma breve explanação, proporcionando uma ambientação do leitor às RNA. Portanto, a

primeira parte deste capítulo teve por objetivo fazer uma abordagem geral, porem, superficial, uma vez que, um estudo aprofundado de RNA não é o foco desta dissertação.

A segunda parte do capítulo, Metodologia de RNAs para Estimação do Carregamento de LTA, mostrou a metodologia utilizada para o desenvolvimento do módulo preditor de temperatura no cabo. Pode-se verificar pelo algoritmo de treinamento que a arquitetura de rede utilizada apresentou resultados com boa precisão, com erros abaixo do esperado.

O monitoramento em tempo real mostra ao operador a condição atual da linha e a previsão de temperatura mostra a condição futura, assim, o operador pode se antecipar em alguma ação, tomando decisão não somente com base na situação atual, mas com uma previsão do estado de carregamento da linha num futuro definido. Pode-se concluir que a previsão de temperatura é aplicável a sistemas de monitoramento de linha em tempo real.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Neste capítulo, serão feitas algumas considerações sobre as medições realizadas e será proposta uma metodologia para o tratamento dos dados coletados pelo sistema de monitoramento. O objetivo desta metodologia é gerar informações importantes para a operação, resultando em um melhor aproveitamento da linha monitorada.

5.1 Dados Coletados

Sobre as medições realizadas, assim como, os procedimentos utilizados na coleta das informações, são pertinentes as seguintes observações:

A execução deste projeto permite chegar a três resultados:

- Carregamento da linha em tempo real: informações do carregamento da linha poderão ser passadas em tempo real para o operador para que ele possa tomar decisões de despacho de carga com base em informações reais.
- Redundância no cálculo de carregamento da linha: caso um sensor falhe, o limite de carregamento da linha poderá ser calculado a partir de outros medidores ou de informações gravadas no banco de dados.
- Predição de carregamento: determinação de um modelo que forneça o comportamento da variação da temperatura superficial no cabo, ou da altura cabo-solo, de forma que, com o histórico das medições, se possa fazer uma previsão do carregamento da linha no curto prazo.

Medição da temperatura superficial do cabo

Os dados obtidos pelo sensor de temperatura apresentam variações aparentemente normais, o pico se dá em torno das 14h00, o que corresponde ao horário da maior medição de corrente fornecida pela Eletronorte e também ao horário com as temperaturas ambientes mais altas. A Figura 5.1 mostra curvas de temperatura no cabo de quatro dias consecutivos, observou-se um comportamento padrão na variação da temperatura do cabo ao longo do dia.

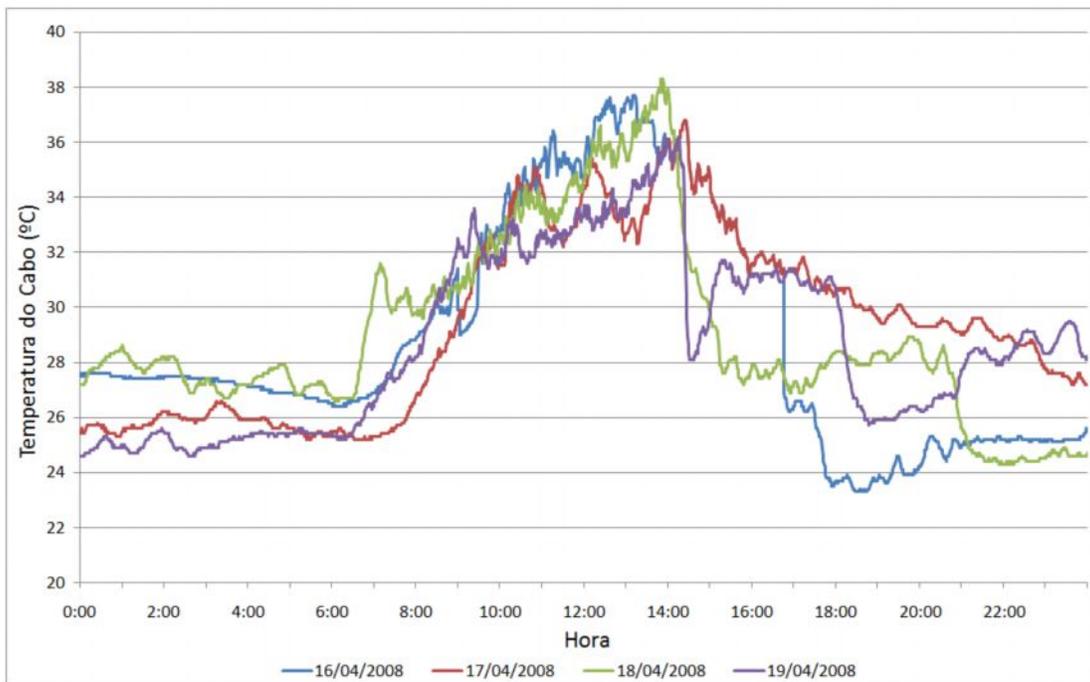


Figura 5.1: Medições da temperatura superficial do cabo.

Medição da altura do cabo

Sobre as medições de altura do cabo, são pertinentes as seguintes considerações:

- Por impedimento no local, o elemento sensor não foi instalado no meio do vão como deveria, comprometendo as medições da altura cabo-solo.
- As variações observadas na altura da catenária foram mínimas, quase desprezíveis, e não refletem a realidade.
- Para que se possa fazer o cálculo da flecha da catenária, devem ser verificadas as cotas das torres adjacentes ao vão monitorado, assim como, a cota do ponto onde foi instalado o aparelho medidor de altura do cabo.

- O vão monitorado é de apenas 85 metros, bem pequeno, fazendo com que as variações de altura sejam também pequenas.

Diante das observações acima, não foi possível utilizar os dados de altura do cabo. Porém, a razão de se monitorar a distância cabo-solo neste projeto é ter redundância de sensoriamento para o cálculo da ampacidade, para que, caso o sensor de temperatura falhe a ampacidade seja calculada pela catenária e vice-versa.

Medições Meteorológicas

Sobre as medições de temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento e pressão atmosférica, considerou-se que as medições estão corretas, porém, não foram feitas verificações para validação dessas informações.

Conforme se verá adiante, a metodologia aplicada para monitoramento da ampacidade em tempo real não usará as variáveis climáticas, apenas a temperatura ambiente, isso porque, as variáveis climáticas possuem uma elevada dispersão e a baixa correlação temporal e espacial o que reduziria a confiabilidade dos resultados.

As variáveis climáticas foram empregadas neste trabalho para fazer a previsão de temperatura do cabo através do módulo de predição usando RNA.

A Tabela 5.1 trás uma pequena amostra do arquivo do tipo *txt* gerado pelo sistema de monitoramento. Os dados armazenados são: Temperatura do Cabo, Temperatura do Cilindro, Altura da Catenária, Bateria da Trena, Pressão Atmosférica, Temperatura Interna, Umidade Interna, Temperatura Externa, Umidade Externa, Velocidade do Vento, Direção do Vento, Data e Hora.

Tabela 5.1: Amostra dos dados gerados pelo sistema de monitoramento.

Temp. do Cabo	Temp. do Cilindro	Altura da Catenaria	Bateria da Trena	Pressao Atmosferica	Temp. Interna	Umidade Interna	Temp. Externa	Umidade Externa	Veloc. do Vento	Direcao do Vento	Data	Hora
33,4	32,5	18,6	6,4	1010	35,9	59	34,5	53	2,8	254	15/04/2007	10:08:19
33,4	32,9	0	6,4	1010	36	58	34,2	53	1,6	252	15/04/2007	10:09:19
33,4	33,4	0	6,4	1010	36	58	34,3	54	2,2	237	15/04/2007	10:10:19
33,3	33,5	0	6,4	1010	36,1	58	34,3	54	2,4	249	15/04/2007	10:11:19
33,3	33,2	0	6,4	1010	36,1	58	34,4	54	2,4	237	15/04/2007	10:12:19
33,3	33	0	6,4	1010	36,1	58	34,6	54	2,2	238	15/04/2007	10:13:19
33,3	32,8	18,5	6,4	1010	36,1	58	35	54	1,6	210	15/04/2007	10:14:19
33,3	32,6	0	6,4	1010	36,2	58	34,9	54	1,8	214	15/04/2007	10:15:19
33,2	32,6	18,6	6,4	1010	36,2	58	34,5	51	2,2	249	15/04/2007	10:16:19
33,2	32,4	18,6	6,4	1010	36,3	57	34,6	52	1,6	219	15/04/2007	10:17:19
33,2	32,6	0	6,4	1010	36,3	57	34,5	53	1,6	245	15/04/2007	10:18:19
33,2	32,7	18,6	6,4	1010	36,3	57	34,3	55	1,2	249	15/04/2007	10:19:19
33,2	32,6	18,5	6,4	1010	36,4	57	33,7	56	2,6	267	15/04/2007	10:20:19
33,2	32,3	18,6	6,4	1010	36,4	57	0	0	2,6	196	15/04/2007	10:21:19
33,3	31,9	18,6	6,4	1010	36,4	57	33,5	55	2,6	272	15/04/2007	10:22:19
33,3	31,6	18,6	6,4	1010	36,4	57	33,6	58	2,6	254	15/04/2007	10:23:19
33,3	31,4	18,6	6,4	1010	36,5	57	33,8	58	2,2	253	15/04/2007	10:24:19
33,3	31,2	18,6	6,4	1010	36,5	57	34,2	57	1,6	199	15/04/2007	10:25:19
33,3	31,2	18,6	6,4	1111	36,5	57	34,4	56	2,8	211	15/04/2007	10:26:19
33,3	31,1	18,6	6,4	1111	36,6	57	35	53	1,6	199	15/04/2007	10:27:19

5.2 Monitoramento do Carregamento em Tempo Real

O conhecimento das condições de carregamento da linha em tempo real permite ao operador tomar decisões de despacho de carga mais próximos da capacidade da linha e com a garantia de que as alturas de segurança (clearances) regulamentadas não serão ultrapassadas.

O monitoramento direto do carregamento pode ser feito medindo-se uma dessas três variáveis: temperatura superficial do cabo; distância cabo-solo e tensão mecânica do cabo. Essas três grandezas possuem valores máximos fixos, definidos no projeto da linha, assim, o monitoramento em tempo real permite que o valor medido seja comparado constantemente com o valor de projeto, verificando se há capacidade ociosa ou violação das condições de segurança.

Neste projeto, optou-se por medir a temperatura e a altura do cabo, mas, seja qual for a grandeza monitorada, os equipamentos de medição devem ser instalados nos vãos críticos da linha, garantindo que em não havendo transgressão nesses vãos, também não haverá no restante da linha.

Alem de verificar se há ociosidade ou violação dos limites operativos da linha, a informação de temperatura superficial do cabo pode ser mais bem explorada calculando a real capacidade de carregamento da linha num dado momento, ou seja, pode-se calcular a ampacidade da linha em tempo real. Para isso, este trabalho propõe a utilização da equação 2.20 que relaciona a temperatura superficial do cabo e a temperatura ambiente com a ampacidade da linha.

Para se obter a temperatura superficial do cabo a partir da altura cabo-solo, a idéia é utilizar a equação 1.19, a qual descreve como a temperatura de um condutor aéreo pode ser determinada a partir de medidas precisas da flecha do condutor usando a relação flecha-temperatura para um vão crítico. Este procedimento não foi realizado devido às medições da altura do cabo não estarem confiáveis conforme explicado anteriormente.

O cálculo da ampacidade proposto, usando a equação 2.20, é uma alternativa ao modelo do equilíbrio térmico (equação 2.4) de Morgan, o qual, para monitoramento em tempo real, não é indicado. O modelo do equilíbrio térmico de Morgan leva em conta grande quantidade de variáveis, incluindo variáveis climáticas e, como foi comentado anteriormente, o monitoramento dessas variáveis não é simples devido a elevada dispersão e a baixa correlação temporal espacial. Seriam necessárias diversas estações ao longo da LTA para elevar a confiabilidade da capacidade calculada. O elevado custo benefício não recomenda esta técnica.

5.3 Resultados

Ampacidade

Utilizando-se as medições de temperatura superficial do cabo e temperatura ambiente medidas no dia 17 de abril de 2007 (**Tabela 5.2**), foram calculadas as ampacidades em tempo real utilizando-se para isso a equação 2.20. A Figura 5.2 mostra as ampacidades calculadas a partir dessas medições. A reta inserida no gráfico representa a ampacidade de projeto da linha (1.172 A) calculada de modo determinístico. Pode-se observar que a ampacidade calculada em tempo real fica acima da de projeto em quase todo o período.

Tabela 5.2: Temperaturas do Cabo e Ambiente no dia 17/04/2007.

Hora	Temperatura no Cabo (°C)	Temperatura Ambiente (°C)
0:00	25,5	23,5
1:00	25,5	23,5
2:00	26,2	23,5
3:00	26,0	23,3
4:00	25,9	23,5
5:00	25,6	23,4
6:00	25,4	23,6
7:00	25,3	23,7
8:00	26,8	24,4
9:00	29,6	25,8
10:00	31,6	29,0
11:00	34,2	29,8
12:00	34,3	31,0
13:00	33,2	29,7
14:00	35,2	31,0
15:00	33,7	30,0
16:00	31,6	28,8
17:00	31,4	27,9
18:00	30,7	25,9
19:00	29,6	24,9
20:00	30,6	25,7
21:00	29,5	25,9
22:00	31,0	25,4
23:00	27,7	23,5
23:59	27,2	23,5

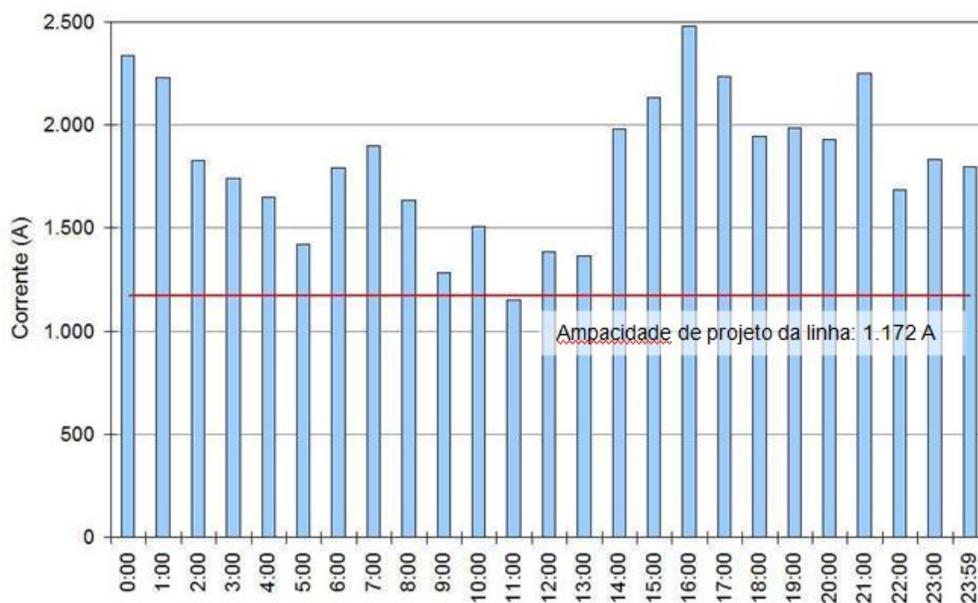


Figura 5.2: Monitoramento da Ampacidade da Linha no dia 17/04/2007.

Conforme se observou, a ampacidade foi calculada usando-se duas variáveis (Temperatura Ambiente e Temperatura do Cabo), da mesma forma, é possível substituir tais variáveis medidas pelas suas previsões e obter assim a ampacidade prevista da linha monitorada.

Predição do Carregamento

Com a arquitetura original da RNA e após o treinamento, realizou-se uma simulação de forma a fazer uma comparação entre os resultados fornecidos pela RNA e os dados experimentais coletados de forma a avaliar o desempenho do módulo Preditor desenvolvido.

Nas Figuras Figura 5.3 e Figura 5.4, podem ser vistas uma pequena amostra dos resultados obtidos com os dados do mês de abril de 2007 utilizados para treinamento da rede. A Figura 5.3 mostra uma comparação entre as medidas da temperatura do condutor e a resposta da rede neural e, na Figura 5.4, observa-se melhor o erro entre elas.

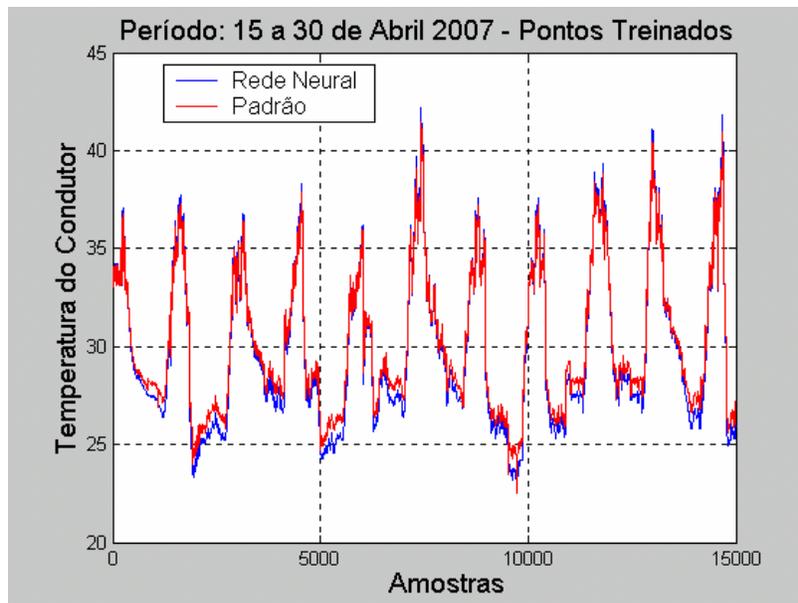


Figura 5.3: Comparação entre a resposta da rede e os dados experimentais.

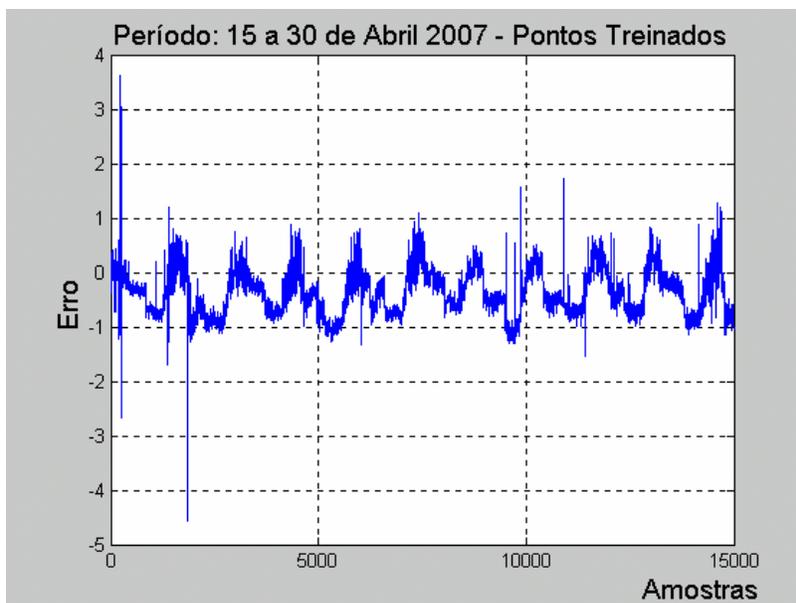


Figura 5.4: Erro entre a resposta da rede e os dados experimentais.

Para avaliar a capacidade de generalização da rede foram realizados testes com os dados de validação do mês de maio de 2007, os quais não fizeram parte do treinamento da rede neural. As Figuras Figura 5.5 e Figura 5.6 apresentam parte dos resultados obtidos com esses testes. Na Figura 5.5, observa-se uma comparação entre as medidas da temperatura do condutor e a resposta da rede neural e a Figura 5.6 mostra o erro entre elas.

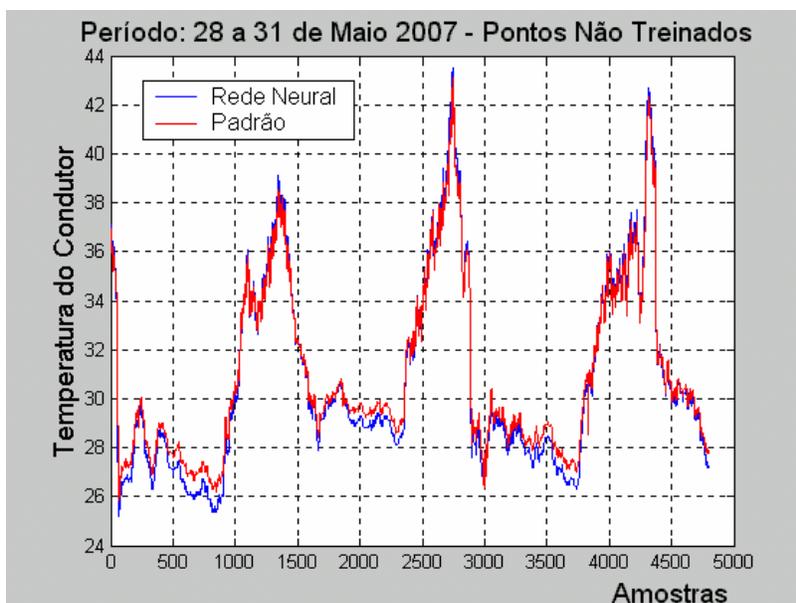


Figura 5.5: Comparação entre a resposta da rede e os resultados experimentais.

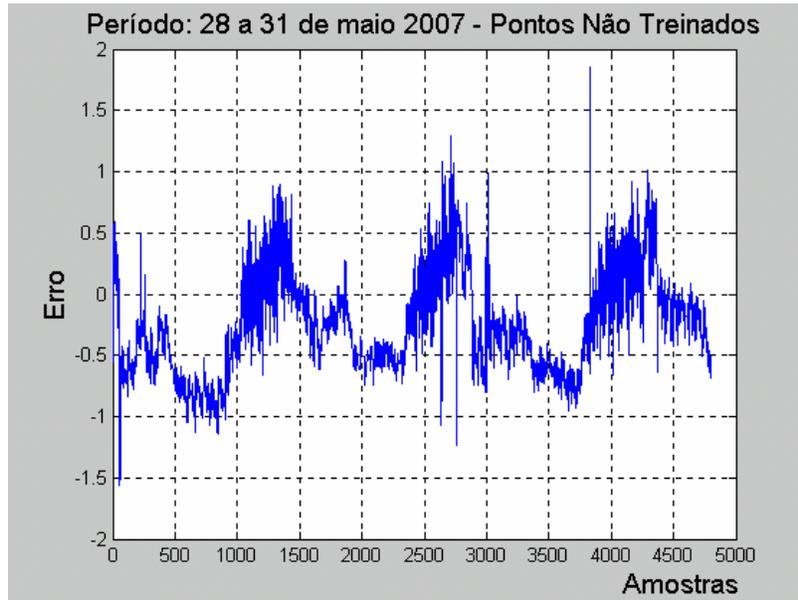


Figura 5.6: Comparação entre a resposta da rede e os dados experimentais.

A Tabela 5.3 mostra os resultados de seis simulações com o preditor. A partir das informações de entrada (dados do instante atual) o preditor fornece a previsão da temperatura no condutor após 1 hora.

Tabela 5.3: Resultado de simulações com o preditor.

Variáveis		1	2	3	4	5	6
Entrada	AC	19,2	19,1	19,1	19,1	19,2	19,1
	PA	1007	1007	1008	1009	1007	1009
	TE	23,6	32,6	31,0	27,1	25,0	24,1
	EU	98	55	68	77	96	94
	DIA	20	23	22	29	30	31
	MÊS	4	4	4	5	5	5
	HORA	6	13	8	8	17	22
	MIN	39	58	39	30	53	13
	DS	1	1	0	1	1	1
	TC	26,60	37,10	31,60	30,30	26,80	27,03
Saída	TC	28,34	35,89	33,77	32,02	27,05	27,03
Medida	TC	28,4	35,3	33,5	32,8	30,0	28,3
Erro		0,22%	1,67%	0,81%	2,39%	9,84%	4,49%

Sobre os resultados mostrados na Tabela 5.3:

- Os Resultados se mostraram razoáveis, com potencialidades de serem melhores se houver disponibilidade de um número maior de dados experimentais válidos.
- A pouca quantidade de dados experimentais, tornou inviável trabalhar com horizontes maiores do que uma hora.
- A corrente limite para a linha (ampacidade) pode ser estimada pela rede neural desde que a medida de corrente da linha esteja disponível.
- É possível “construir” um módulo neural que faça a previsão direta da corrente limite, desde que se tenha disponível no banco de dados a medida da corrente nos instantes monitorados.

5.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi mostrada a metodologia adotada para o monitoramento da ampacidade em tempo real e os seus resultados. Pode-se observar que a linha monitorada tem uma folga com relação ao limite de projeto em quase todo período e em alguns momentos chega a ser quase o dobro.

Os resultados apresentados com o monitoramento da ampacidade em tempo real são oriundos de um projeto piloto e não tem a pretensão de retratar fielmente a realidade, uma vez que, alguns valores operativos tiveram que ser estimados, por exemplo, admitiu-se que a temperatura máxima de operação da linha é 80° C e a curva de corrente teve de ser projetada a partir de algumas medições pontuais, também, o vão da linha onde o equipamento de medição foi instalado não é vão crítico. Contudo, a demonstração dos dados obtidos atende perfeitamente ao objetivo de se comprovar a implementação e a eficácia da metodologia utilizada.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6.1 Conclusões Gerais

No Capítulo 2 pode-se concluir que, na prática, o limite de carregamento é dado pela altura da catenária do cabo, ou seja, “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” [3]. O estudo mostrou os métodos disponíveis para definição da ampacidade em linhas de transmissão, desde o método determinístico, mais conservador, até a predição do carregamento que propõe dar ao operador uma visão futura do carregamento e da ampacidade da linha.

No Capítulo 2 ainda verifica-se que as empresas adotam técnicas e critérios conservadores para definição dos limites de carregamento das linhas, mas, dado o crescimento da demanda e dificuldades na expansão do sistema de transmissão, há uma forte tendência em utilizar os ativos do sistema elétrico de potência mais próximos do limite real, tornando imprescindível o monitoramento em tempo real.

No Capítulo 3 mostramos os detalhes dos equipamentos, construtivos e de instalação, utilizados no sistema de monitoramento. O sistema de monitoramento desenvolvido se mostrou eficaz nas medições, transmissão e recepção das informações, exceto para a medição da altura da catenária, a qual não pôde ser utilizada por não ser uma medida confiável, devido a problemas na instalação e operação.

Conforme foi dito na conclusão do Capítulo 4, com a predição, o operador pode se antecipar no despacho de carga, decidindo não somente com base na situação atual, mas com uma previsão do estado de carregamento da linha num futuro definido.

O sistema de monitoramento desenvolvido para a Eletronorte é capaz de fazer várias medições, porém nem todas foram utilizadas no monitoramento em tempo real.

Paralelamente ao desenvolvimento do sistema de aquisição de dados, foi desenvolvido pela UFPA um software que utiliza RNA para fazer a previsão da temperatura no cabo. Sobre essa ferramenta, pode-se constatar que, de um modo geral, levando-se em conta os dados reais utilizados, que serviram como base para a obtenção do módulo neural, os resultados alcançados apresentaram boa precisão com erros não significativos entre as respostas da rede e os dados experimentais de temperatura do condutor, mesmo com os dados que não fizeram parte do conjunto de treino. A faixa média de erro encontra-se na ordem de $\pm 1^\circ\text{C}$ tanto para o conjunto de treino como para o conjunto de validação. Assim considera-se que a metodologia adotada é bastante promissora e pode ser expandida para atender a predição de temperatura do condutor em prazos mais longos, desde que dados históricos de vários anos estejam disponíveis, para que desta forma possa ser utilizada tanto para estimação da temperatura do condutor em casos de perdas de medição, como para fins de planejamento de sistemas de energia elétrica.

Além das vantagens citadas, intrínsecas ao sistema de monitoramento, pode-se concluir que o sistema de monitoramento apresentado oferece subsídios também para ser aplicado em:

- Restrição mecânica da linha em programa de cálculo de fluxo de carga.
- Ferramenta de apoio ao planejamento.
- Verificação e melhoria de vãos críticos.
- Monitoramento/previsão em condição de emergência.
- Avaliação da melhor opção para recapacitação da linha.

A partir da análise das funcionalidades do sistema de monitoramento implementado neste trabalho, pode-se concluir que o mesmo se trata de uma ferramenta útil no despacho de carga, oferecendo recursos de monitoramento em tempo real e previsão de carregamento. Obviamente, por tratar-se de um protótipo, melhorias e correções devem ser efetuadas, tanto na parte física

quando no software, para que o sistema possa ser utilizado de forma efetiva por concessionárias de linhas de transmissão.

6.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Propostas para uma possível continuidade deste trabalho:

Confrontar a ampacidade obtida a partir do monitoramento em tempo real com a ampacidade calculada pelo modelo do equilíbrio térmico de Morgan, o qual foi adotado pela ANEEL na resolução normativa nº 191. Para isso, o sistema deve medir também o nível de radiação solar na altura da linha.

Conforme foi citado na conclusão do Capítulo 3, alguns cuidados com a instalação devem ser tomados para que a aquisição das informações seja feita de forma mais confiável e eficiente.

Para novas medições de altura os seguintes cuidados devem ser observados:

- Deve-se buscar um vão com extensão, preferencialmente, acima de 150 metros, possibilitando uma variação de altura mais expressiva.
- Preferencialmente, as cotas das torres adjacentes do vão monitorado deverão ter valores não muito diferentes, o ideal é que as duas torres estejam no mesmo nível, para que o ponto mais baixo ocorra no meio do vão, facilitando a definição do ponto para instalação da trena eletrônica. Caso contrário o ponto mais baixo deverá ser calculado para determinação do local da instalação.
- O ponto no solo, sob a trena eletrônica, deverá ter sua cota verificada.
- Para um monitoramento efetivo da ampacidade, é fundamental uma análise prévia criteriosa para identificação dos vãos críticos da linha.

Sobre o módulo preditor desenvolvido pela UFPA, não foi utilizada a corrente da linha como entrada da RNA, isso porque, a Eletronorte não dispunha dessa informação na taxa de aquisição necessária. Sabe-se que o uso da corrente é bastante satisfatória e trará melhorias significativas principalmente para um prazo de previsão mais longo.

É importante ressaltar que outras tecnologias para monitoramento podem ser empregadas, como o uso de fibra ótica para medir deformações no cabo e tratamento de imagem digital.

Referências Bibliográficas

- [1] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Balanço Energético Nacional 2007. Ano-base 2006. Brasília-DF, Brasil, 2007.
- [2] ROSSI, J. A. D., Hurtado, M. R. F., Parâmetros de restrições mecânicas no carregamento de linhas de transmissão. Relatório do Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD. PD.12.AT.ENS.2260A/RT-04-AA, 2007.
- [3] MOREIRA F. S., Influência do cálculo da ampacidade no despacho da operação. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação – Unicamp, 2006.
- [4] NOGUEIRA, M., Azzam, G. and Souza, F., Carregamento de linhas de transmissão aéreas: dos critérios determinísticos à monitoração em tempo real, *in* ‘XVI SNPTEE’, Campinas (SP), 2001.
- [5] Resolução nº 191 de 2005 da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2005.
- [6] Nota Técnica nº 038/2005-SRT da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2005
- [7] ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, 1985.
- [8] HIRST, E. and Kirby, B., Transmission planning for a restructuring U.S. electricity industry, Technical report, Edison Electric Institute, 2001.
- [9] JR. REIS, O., Freire, A. R. F., Bezerra, J. M. B., Sobrecarga em ativos de transmissão: A questão das linhas aéreas, *in* XVI SNPTEE. Campinas (SP), 2001.
- [10] AGUIAR L. H., Modelagem Difusa Aplicada ao Problema de Ampliação do Carregamento de Linhas de Transmissão., Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- [11] CARDOSO, J. M., Levantamento Bibliográfico e do Estado da Arte em Monitoramento de Linhas de Transmissão, Relatório Técnico NESC/UFPA, 2006
- [12] CARDOSO, J. M., Modelagem do Carregamento de Linhas de Transmissão em função de Parâmetros Monitoráveis, Relatório nº 4 NESC/UFPA, 2006
- [13] SHRESTHA, P.; PHAM, K. A computer program to perform dynamic thermal analysis for bare overhead conductors during short-time overload conditions. IEEE Technical Applications Conference and workshops Northcon 95, p. 207–211, Outubro 1995.

- [14] D. G. FINK, H. W. Beaty, Standard Handbook for Electrical Engineers, Section 14, Transmission System, McGraw-Hill, New York, 1993
- [15] BEZERRA, J. M. B., Régis Jr, O., Luna, R., Monitoração de Parâmetros Eletromecânicos de Linhas de Transmissão com Vistas a Avaliação do Estado Operacional e Recapacitação, in 'XV SNPTEE'. Foz do Iguaçu (PR), 1999.
- [16] GABAGLIA, C. P. R., Oliveira, C. M. F., Ampacidade Estatística – Medições em Laboratório e de Campo, in 'XVIII SNPTEE'. Curitiba (PR), 2005.
- [17] FURTADO, T. A., Pinto, S. L. S., Nascimento, C. A., Carvalho, A. M., Avaliação dos Modelos Determinísticos e Estatísticos para Carregamento da LT Arcos-Divinópolis 2 138 kV, Utilizando Sistema de Monitoramento em Tempo Real. in 'XIV SNPTEE'. Belém (PA), 1997.
- [18] OLIVEIRA, C. M. F. de. Recapacitação de Linhas de Transmissão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-Brasil, 2000.
- [19] KOSMANN, C., Cosentino, A., Haas, R., Colle, S., Análise Estatística da Ampacidade Sazonal da LT 525 kV Areia - Campos Novos, Utilizando-se Técnicas de Downscaling de Dados Meteorológicos, com Apoio em Mapeamento a Laser. in 'XIX SNPTEE'. Rio de Janeiro (RJ), 2007.
- [20] GUETTER, A. K.; HOFFMANN, J. N.; MELLO, J. L. S. Parâmetros Meteorológicos Aplicáveis para o Projeto de Linhas de Transmissão no Paraná, in 'XVIII SNPTEE'. Curitiba (PR), 2005.
- [21] SOUZA, F. L. A.; Técnicas de Transferência Espacial de Variáveis Climáticas como Ferramenta Objetiva na Otimização dos Sistemas Elétricos de Potência – Um Cotejamento Técnico-Econômico no Sistema Light. in XVI SNPTEE. Campinas (SP), 2001.
- [22] MEDEIROS, J. S., Bancos de Dados Geográficos e Redes Neurais Artificiais: Tecnologias de apoio à Gestão do Território., Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, Faculdade de Filosofia, Letras, e Ciências Humanas, 1999.
- [23] NEVES, M. V., Uma (Breve) Introdução as Redes Neurais Artificiais. Trabalho desenvolvido na disciplina de Arquiteturas Especiais de Computadores/PPGC/UFRGS, Instituto de Informática, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- [24] SOARES, R. P. O., BEZERRA, U. H., TOSTES, M. E. L. Previsão Neural de Temperatura no Condutor para Planejamento Ótimo de Sistemas Elétricos de Modo a Maximizar a Capacidade de Transporte de Linha de Transmissão. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, Belo Horizonte, 2008.

- [25] LEHMANN, R. B., AMORIM H. P. Jr. Redes Neurais Artificiais Aplicada no Estudo e Previsão de Consumo de Carga Elétrica. XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, Bahia, Brasil, 2002.
- [26] MORGAN, V. T. The Current carrying capacities of overhead line conductors for the IEEE/PES Summer Meeting, Los Angeles, CA, 1978.
- [27] SEPPA T.O., Accurate Ampacity Determination: Temperature – Sag Model for Operational Real Time Ratings for the IEEE Trans. On Power Delivery.
- [28] M.W. DAVIS, “A New Thermal Rating Approach: The Real Time Thermal Rating System for Strategic Overhead Conductor Transmission Lines, Part III.” IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol PAS-97, March-April 1978.
- [29] MORGAN, V. T., “The Current carrying capacities of overhead line conductors.” Paper A75 575-3, IEEE/PES Summer Meeting, Los Angeles, CA, 1978.
- [30] V.T. MORGAN, “The Real-Time Heat Balance for Overhead Conductors.” Seminar on Real-Time Ratings of Overhead Conductors, May 21, Atlanta, Georgia, 1986.
- [31] IEEE Std 738-1993, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA.
- [32] T.O. SEPPA, “Accurate Ampacity Determination: Temperature–Sag Model for Operational Real Time Ratings”. IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 10, No.3, pp. 1460-1470, July 1995.
- [33] T.O. SEPPA, “Improving Asset Utilization of Transmission Lines by Real Time Rating” IEEE SPM 1999, Edmonton, Canada, July 22, 1999.
- [34] C.M. DO NASCIMENTO, A.F. de Souza, E.B. Giudice, R.M. Carvalho, G. Guimarães e O. Campos Filho “Aplicação de Tecnologias de Monitoramento em Tempo Real para Aumentar a Capacidade de Transmissão em LTs Aéreas.”, XVI SNPTEE-2001.
- [35] D.C. LAWRY, J.R. Daconti, “Overhead Line Thermal Rating Calculation Based on Conductor Replica Method.” IEEE, 2002.
- [36] T.O. SEPPA, “Increasing Transmission Capacity by Real Time Monitoring.” IEEE, 2002.
- [37] H. BANAKAR, N. Alguacil, F.D. Galiana, “Electrothermal Coordination Part I: Theory and Implementation Schemes.” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, n° 2, May 2005.
- [38] D. T. HUGHES, "The Dynamic Loading of Overhead Conductors on 11 kV Lines," International Conference on Overhead Line Design and Construction: Theory and Practice, November 28-30, 1988.

-
- [39] CASTILHO, R. M.; ROSSI, J. A. D.; CHARONE, W.; BEZERRA, U. H.; SOARES, R. P. de O.; SOUZA, M. A. Medição do carregamento de linha de transmissão em tempo real, cálculo da ampacidade e previsão de carregamento. In: SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife-PE. XX SNPTEE, 2009.
- [40] CASTILHO, R. M.; ROSSI, J. A. D.; CHARONE, W.; BEZERRA, U. H.; SOARES, R. P. de O.; PISSOLATO FILHO, J. Otimização do uso de linhas de transmissão através do monitoramento em tempo real . In: IEEE/PES T&D 2010 - Latin América, São Paulo, SP, 2010.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

ANEXO A

Cálculo da Capacidade Operativa de Longa Duração de Linhas Aéreas de Transmissão

Apresenta-se a seguir o modelo para cálculo da capacidade operativa de longa duração de linhas aéreas de transmissão, cujos critérios estão baseados nas recomendações do WG 22-12 do CIGRÉ, publicado na Revista ELECTRA número 144 de Outubro de 1992.

O modelo desenvolvido utiliza a equação clássica do equilíbrio térmico, onde todo o calor recebido (ganho) é igual ao calor perdido (perda).

Entende-se como Ampacidade de uma Linha de Transmissão com condutores aéreos, a sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com os condutores submetidos às condições geo-ambientais específicas.

Considerando a obrigatoriedade da utilização de valores normalizados, os valores de T_a , V e RS (ver definições abaixo) deverão ser definidos de acordo com o item 5.2.2 da NBR 5422, norma vigente.

Os termos usados nas equações do modelo, descritas adiante, estão definidos nas legendas abaixo.

P_c	Perda de calor por convecção (W/m)
P_r	Perda de calor por radiação (W/m)
Q_s	Ganho de calor por aquecimento solar (W/m)
Q_e	Ganho de calor por efeito Joule (W/m)
R_{Tc}	Resistência elétrica (AC ou DC) do condutor na temperatura T_c (/m)
α_{AC}	Coefficiente de variação da Resistência DC por unidade de Grau Celsius
α_{DC}	Coefficiente de variação da Resistência AC por unidade de Grau Celsius
V	Velocidade do vento (m/s)
T_a	Temperatura ambiente (°C)
T_c	Temperatura de projeto (°C)
RS	Radiação global (W/m ²)
I_{AC}	Corrente de projeto em CA (ampacidade) (A)
I_{DC}	Corrente de projeto em DC (ampacidade) (A)
R_{DC}	Resistência elétrica do condutor em DC a 20°C (/m)
R_{AC}	Resistência elétrica do condutor em AC a 20°C (/m)
D	Diâmetro do cabo (m)
d	Diâmetro dos fios de alumínio da camada externa (m)

(Fis. 14 da Nota Técnica n° 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

ϵ	Coefficiente de emissividade do condutor
α_s	Coefficiente de absorção do condutor
RR	Rugosidade do cabo
T_f	Média entre as temperaturas do condutor e do ar (°C)
λ_f	Condutividade térmica do ar na temperatura T_f (W/m.K)
ν_f	Viscosidade cinemática do ar na temperatura T_f (m ² /s)
Re	Número de Reynolds
N_u	Número de Nusselts
G_r	Número de Grashof
N_{pra}	Número de Prandl
DRA	Densidade Relativa do Ar
H	Altura média da LT (m)
δ	Ângulo de incidência (ataque) do vento (°)
G	Aceleração da gravidade (9,81 m/s ²)

1. Equação de equilíbrio térmico no condutor:

A partir da equação de equilíbrio térmico, tem-se:

$$Q_j + Q_s = P_c + P_r$$

ou (1)

$$Q_j = P_c + P_r - Q_s$$

2. Cálculo de Q_j :

Os ganhos de calor por efeito Joule (Q_j) podem ser calculados a partir dos valores de Resistência fornecidos pelos fabricantes de condutores, a partir das equações seguintes:

$$Q_j = I_{CA}^2 * R_{TCAC} \quad (2)$$

$$R_{TCAC} = R_{AC} * [1 + \alpha_{AC} * (T_C - 20)] \quad (3)$$

onde R_{TCAC} = Resistência do Condutor (AC) para a temperatura de projeto (TC)

Caso se disponha apenas de valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, a expressão pode ser reescrita como:

$$Q_j = I_{DC}^2 * R_{TCDC} \quad (4)$$

$$R_{TCDC} = R_{DC} * [1 + \alpha_{DC} * (T_C - 20)] \quad (5)$$

(Fls. 15 da Nota Técnica n° 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

Neste caso, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC, conforme descrito no item 6 deste anexo.

3. Cálculo de P_c :

A perda de calor por convecção pode ser determinada através das equações seguintes:

$$P_c = \pi * \lambda_f * (T_c - T_a) * Nu \quad (6)$$

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

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (8)$$

3.1 – Número de Nusselts para Convecção Forçada ($v > 0,5$ m/s)

O Número de Nusselts (Nu) é calculado em função de dois coeficientes, de acordo com a equação 9:

$$Nu = B_2 * Re^{m_2} \quad (9)$$

onde Re é o número de Reynolds.

O número de Reynolds pode ser calculado pela expressão 10 abaixo:

$$Re = \frac{D * V * DRA}{\nu_f} \quad (10)$$

onde:

$$DRA = e^{-1,16 * 10^{-4} * H} \quad (11)$$

e ν_f é a viscosidade cinemática, determinada pela expressão 12:

$$\nu_f = 1,32 * 10^{-5} + 9,5 * 10^{-8} * T_f \quad (12)$$

Os coeficientes B_2 e m_2 , usados na equação 9, são obtidos a partir da tabela a seguir:

Faixa de Rugosidade	Faixa de Re	B_2	m_2
0,05 < RR < 0,718	100 < Re < 2650	0,641	0,471
RR < 0,05	2650 < Re < 50 000	0,178	0,633
0,05 < RR < 0,718	2650 < Re < 50 000	0,048	0,800

Para que se possa utilizar a tabela, a rugosidade (RR) é calculada em função do diâmetro do cabo e do diâmetro do tento de alumínio:

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

$$RR = \frac{d}{2 * (D - 2 * d)} \quad (13)$$

O número de Nusselts (equação 9) é calculado para um ângulo de incidência do vento sobre o eixo da LT igual a 90 graus. Caso se tenha valores medidos do ângulo de incidência do vento diferentes de 90°, o Número de Nusselts deve ser corrigido pela expressão:

$$Nu_{\delta} = Nu_{\delta=90} (A_1 + B_2 * (\text{sen}\delta)^{m1}) \quad (14)$$

onde:

para $0^\circ \leq \delta \leq 24^\circ$.

$A_1 = 0,42$, $B_2 = 0,68$ e $m1 = 1,08$

para $24^\circ < \delta \leq 90^\circ$.

$A_1 = 0,42$, $B_2 = 0,58$ e $m1 = 0,90$

3.2 – Número de Nusselts para Convecção natural ($v = 0$)

No caso de se considerar convecção natural, o Número de Nusselts passa a ser calculado em função dos Números de Prandl e Grashof:

$$N_{PRA} = 0,715 - 2,5 * 10^{-4} * T_f \quad (15)$$

$$G_r = \frac{D^3 * (T_c - T_a) * g}{(T_f + 273) * \nu_f^2} \quad (16)$$

Definidos estes números, o Número de Nusselts é calculado pela equação (18):

$$NU = A_2 * (G_r * N_{PRA})^{m2} \quad (18)$$

Os valores de A_2 e $m2$ são obtidos pelas tabelas a seguir:

Gr*N _{PRA}		A ₂	m ₂
De	Até		
100	10000	0,850	0,188
10000	1000000	0,480	0,250

3.3 – Número de Nusselts para Convecção mista - a baixas velocidades do vento ($V < 0,5$ m/s)

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

Para velocidades de vento entre 0 m/s e 0,5 m/s, o valor de P_c deve ser o maior que for calculado por um dos três processos a seguir:

- 1) Fixa-se um ângulo de incidência igual a 45° , e calcula-se P_c conforme equações 6 e 14;
- 2) Calcula-se o valor de P_c com a equação 6 e com $NU = 0,55 \cdot NU_{90}$;
- 3) Usa-se a equação 6 com NU calculado pela equação 18.

4. Cálculo de P_r :

Para o cálculo da perda de calor por radiação, utiliza-se a seguinte equação:

$$P_r = \sigma \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D \cdot ((T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4) \quad (19)$$

onde $\sigma = 5,67 \times 10^{-8}$ (constante de Stefan-Boltzmann)

O valor de ε varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

5. Cálculo de Q_s :

Para calcular o ganho de calor por aquecimento, deve-se 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. Caso não se tenham valores medidos, deverá ser utilizado o valor de 1000 W/m^2 conforme previsto no item 5.2.2 da NBR 5422. A equação para o cálculo do ganho de calor por aquecimento devido à radiação solar é:

$$Q_s = \alpha_s \cdot D \cdot I_B \quad (20)$$

O valor de α_s varia entre 0,27 para cabos novos e 0,95 para cabos envelhecidos em ambiente industrial. O valor sugerido pelo CIGRÉ é de 0,50.

6. Conversão do valor da Corrente em DC para Corrente em AC

No caso de se utilizar valores de Resistência e Coeficiente de Variação para corrente contínua, para o cálculo dos ganhos de calor por efeito Joule (Q_j), conforme descrito no item 2 anterior, deve-se proceder à conversão da Corrente em DC para Corrente em AC. Este procedimento é feito conforme o tipo de condutor, conforme descrição abaixo:

6.1. Para condutores com 3 camadas de tentos de alumínio:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5}}} \quad (21)$$

6.2. Para condutores com 1 ou 2 camadas de tentos de alumínio calcula-se:

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 038/2005-SRT/ANEEL, de 14/11/2005).

$$Ik = \frac{I_{DC}}{A} \quad (22)$$

- Se $Ik \leq 0,742$:

$$I_{AC} = I_{DC} \quad (23)$$

- Se $0,742 \leq Ik \leq 2,486$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(25,62 - 133,9Ik + 288,8Ik^2 - 334,5Ik^3 + 226,5Ik^4 - 89,73Ik^5 + 19,31Ik^6 - 1,744Ik^7)]^{1/2}} \quad (24)$$

- Se $2,486 \leq Ik \leq 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{[1 + 0,02(2,978 - 22,02Ik + 24,87Ik^2 - 11,64Ik^3 + 2,973Ik^4 - 0,4135Ik^5 + 0,02445Ik^6)]^{1/2}} \quad (25)$$

- Se $Ik > 3,908$:

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{(1,1)^{1/2}} \quad (26)$$

7. Ampacidade

Finalmente, tendo sido calculados os valores de P_c , P_r e P_s , bem como o valor de R_{TC} , obtém-se a ampacidade a partir da equação seguinte:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_R - Q_s}{R_{TC_{AC}}}} \quad (27)$$