



Universidade Federal de Pernambuco-UFPE
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Graduação Em Engenharia Elétrica

Análise de Sensibilidade Técnico-Econômica a
Variações Climáticas na Locação de Estruturas em
Linhas de Transmissão

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
POR

DIOGO ANTÔNIO DA SILVA SOARES
ORIENTADOR: JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA

Recife, Julho/2014

Universidade Federal de Pernambuco-UFPE
Centro de Tecnologia e Geociências-CTG
Departamento de Engenharia Elétrica-DEE
Curso de Engenharia Elétrica



Análise de Sensibilidade Técnico-Econômica a
Variações Climáticas na Locação de Estruturas em
Linhas de Transmissão

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
POR

DIOGO ANTÔNIO DA SILVA SOARES
ORIENTADOR: JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA

Recife, Julho/2014

Catálogo na fonte

Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

S676a Soares, Diogo Antônio da Silva.

Análise de sensibilidade técnico-econômica a variações climáticas na locação de estruturas em linhas de transmissão / Diogo Antônio da Silva Soares. - Recife: O Autor, 2014.

66 folhas + anexos; il., tabs.

Orientador: José Maurício de Barros Bezerra.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Engenharia Elétrica, 2014.

Inclui Referências.

AGRADECIMENTOS

À Deus por me mostrar o caminho e aliviar o meu sofrimento e de meus familiares nas horas mais difíceis.

À minha família e minha mulher que sempre me apoiaram e me incentivaram.

Ao professor José Maurício pela orientação no trabalho e pela transmissão de seu conhecimento.

Ao Professor Ronaldo pela ajuda tanto emocional quanto a respeito do curso e por ser um grande amigo.

À Alexsandro que auxiliou no aprendizado do PLSCAAD.

Aos Funcionários da CHESF que me auxiliaram com informações importantes na área de linhas de transmissão.

A todos os professores e colegas do Departamento de Engenharia Elétrica pelo convívio e aprendizado.

RESUMO

No projeto das linhas de transmissão é necessário inicialmente fazer um planejamento adequado a fim de obter o menor custo possível e reduzir os riscos de falha, do sistema de transmissão, pois elas podem provocar danos materiais e patrimoniais bem como o risco a vida de terceiros. Os critérios de projeto devem ser especificados no começo e seguindo rigorosamente a norma NBR 5422 para que os tipos de estrutura, os tipos de cabos, cadeias de isoladores, tensão de operação e o carregamento da linha, bem como o custo do projeto possam ser devidamente especificados.

Os critérios serão vistos com detalhes no estudo de caso da linha de sub transmissão na classe de tensão de 69 KV que foi construída na zona da mata de Alagoas. No estudo de caso abordado será realizada algumas variações de parâmetros, tais como as trações nos cabos condutores, o tipo de estrutura e a localização da linha de transmissão. A variação das condições climáticas será realizada para uma análise de sensibilidade técnico-econômica do projeto a esses parâmetros, testando-se simultaneamente a ferramenta computacional para este fim.

Palavras-Chave: Torre, Linha de transmissão, Locação automática, Elongação, Condições climáticas, Hipóteses de cálculo.

ABSTRACT

In transmission lines' project, it is necessary to do an adequate planning in order to obtain the lowest cost as possible and the outage risk can be reduced, because they can cause property damage as well as life hazard. The design criteria will be specified at the beginning and strictly following the NBR 5422 for the structure types, cable types, insulator strings, operating voltage and charging the line, as well as the cost of the project can be properly specified.

Every criteria will be seen in detail in the case study of the sub transmission line in the class of 69 KV voltage, which was built in the forest zone of Alagoas and by varying parameters such as drifts in conductor cables, the type of structure and location of the transmission line. The variation of climate conditions will be performed as part of an analysis of technical and economic sensitivity of the project to these parameters.

Keywords: Tower, Transmission line, Automatic spotting, Creep, Weather conditions, Calculus hypothesis.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Objetivo.....	11
1.2 Estrutura do trabalho	12
1.3 Método de trabalho	12
2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PLSCADD	13
2.1 Visão Geral.....	13
2.2 Entrada dos Dados Topográficos	14
2.3 Hipóteses de Cálculo	16
2.3.1 Casos Meteorológicos (<i>Weather Cases</i>)	16
2.3.2 Trecho de Fluência (<i>Creep-Stretch</i>).....	17
2.3.3 Modelo Bimetálico do Condutor (<i>Bimetallic Conductor Model</i>)	18
2.3.4 Tensão nos Cabos (<i>Cable tension</i>).....	18
2.3.5 Decaimento Automático (<i>Automatic Sagging</i>).....	19
2.3.6 Tensão Máxima (<i>Maximum Tension</i>)	19
2.3.7 Modelo de Vão de Peso (<i>Weight Span Model</i>)	20
2.3.8 Vão de Peso Método 1 (<i>Weight Spans method 1</i>).....	20
2.3.9 Diagrama de Interação método 2 (<i>Interaction Diagram method 2</i>).....	21
2.3.10 Critério de folga de fase (<i>Phase Clearance Criteria</i>)	21
2.3.11 Critério de balanço de isoladores (<i>Insulator Swing Criteria</i>).....	21
2.3.12 Relatório dos Vãos de Vento e Peso (<i>Wind&Weight Span Report</i>)	21
2.3.13 Relatório de Superação do Ângulo de Desvio (<i>Blowout and Departure Angle Report</i>)	22
2.3.14 Temperatura Padrão do Condutor (<i>Default Wire temperature and Condition</i>)	22
2.4 Zonas Proibidas ou de custo elevado.....	22
1.5 Seleção das estruturas.	23
2.6 Locação automática das estruturas.....	25
2.7 Conclusão do capítulo 2	26
3 CRITÉRIOS BÁSICOS DE PROJETO	27
3.1 Segurança das linhas.....	27
3.2 Determinação dos elementos solicitantes.....	28
3.3 Determinação das temperaturas necessárias aos projetos	29
3.4 Determinação da velocidade de vento de projeto.....	29
3.5 Rugosidade do solo	30
3.6 Velocidade básica de vento	30

3.7 Velocidade do vento de projeto.....	30
3.8 Velocidade básica com um período de retorno diferente de 50 anos	32
3.8.1 Método gráfico	32
3.9 Método de determinação da pressão do vento	32
3.10 Hipóteses de cálculo.....	33
3.11 Elementos que influenciam as flechas máximas dos condutores.....	35
3.12 Temperatura máxima.....	36
3.13 Característica elástica dos condutores	36
3.13.1 Deformação plástica	37
3.13.2 Diagrama tensão x deformação para cabos condutores não homogêneos	39
3.13.3 Método recomendado pelo WG-22 do CIGRÉ para cálculo da deformação permanente em condutores.	39
3.14 Conclusão do capítulo 3	42
4. PROJETO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO	43
4.1 Determinação das temperaturas necessárias aos projetos	43
4.2 Velocidade básica de vento	43
4.3 Velocidade de vento de Projeto.....	43
4.4 Método de determinação da pressão do vento	44
4.5 Hipóteses de cálculo.....	44
4.6 Locação automática	45
4.7 conclusão do capítulo 4.....	48
5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À VARIAÇÃO CLIMÁTICA	49
5.1 Determinação das temperaturas necessárias ao projeto	49
5.2 Velocidade básica de vento	49
5.3 Velocidade de vento de Projeto.....	49
5.4 Método de determinação da pressão do vento	50
5.5 Hipóteses de cálculo.....	50
5.6 Locação automática	51
5.7 conclusão do capítulo 5.....	53
6 CONCLUSÃO GERAL	54
REFERÊNCIAS	56
ANEXO	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Etapas do projeto.....	13
Figura 2.2 – Planilha de dados do traçado da linha.....	15
Figura 2.3 – Importação dos dados para o programa.	15
Figura 2.4 – Seleção das colunas.	15
Figura 2.5 – Perfil do terreno.....	16
Figura 2.6 – Menu dos Dados climáticos.	17
Figura 2.7 – Menu da Condição de deformação.	18
Figura 2.8 – Menu do modelo Bimetálico do condutor.	18
Figura 2.9 – Menu do critério de tensão no cabo.	19
Figura 2.10 – Menu de escolha do critério de decaimento dos condutores.	19
Figura 2.11 – Menu do critério da tensão máxima.....	20
Figura 2.12 – Menu do modelo do vão de peso.	20
Figura 2.13 – Menu de seleção dos critérios do vão de peso.....	20
Figura 2.14 – Menu dos critérios do diagrama de interação.....	21
Figura 2.15 – Menu do critério de distância de segurança das fases.	21
Figura 2.16 – Menu de escolha dos critérios de balanço da cadeia de isoladores.	21
Figura 2.17 – Menu de escolha dos critérios de vento e vão de peso	22
Figura 2.18 – Menu de escolha dos critérios de ruptura.....	22
Figura 2.19 – Menu de escolha das condições de temperatura do cabo.	22
Figura 2.20 – Menu de seleção de restrições.....	23
Figura 2.21 – Menu de adição de zonas proibidas.....	23
Figura 2.22 – Menu de seleção de custo elevado.	23
Figura 2.23 – Lista preliminar de estruturas.	24
Figura 2.24 – Lista final das estruturas para locação otimizada.	24
Figura 2.25 - Ponto inicial da locação automática.....	25
Figura 2.26 - Ponto final da locação automática.....	25
Figura 2.27 – Escolha do condutor para locação automática.....	25
Figura 2.28 – Torres alocadas sobre o terreno.	26
Figura 3.1 – Efeito da pressão dos ventos sobre os condutores. Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.195).	33
Figura 3.2 – Diagrama tensão x deformação em tração: D. CALLISTER JR.(2002, p.86).....	37
Figura 3.3 – Diagrama tensão x alongamentos Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.123).	38

Figura 3.4 – Alongamento por mudança de módulo de elasticidade por fluência Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.124).....	39
Figura 3.5 – Alongamentos totais em cabos CAA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.128).....	39
Figura 4.1 - Menu dos Dados climáticos para a linha de Alagoas.....	44
Figura 4.2 – Critérios de tração de plotagem manual para o cabo Drake da linha de Alagoas. .45	
Figura 4.3 – Critérios de tração de plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.....	45
Figura 4.4 – Relatório da plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.....	46
Figura 4.5 – Plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.....	46
Figura 4.6 – Gráfico dos limites das estruturas utilizadas na locação.....	47
Figura 4.7 – Relatório dos limites das estruturas utilizadas na locação.....	47
Figura 4.8 – Situação de violação do balanço da cadeia de isoladores nas estruturas 47 e 50.47	
Figura 4.9 – Adição de pesos adicionais.....	48
Figura 4.10 – Balanço das cadeias de isoladores após a adição dos contrapesos.	48
Figura 5.1 - Menu dos Dados climáticos para a linha de Alagoas.....	50
Figura 5.2 – Critérios de tração de plotagem manual para o cabo Drake.	51
Figura 5.3 – Critérios de tração de plotagem automática para o cabo Drake.....	51
Figura 5.4 – Relatório da plotagem automática para o cabo Drake.....	51
Figura 5.5 – Gráfico dos limites das estruturas utilizadas na locação.....	52
Figura 5.6 – Gráfico dos custos versus a tração dos cabos.....	52
Figura A.1 – Mapa de temperatura média no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.45).	57
Figura A.2 – Mapa de temperatura máxima média no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.46).	58
Figura A.3 – Mapa de temperatura mínima no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.47).	59
Figura A.4 – Mapa de temperatura máxima no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.48)	60
Figura A.5 – Mapa de temperatura mínima diária no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.49).....	61
Figura A.6 – Mapa de velocidade básica de vento no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.50).....	62
Figura A.7 – Mapa do parâmetro alfa da distribuição de Gumbel. Fonte: NBR 5422 (1985, p.51)	63
Figura A.8 – Mapa do parâmetro beta da distribuição de Gumbel. Fonte: NBR 5422 (1985, p.52)	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores de Temperatura.....	29
Tabela 3.2 - Classificação dos terrenos quanto a sua rugosidade.....	30
Tabela 3.3 – Valores de n para a correção da velocidade de vento.....	31
Tabela 3.4 – Cargas máximas recomendadas para os cabos na condição de trabalho de maior duração.....	34
Tabela 3.5 – Características do cabo CAA código Grosbeak.....	35
Tabela 3.6 – Coeficientes da equação para os cabos CAA.....	40
Tabela 3.7 – Coeficientes da equação para cabos condutores CAL.....	41
Tabela 3.8 - Coeficientes da equação para cabos condutores CA.....	41
Tabela 3.9 - Coeficientes da equação para cabos condutores CALA.....	41
Tabela 3.10 - Coeficientes da equação para cabos condutores CAA.....	42
Tabela 4.1 - Valores de temperatura.....	43
Tabela 4.2 – Características do cabo CAA código Drake.....	44
Tabela 5.1 – Valores de temperatura.....	49
Tabela 5.2 – Características do cabo CAA código Drake.....	50

1. INTRODUÇÃO

A linha de transmissão é um elemento extremamente importante do sistema elétrico, na medida em que possibilita o transporte da energia elétrica até os centros consumidores ou possibilita a entrega da energia elétrica aos consumidores nas cidades através das linhas de distribuição, dessa forma é um elemento que exige um nível de confiabilidade elevado com o menor custo possível, sobretudo nas classes de tensão mais elevadas onde grandes centros consumidores são atendidos, e exigem a maior disponibilidade dessa linha, preservando-se todos os aspectos de segurança envolvidos.

A tensão na subestação da usina geradora é elevada para o nível de transmissão que normalmente é de 230KV ou 500KV, através de transformadores de potência e então a energia é transportada até o centro consumidor, em seguida a tensão é reduzida para o nível de subtransmissão, que normalmente é de 69 KV, depois disso a linha segue até uma subestação que reduzirá a tensão até o nível de distribuição de normalmente 13.8 KV.

O projeto deve assegurar que todas as distâncias de segurança sejam atendidas ao longo da vida útil da linha que normalmente é de 25 anos, portanto será necessário especificar corretamente as condições de projeto para atender esse fim. Uma das condições são as hipóteses de carga mecânica, apesar de que essas cargas, sobretudo devido aos fenômenos naturais, não podem ser estimadas com precisão devido à natureza estocástica do vento. Há uma possibilidade de que esses valores possam ser superados durante a vida útil da linha. É possível superestimar esses fatores de carga, porém não é a melhor maneira do ponto de vista econômico. A orientação mais moderna estipula que se deve orientar a construção das estruturas em termos do risco de que essas cargas mecânicas venham a ser superadas em um período que normalmente é de 50 anos. Esse período de retorno deve ser maior do que a vida útil da linha para minimizar os riscos, podendo mesmo ser utilizado um período de 1000 anos.

1.1 Objetivo

O objetivo desse trabalho é avaliar o processo de otimização da locação das torres sobre o terreno, parametrizando a influência das grandezas ambientais, utilizando o aplicativo PLS-CADD.

Será visto que os condutores, o perfil do terreno e as condições meteorológicas do ambiente possuem um grande peso na locação da estrutura, já que as alturas de segurança, que são as alturas de distância dos condutores ao solo, entre as fases ou entre algum obstáculo, entre outros, deverão ser mantidas como preconizadas em norma.

1.2 Estrutura do trabalho

A estrutura do trabalho será dividida de acordo com as considerações abaixo:

Capítulo 1 - Neste tópico são apresentadas as características do aplicativo PLS-CADD de forma a mostrar as suas vantagens e desvantagens e as entradas necessárias para que seja possível realizar o projeto de uma linha de transmissão. O programa PLS-CADD desempenha um papel importante na locação das torres no terreno, no cálculo dos esforços que são transferidos a torre pelos condutores e na otimização econômica do projeto.

Capítulo 2 - Neste tópico estão definidas todas as hipóteses básicas para o projeto da linha de transmissão respeitando a norma NBR 5422, tais como: vento de projeto, temperaturas máximas e mínimas, alongação, critério de carregamento da linha. Esses valores definem as estruturas e as alturas de segurança da linha. Será visto também que esses fatores contribuem para o risco de falha da linha, portanto uma base de dados confiável e relativamente grande é necessária para a correta mitigação dos riscos e correto dimensionamento da linha para fazer frente a esses fatores pelo maior tempo possível.

Capítulo 3 - Neste tópico a linha foi projetada através do software especialista PLS-CADD onde serão colocadas todas as hipóteses do projeto como entradas e, o perfil do terreno, obtendo-se a locação otimizada das torres.

Capítulo 4 - Neste tópico foi realizada uma análise de sensibilidade através da variação de alguns parâmetros ambientais, tais como a velocidade do vento e a temperatura.

1.3 Método de trabalho

Para a compilação deste trabalho, como descrito na bibliografia, foi feito o uso de livros, notas de aula, monografia e normas específicas para projetos de linhas aéreas de transmissão, como também softwares especialistas para avaliar os processos de otimização. Vale destacar que o trabalho aprofundou-se no projeto mecânico da linha sem deixar de atender aos critérios elétricos, sobretudo de distâncias mínimas de segurança que condicionam as alturas das torres, o tipo de cabo utilizado e também o carregamento da linha. Veremos também que outros fatores, como as condições ambientais de temperatura, ventos, entre outros, são de grande importância na locação dessas torres. Como o projeto otimizado depende de muitas variáveis, o projeto da linha poderá ser melhor executado se programas computacionais especialistas forem utilizados.

2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PLSCADD

Neste capítulo serão apresentadas as características do aplicativo PLS-CADD de forma a mostrar as suas vantagens e desvantagens e as entradas necessárias para que seja possível realizar o projeto de uma linha de transmissão.

2.1 Visão Geral

O PLS-CADD é um *software* comercial, que foi desenvolvido pela empresa *Powerline* e é utilizado para a análise e desenvolvimento de linhas aéreas de transmissão. Ele integra em um só lugar todos os componentes necessários para o desenvolvimento geométrico e estrutural de uma linha. Através de dados topográficos do terreno, é possível obter todo o perfil do terreno onde a linha será instalada e então importar esses dados para o programa, dessa forma é fácil perceber que o programa melhora a produtividade do trabalho e diminui a chance de erros ao agregar o trabalho de várias áreas envolvidas com o projeto.

O *software* integra vários programas desenvolvidos ao longo do tempo tais como: traçado do terreno, desenvolvimento estrutural, tensão nos condutores, alongação, desenvolvimento de torres de transmissão, e locação automática de torres. O programa foi selecionado tendo em vista a possibilidade de redução no tempo de execução do projeto, além de ser uma ferramenta poderosa no que diz respeito à otimização da locação das estruturas sobre o terreno. A Figura 2.1 demonstra a ordem do desenvolvimento de uma linha através do software:

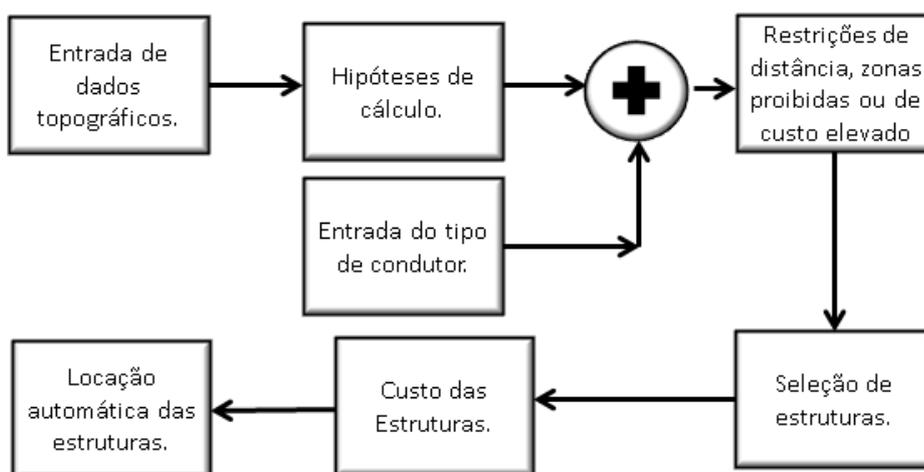


Figura 2.1 – Etapas do projeto.

Vemos que o usuário insere no programa os dados topográficos, insere também todas as hipóteses de cálculo e escolhe o tipo de condutor que será utilizado. Com os dados inseridos, o resultado final será o traçado da linha sobre o terreno.

2.2 Entrada dos Dados Topográficos

O primeiro passo no projeto de uma linha de transmissão é a entrada dos dados topográficos no programa, em que esse traçado da linha já foi definido anteriormente pela equipe cartográfica e de meio ambiente. O PLS-CADD utiliza como fonte para os dados do terreno um arquivo com extensão PFL ou XYZ onde determinado ponto do terreno é um conjunto de dados separados por um caractere específico. Os seguintes dados devem constar nesse tipo de arquivo:

- Descrição do ponto;
- Distância progressiva [m];
- Offset [m];
- Cota [m];
- Ângulo [“];
- Código;
- Altura [m];

A descrição do ponto é necessária para que seja visualizada no programa, normalmente as empresas possuem uma lista com os nomes e códigos correspondentes. A distância progressiva corresponde a distância da linha em relação ao ponto inicial até o seu ponto final, essa distância é sempre crescente. O offset corresponde a distância horizontal do ponto em relação ao eixo da linha. A cota corresponde à altura do ponto em relação a um nível de referência previamente definido. O ângulo descreve a angulação do eixo da linha, por fim a altura se refere a algum obstáculo.

A Figura 2.2 demonstra um arquivo desse tipo:

1	Descrição	Progressiva	Offset	Cota	Ângulo	Código	Altura	Texto 1
2	S-O	0,000	0,000	100	0,00	200	0,000	PONTO INICIAL
3	P-1	1,151	0,000	99,99	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
4	P-2	11,340	0,000	98,851	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
5	P-3	18,370	0,000	98,817	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
6	P-4	25,345	0,000	98,825	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
7	P-5	32,339	0,000	98,767	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
8	P-6	39,306	0,000	98,663	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
9	P-7	46,261	0,000	98,547	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
10	P-8	54,733	0,000	98,421	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
11	P-9	60,222	0,000	99,04	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
12	P-10	67,157	0,000	98,979	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
13	P-11	71,349	0,000	98,898	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
14	P-11	71,349	0,000	98,898	0,00	262	8,830	FIO DA LD-13.8KV
15	P-12	77,482	0,000	98,865	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
16	S-1 = MV-1	78,652	0,000	98,865	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
17	S-1 = MV-1	78,652	0,000	98,865	-104584,00	206	0,000	VERTICE
18	P-13	79,822	0,000	98,87	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
19	P-14	85,758	0,000	99,167	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
20	P-14	85,758	0,000	99,167	0,00	328	2,250	MURO
21	S-2	87,338	0,000	99,017	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
22	P-15	93,820	0,000	98,928	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
23	P-15	93,820	0,000	98,928	0,00	262	7,626	FIO DA LD-13.8KV
24	P-16	112,658	0,000	99,032	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
25	P-17	122,664	0,000	99,093	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
26	P-18	132,666	0,000	99,031	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
27	P-19	142,692	0,000	99,075	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
28	P-20	152,672	0,000	98,953	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
29	P-21	152,672	0,000	99,132	0,00	200	0,000	PONTO DE NÍVEL
30	P-21	152,672	0,000	99,132	0,00	238	0,000	MEIO FIO

Figura 2.2 – Planilha de dados do traçado da linha.

Em seguida deve ser gerado um arquivo txt para a importação dos dados pelo PLS-CADD através do botão importar (*import*) e em seguida definido pelo usuário PFL (*user defined PFL*), a partir desse menu todos os dados serão carregados como mostrado na figura 2.3 abaixo:

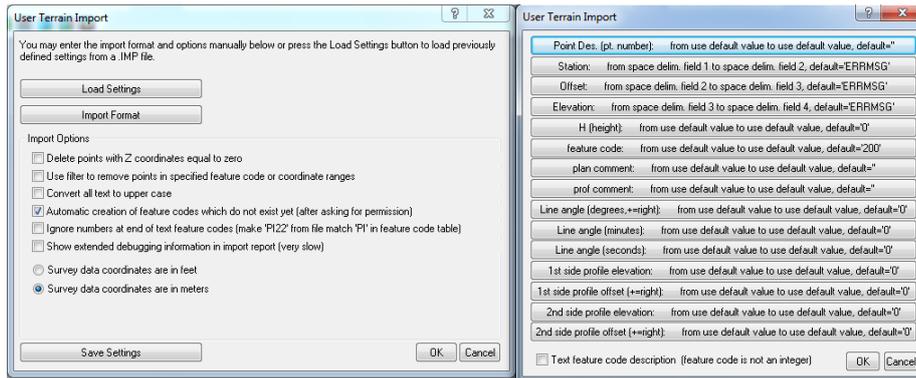


Figura 2.3 – Importação dos dados para o programa.

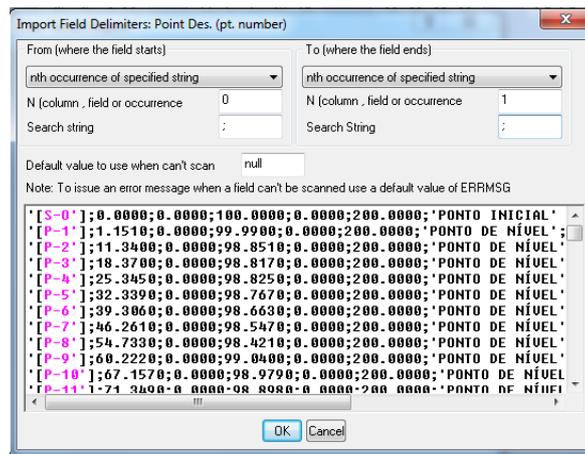


Figura 2.4 – Seleção das colunas.

Os dados já citado para descrição do terreno devem ser separados pelo caractere “;” como demonstrado na Figura 2.4.

O tipo de arquivo XYZ contém basicamente as mesmas características dos arquivos PFL, porém os pontos do traçado são descritos por coordenadas globais x, y e z.

Quando todos os dados forem inseridos no programa, a visão do terreno será como na Figura 2.5 abaixo:

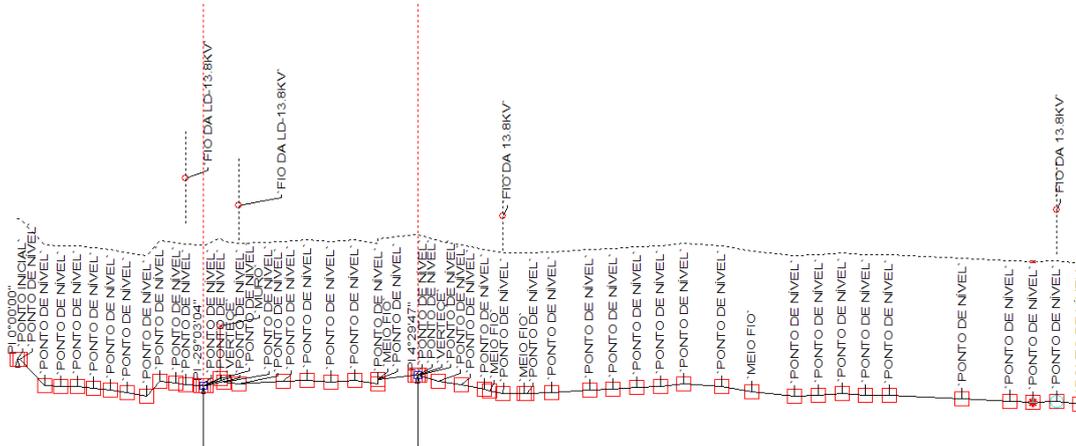


Figura 2.5 – Perfil do terreno.

Com a vista do terreno e todos os obstáculos descritos e as alturas de segurança como mostrado pela linha pontilhada na figura é possível realizar a locação manual ou automática das torres através do terreno representado. Dessa forma a vantagem do programa nessa fase do projeto se traduz em uma rapidez na confecção do perfil do terreno, que de outra forma teria que ser desenhada a mão em uma planta ou por um *software* que realizasse a confecção manualmente, porém necessitando imprimir o resultado em uma folha de papel para que com gabaritos de acrílico fosse possível realizar a locação manual das torres. A edição nos dados dos pontos pode ser realizada através do próprio *software* configurando assim agilidade ao reparo dos erros. Os erros nos dados geralmente consistem de pontos com alguns dos conjuntos de dados bastante distinto de outros pontos que estão próximos, portanto deve-se verifica-los antes de prosseguir com o projeto.

2.3 Hipóteses de Cálculo

Depois de realizada a importação de dados do terreno, se torna necessária a colocação no programa de todas as hipóteses de cálculo, tais como condições ambientais, critério de balanço das cadeias de isoladores, vento de projeto, etc. Esse processo pode ser realizado através do menu critérios (*criteria*).

2.3.1 Casos Meteorológicos (*Weather Cases*)

Na Figura 2.6 é possível saber os campos que terão mais importância para a região onde a linha será instalada:

Weather Cases												
See Criteria/Code Specific Wind and Terrain Parameters for more information on height adjustments and gust response factors.												
	Description	Air Density Factor (Q) (kg/m ³) (Pa/(m/s) ²)	Wind Velocity (m/s)	Wind Pressure (Pa)	Wire Ice Thickness (mm)	Wire Ice Density (N/m ³)	Wire Ice Load (N/m)	Wire Temp. (deg C)	Ambient Temp. (deg C)	Weather Load Factor	NESC Constant (N/m)	Wire Wind Height Adjust Model
1	Flecha Máxima-cond a 75°	0.613						75.0	25.0	1		None
2	Carga Máxima - Condutor a 20°	0.613	30.0625	554.001				20.0		1		None
3	Carga inicial -Condutor a 15°	0.613						15.0		1		None
4	Carga EDS - Condutor a 27°	0.613						27.0		1		None
5	Balanço 1 - Suspensão I	0.613	30.0625	554.001				20.0		1		None
6	Balanço 2 - Suspensão I	0.613						28.0		1		None
7	Balanço 3 - Suspensão I	0.613	18.0625	199.994				20.0		1		None
8	Flecha na cond de operação 45°	0.613						45.0		1		None
9		0.613										
10		0.613										
11		0.613										
12		0.613										
13		0.613										
14		0.613										
15		0.613										

Figura 2.6 – Menu dos Dados climáticos.

- Velocidade de vento (*Wind velocity*).- o preenchimento dessa coluna se dá de forma automática pelo programa após a inserção dos valores na coluna pressão de vento (*Wind Pressure*).
- Pressão de Vento (*Wind Pressure*).- esta coluna deve ser preenchida com a pressão de vento, após isso o PLSCADD irá calcular a velocidade de vento.
- Temperatura do Condutor (*Wire temp*).- esta coluna deve ser preenchida com a temperatura ao qual o cabo irá trabalhar em regime permanente, em máximo carregamento, etc.
- Temperatura Ambiente (*Ambiente temp.*)- esta coluna deve ser preenchida com a temperatura ambiente média.
- Modelo de Ajuste de Altura dos ventos sobre o Condutor (*Wire Wind Height Adjust Model*)- esta coluna é usada para realizar a correção da velocidade do vento com relação à altura dos condutores, ela pode estar marcada ou não como *none*, a depender se o cálculo já foi realizado na coluna de pressão dos ventos.

2.3.2 Trecho de Fluência (*Creep-Stretch*)

Outro campo que deve ser preenchido é o trecho de fluência (*Creep-stretch*), pois é através dele que será feita a verificação das mudanças de estado devidas aos alongamentos dos cabos. Nele são informados os critérios para a condição de deformação permanente dos cabos, assim como mostra a Figura 2.7.

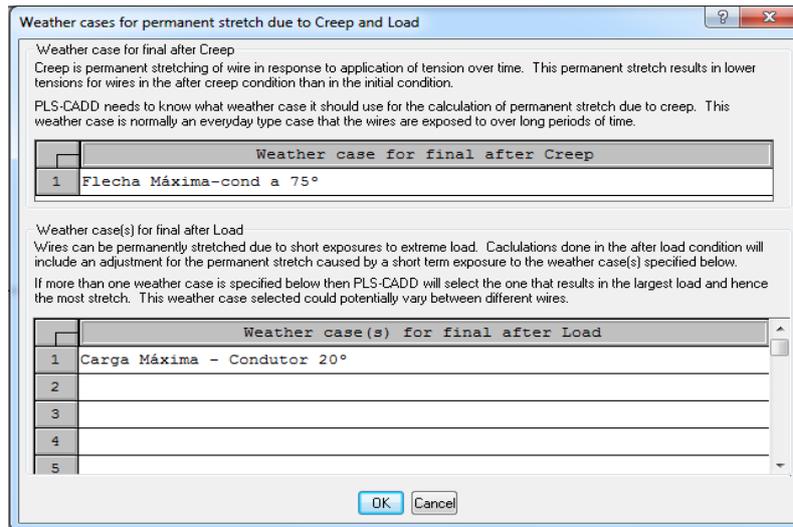


Figura 2.7 – Menu da Condição de deformação.

2.3.3 Modelo Bimetálico do Conductor (*Bimetallic Conductor Model*)

Devido ao alumínio nos condutores ACSR se expandirem a uma taxa mais elevada do que o núcleo de aço a uma alta temperatura, há uma temperatura que se for ultrapassada o alumínio sofrerá uma compressão, então esse critério serve para que o programa não permita que sejam atingidas temperaturas elevadas demais, evitando que esse isso ocorra, no qual o próprio programa tem um algoritmo para restringir isso. Existem duas possibilidades de escolha: o alumínio não irá entrar em compressão em altas temperaturas, ou irá entrar em compressão, sendo necessário especificar a máxima pressão que esse fenômeno ocorre em unidades de Mpa mostrado na Figura 2.8.

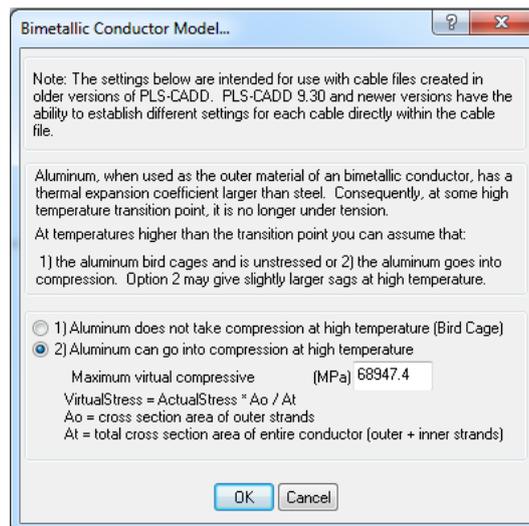


Figura 2.8 – Menu do modelo Bimetálico do condutor.

2.3.4 Tensão nos Cabos (*Cable tension*)

Neste menu, serão inseridas as condições do cabo, porcentagem da carga máxima a que o cabo poderá ser submetido, a catenária máxima, e os cabos para os quais essas condições

serão aplicadas. Se a coluna de cabos aplicáveis (*Applicable Cable*) estiver em branco então a condição será aplicável a todos os cabos, caso contrário deve-se selecionar o tipo de cabo. A máxima catenária deve ser calculada para a condição de máxima temperatura ao qual o cabo possa ser submetido quando estiver em máximo carregamento, esse valor deve ser aplicado na coluna de máxima catenária (*Maximum Catenary*), conforme a Figura 2.9.

	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (N)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Carga Máxima - Condutor 20°	Creep RS	13.100			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 27°	Creep RS	6.000			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Figura 2.9 – Menu do critério de tensão no cabo.

2.3.5 Decaimento Automático (*Automatic Sagging*)

Neste comando são inseridas as condições do cabo e a porcentagem da carga máxima que serão considerados na locação otimizada para o cálculo do decaimento dos condutores. Normalmente os critérios usados são os mesmos do menu Tensão no Cabo (*Cable Tension*), porém pode-se especificar dados diferentes. Esse critério serve para que o programa coloque a menor flecha possível sem violar as restrições de tração nos condutores.

	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (N)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Carga Máxima - Condutor 20°	Creep RS	13.100		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 27°	Creep RS	6.000		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

Figura 2.10 – Menu de escolha do critério de decaimento dos condutores.

2.3.6 Tensão Máxima (*Maximum Tension*)

Neste comando, deve ser indicado como será calculado o valor máximo da tensão nos cabos. É recomendável escolher a hipótese de geometria real da linha, porque essa hipótese considera ambos os lados de um vão a qualquer altura, ou seja, ela não usa a simplificação

do vão regulador, em que conforme Labegalini et all (1992) o vão regulador é um vão fictício, isolado e é equivale a vários vãos contínuos que estão inseridos em um tramo.

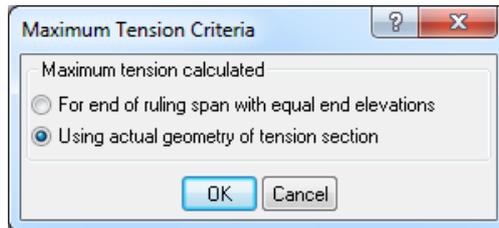


Figura 2.11 – Menu do critério da tensão máxima.

2.3.7 Modelo de Vão de Peso (*Weight Span Model*)

Neste menu indica-se como será calculado o vão de peso, em que a opção recomendada é utilizar o método exato, em que o vão de peso será calculado em um modelo de três dimensões, como sendo a carga vertical dividida pelo peso unitário do cabo.

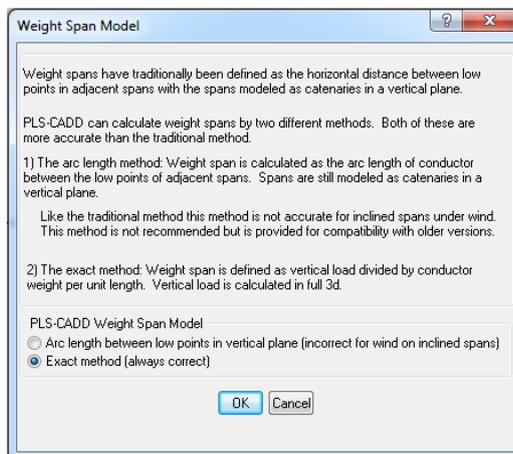


Figura 2.12 – Menu do modelo do vão de peso.

2.3.8 Vão de Peso Método 1 (*Weight Spans method 1*)

Neste menu serão colocados os critérios que normalmente são de vento, frio e neve, na ausência de frio e neve pode-se especificar outras condições. Os vãos de peso reais serão testados com os vãos de peso máximos permissíveis para cada estrutura.

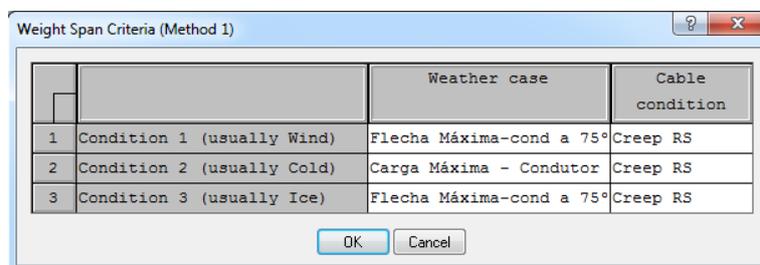
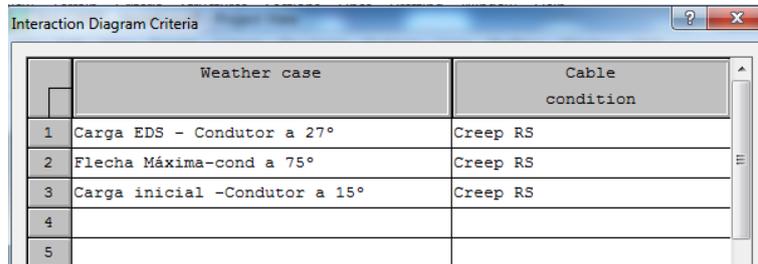


Figura 2.13 – Menu de seleção dos critérios do vão de peso.

2.3.9 Diagrama de Interação método 2 (*Interaction Diagram method 2*)

Neste menu, deve-se inserir todos os casos de carregamento para que seja verificada a suportabilidade das estruturas a esses carregamentos.

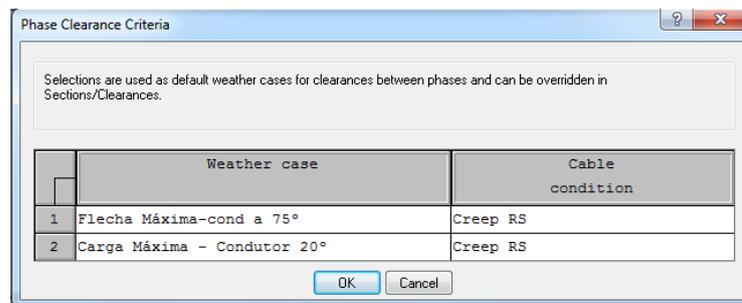


	Weather case	Cable condition
1	Carga EDS - Condutor a 27°	Creep RS
2	Flecha Máxima-cond a 75°	Creep RS
3	Carga inicial -Condutor a 15°	Creep RS
4		
5		

Figura 2.14 – Menu dos critérios do diagrama de interação.

2.3.10 Critério de folga de fase (*Phase Clearance Criteria*)

Este comando é usado para realizar a verificação das distâncias entre os condutores de fase, dessa forma é possível verificar se os condutores de fase não irão se tocar.



Selections are used as default weather cases for clearances between phases and can be overridden in Sections/Clearances.

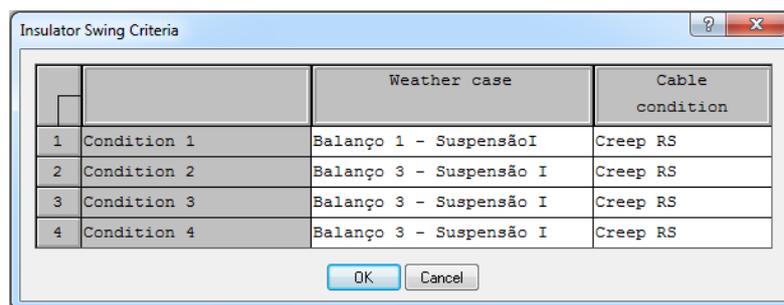
	Weather case	Cable condition
1	Flecha Máxima-cond a 75°	Creep RS
2	Carga Máxima - Condutor 20°	Creep RS

OK Cancel

Figura 2.15 – Menu do critério de distância de segurança das fases.

2.3.11 Critério de balanço de isoladores (*Insulator Swing Criteria*)

Este comando tem a função de verificar o balanço da cadeia de isoladores que caso venha a ser violado será reportado em um relatório.



		Weather case	Cable condition
1	Condition 1	Balanço 1 - Suspensão I	Creep RS
2	Condition 2	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS
3	Condition 3	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS
4	Condition 4	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS

OK Cancel

Figura 2.16 – Menu de escolha dos critérios de balanço da cadeia de isoladores.

2.3.12 Relatório dos Vãos de Vento e Peso (*Wind&Weight Span Report*)

Este comando serve para indicar quais informações serão mostradas em um relatório final.

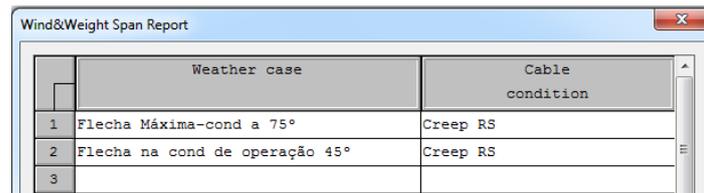


Figura 2.17 – Menu de escolha dos critérios de vento e vão de peso

2.3.13 Relatório de Superação do Ângulo de Desvio (*Blowout and Departure Angle Report*)

Este comando serve para indicar quais são os ângulos de balanço após a plotagem, e gera em um relatório desses dados.

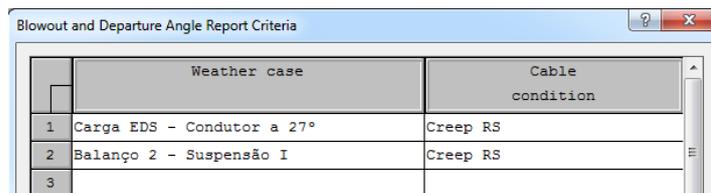


Figura 2.18 –Menu de escolha dos critérios de ruptura.

2.3.14 Temperatura Padrão do Condutor (*Default Wire temperature and Condition*)

Este comando serve para indicar a temperatura de projeto, que serve para computar o comprimento dos cabos. Estes valores também são mostrados em relatórios resumidos.

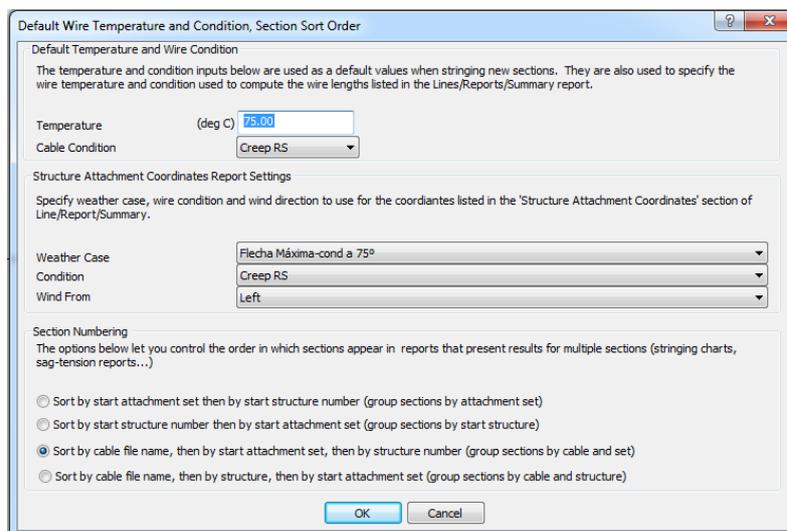


Figura 2.19 – Menu de escolha das condições de temperatura do cabo.

2.4 Zonas Proibidas ou de custo elevado

A locação das torres deve ser feita sobre o terreno nos locais onde isso é permitido. Normalmente no trajeto da linha há objetos que atrapalham a passagem da linha, tais como: rios, estradas, árvores, etc. Essas zonas proibidas podem ser adicionadas diretamente no software por meio de uma atribuição de custo elevado, ou uma faixa proibida, em que o

software irá evitar localizar as torres nesses locais. É possível colocar torres sobre esses terrenos, porém seu custo se torna proibitivo.

A primeira coisa a fazer para a locação das torres é definir quais restrições estarão presentes no terreno, isso é feito através do menu Estruturas/Locação Automática/Restrições de Locação/Edição (**Structures/Automatic Spotting/Spotting Constraints/Edit(Table Based)**). Esse comando irá abrir o menu de seleção de restrições mostrado na Figura 2.20 :

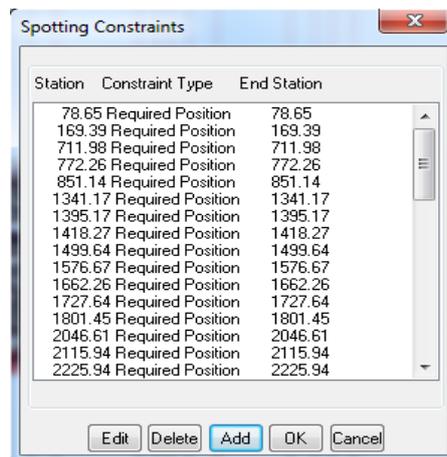


Figura 2.20 – Menu de seleção de restrições.

Pode-se adicionar uma zona proibida e de custo elevado como mostrado nas Figuras 2.21 e 2.22:

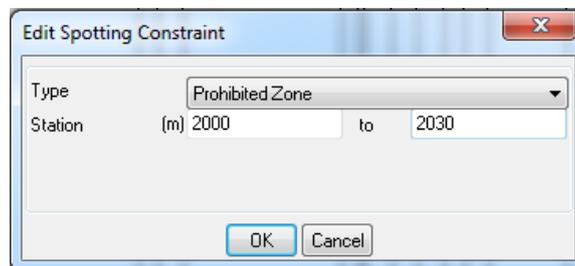


Figura 2.21 – Menu de adição de zonas proibidas.

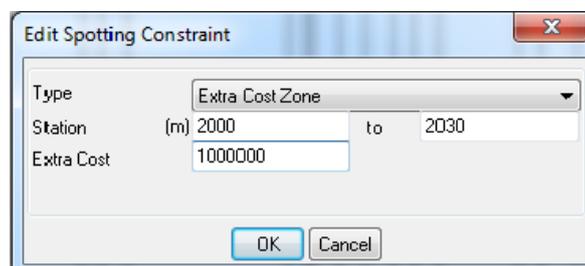


Figura 2.22 – Menu de seleção de custo elevado.

1.5 Seleção das estruturas.

Após a adição de restrições as estruturas podem ser selecionadas dentre vários tipos. Primeiramente uma lista de estruturas deve ser gerada e selecionada através do menu

Estruturas/Lista de Estruturas Disponíveis/Adicionar-Apagar Estrutura (**Structures/Available Structure List/Add-Del Structure**) como mostrado na Figura 2.23:

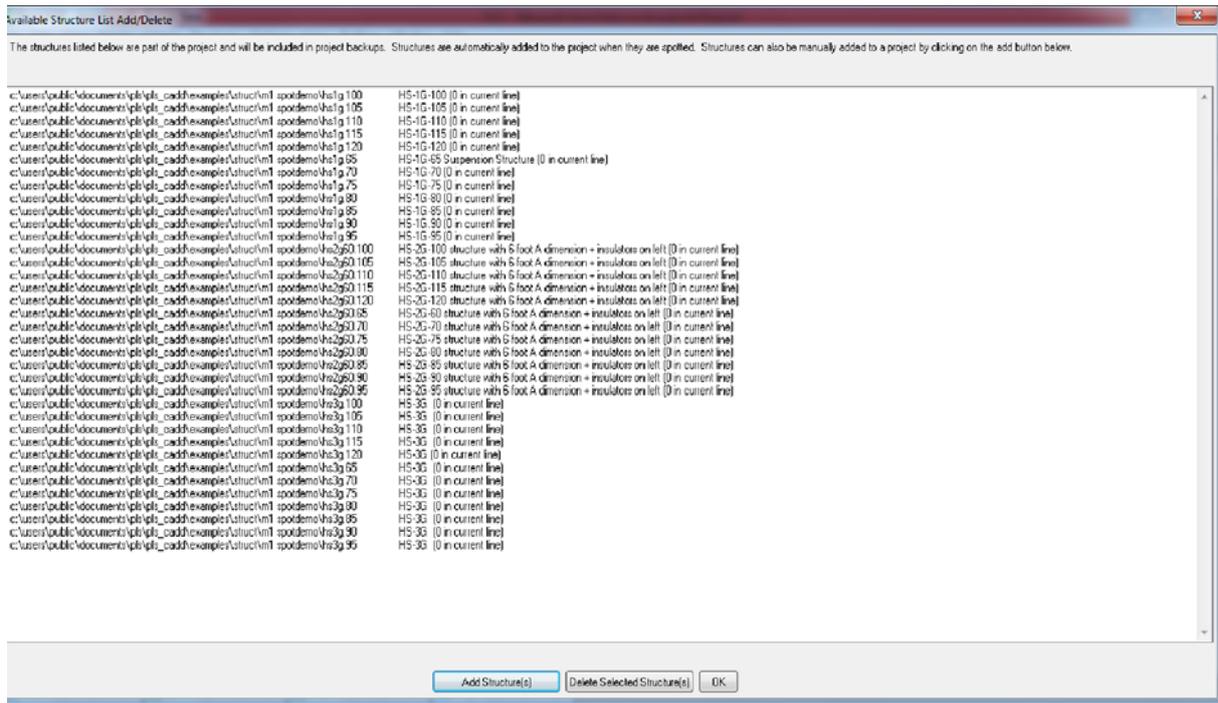


Figura 2.23 – Lista preliminar de estruturas.

Após a criação da lista o próximo passo consiste em selecionar as estruturas que participarão da otimização final assim como o custo das torres deve ser especificado, isso é feito através do menu Estruturas/ Lista Disponível/Editar (**Structures/Available List/Edit**) onde as estruturas que participarão da locação automática devem estar marcadas como Sim (YES) na coluna Usar para Locação Automática (*Use for Automatic Spotting*), como mostrado na Figura 2.24 abaixo:

Structure Name	Description	Cost from Parts List	Cost for Optimization	Use for Automatic Spotting	Set for Automatic Spotting	AutoSpot Min. Angle (deg)	AutoSpot Max. Angle (deg)	Number in Line	Structure Strength Model	Structure File Name and Path	
ha1g.100	HS-10-100		15210.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.105	HS-10-105		15820.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.110	HS-10-110		17000.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.115	HS-10-115		17420.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.120	HS-10-120		17820.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.65	HS-10-65 Suspension Structure		13000.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.70	HS-10-70		13250.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.75	HS-10-75		13740.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.80	HS-10-80		13980.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.85	HS-10-85		14230.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.90	HS-10-90		14580.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha1g.95	HS-10-95		14830.00	Yes		2		2.8	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.100	HS-20-100 structure w		21850.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.105	HS-20-105 structure w		22740.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.110	HS-20-110 structure w		23550.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.115	HS-20-115 structure w		24200.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.120	HS-20-120 structure w		24820.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.65	HS-20-60 structure w		19430.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.70	HS-20-70 structure w		19950.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.75	HS-20-75 structure w		20550.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam
ha2g60.80	HS-20-80 structure w		20910.00	Yes		2		15	0	S	c:\users\public\documents\pla\pla_cadd\exam

Figura 2.24 – Lista final das estruturas para locação otimizada.

2.6 Locação automática das estruturas

Após a realização de todos os passos mostrados anteriormente, a locação automática pode ser iniciada através do menu Estruturas/Locação Automática/Locação Ótima (**Structures/Automatic Spotting/Optimum Spotting**) após isso os pontos iniciais e finais deverão ser especificados no terreno de forma gráfica, como mostrado nas Figuras 2.25 e 2.26:

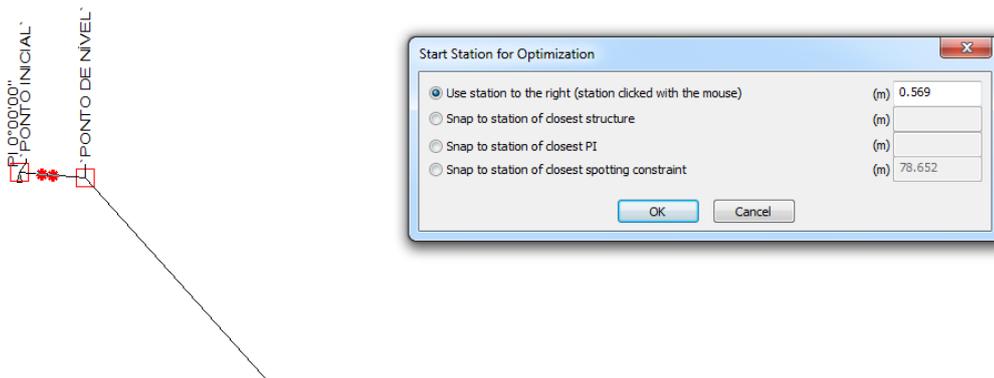


Figura 2.25 - Ponto inicial da locação automática.

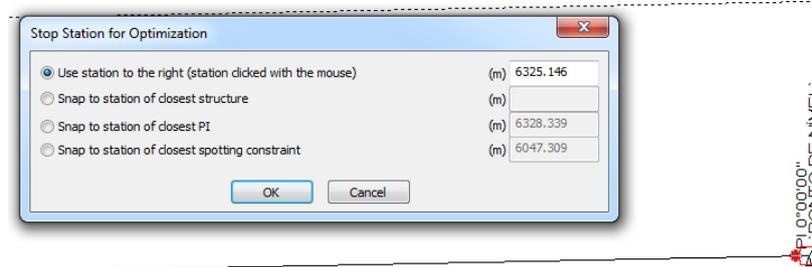


Figura 2.26 - Ponto final da locação automática.

Após a seleção dos pontos iniciais e finais o tipo de cabo deve ser selecionado especificando os vãos mínimos e máximos e a classe de tensão, bem como a quantidade de condutores por fase como mostrado na Figura 2.27:

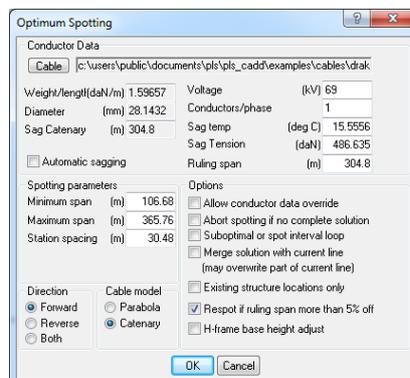


Figura 2.27 – Escolha do condutor para locação automática.

A desvantagem do programa na entrada dos condutores está no fato de que não há uma maneira direta de entrar com mais de um tipo de condutor para locação automática, de forma que um trecho da linha seria de um condutor e outro trecho seria outro tipo, ou seja, o software não é tão flexível com respeito a isso, dessa forma limitando a aplicação da técnica “tramo misto”, por exemplo.

Após a entrada dos condutores o programa fará locação respeitando todos os critérios que foram especificados e irá gerar um relatório com os custos e quantidade de estruturas alocadas como demonstrado na Figura 2.28:

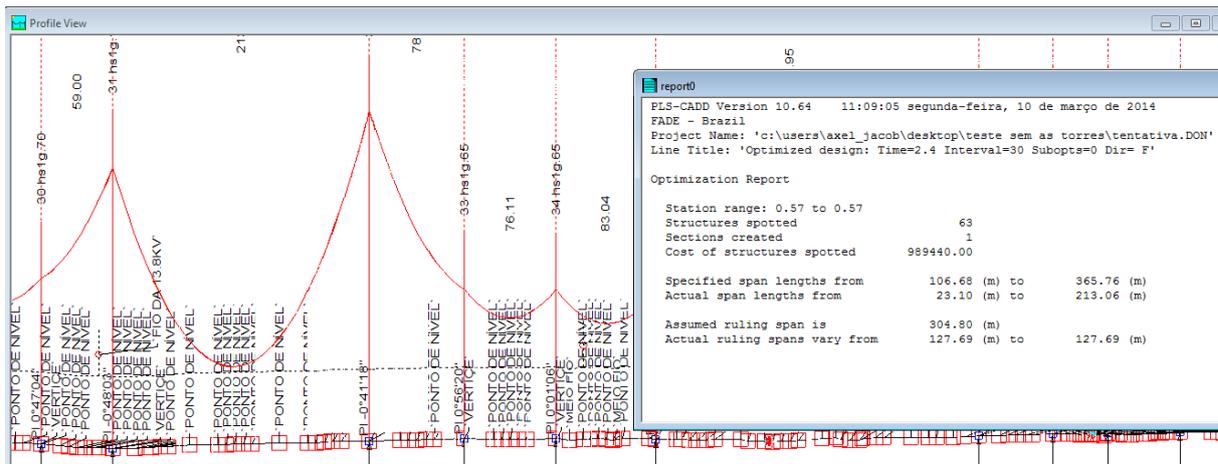


Figura 2.28 – Torres alocadas sobre o terreno.

2.7 Conclusão do capítulo 2

Nesse capítulo foram mostrados os aspectos básicos do programa que permitem que a linha seja projetada, desde a entrada de dados no programa até a seleção final das estruturas e entrada dos cabos condutores, para que o processo automático seja possível de ser realizado. Através desse capítulo ficou claro que o programa tem diversas vantagens para o projeto das linhas no que tange a locação das estruturas sobre o terreno, que de outra forma seria bastante trabalhoso e sujeito a erros que atrasariam o cronograma do projeto. Uma desvantagem do programa seria a seleção de um único condutor em todos os trechos na locação automática de forma que é impossível o uso de condutores de tipos diferentes ao longo da linha, em aplicações específicas. Outra desvantagem é a grande quantidade de detalhes que precisam ser adicionados ao programa para que seja possível a consecução do projeto, necessitando assim de um grande conhecimento do programa e da tecnologia de projeto mecânico de uma linha de transmissão.

3 CRITÉRIOS BÁSICOS DE PROJETO

Este capítulo tem como objetivo mostrar a forma de obter os fatores que causam as diversas solicitações mecânicas nas linhas aéreas de transmissão, tais como: pressão dos ventos sobre os diversos componentes da linha, os efeitos que são provocados pela variação de temperatura e serão discutidas também questões de segurança das linhas e considerações sobre o risco de falha.

3.1 Segurança das linhas

Esse tópico trata de riscos de falha mecânica na linha. O programa permite que o usuário interfira nesse aspecto, de sorte a definir que uma dada linha é mais importante que outra e, assim, projetar com uma maior margem de segurança. Um exemplo de linha com uma importância maior seriam as linhas que suprem cidades importantes, grandes indústrias consumidoras entre outras, linhas com uma menor importância seriam as linhas de distribuição que abastecem cargas residenciais com pouca densidade de cargas ou zonas rurais.

Segundo Labegalini et al(1992), para que as linhas possam estar corretamente dimensionadas para que venham a assegurar a continuidade do transporte da energia pelo maior tempo possível é necessário que ela venha a satisfazer as chamadas hipóteses de cálculo, onde se procura fixar os valores das solicitações mecânicas que podem incidir por curtos períodos de tempo ou por toda a vida útil da linha e que podem atingir valores que provoquem o colapso da estrutura.

Quando um elemento estrutural é submetido a um esforço mecânico elevado, poderá ocorrer a deformação permanente do material ou até mesmo a sua ruptura, esse valor é chamado de carga de ruptura que é uma grandeza que deve ser tratada através da estatística e, portanto está associada a um determinado risco de falha, quanto mais próximo da carga de ruptura estiver o esforço atuante, maior será o risco de falha associado. Obviamente que para um menor risco de falha a estrutura terá dimensões maiores, portanto o custo da linha será mais elevado. Entretanto a questão da velocidade do vento e as temperaturas são fenômenos naturais que não são previstos de forma precisa, portanto existe o risco que os mesmos venham a ter os valores, para o qual a linha está dimensionada, ultrapassados ao transcorrer da vida útil da linha.

Segundo Labegalini et all (1992), até pouco tempo, era comum que as estruturas fossem sobre dimensionadas, garantindo assim que os valores das cargas ficassem bastante aquém da carga de ruptura dos elementos da linha, isso resultava em projetos por demais custosos e, portanto um mero desperdício de recursos escassos, entretanto a tendência natural   que sejam adotados riscos de falha ao qual permite a realiza o de um projeto melhor dimensionado e, portanto menos oneroso, porém ainda assim atenda de forma satisfatória os clientes.

3.2 Determina o dos elementos solicitantes

Os esforços mecânicos nas linhas aéreas são caracterizados pelos esforços de longa dura o e curta dura o, este provocado por condi es atmosféricas da região em que a linha está inserida, os dados necessários para o projeto devem ser coletados em postos ao longo do traçado da linha e se possível que a base de dados tenha um período bastante longo para que os dados possam reproduzir fielmente as características daquele ambiente, segundo Labegalini et all (1992), as seguintes informa es meteorológicas são necessárias para estabelecer corretamente as hipóteses de carga:

- Velocidade máxima anual do vento;
- Temperaturas;
- Valores máximos anuais de temperatura;
- Valores mínimos anuais de temperatura;
- Valores de temperaturas média anuais;

Essas condi es são necessárias, porque definem as cargas impostas as linhas de transmissão, por exemplo, a temperatura mínima anual define a menor flecha e esforços adicionais as estruturas, a maior temperatura define a maior flecha que o condutor terá, já a velocidade máxima dos ventos introduz esforços nos condutores e nas torres, portanto o conhecimento adequado é importante para o conhecimento da suportabilidade mecânica das estruturas e condutores.

Se os dados de ventos e temperatura não estiverem disponíveis durante o período de tempo especificado   possível fazer uso de cartas meteorológicas disponíveis na NBR 5422 (1985), no entanto essa não é uma maneira precisa e deve ser usada somente em último caso.

3.3 Determinação das temperaturas necessárias aos projetos

Através das cartas meteorológicas, é possível coletar os dados de temperatura no local onde a linha será instalada, esses valores estão expostos na Tabela 3.1 abaixo, para o exemplo da região 12° sul e 44° oeste na região nordeste:

Tabela 3.1 – Valores de temperatura.

Temperatura média (°C)	23
Temperatura máxima média (°C)	30
Temperatura mínima (°C)	8
Temperatura máxima (°C)	40
Média das temperaturas mínimas diárias (°C)	18

3.4 Determinação da velocidade de vento de projeto

O efeito do vento deve ser devidamente considerado nos projetos de linhas de transmissão, porque esse fenômeno natural introduz esforços extras sobre as estruturas, ferragens e cabos condutores, esses em especial tendem a sofrer fadiga nos pontos onde eles estão fixos a cadeia de isoladores. Estudos realizados por diversos institutos de pesquisa no mundo contribuíram para um melhor entendimento desses efeitos e a norma NBR 5422(1985) veio a adotar os procedimentos prescritos pelas normas internacionais.

Alguns fatores fundamentais para a escolha do vento de projeto estão destacados abaixo conforme Labegalini et all (1992);

- A velocidade do vento depende da rugosidade do solo, e quanto maior o índice de rugosidade, mais turbulento se torna o perfil do vento.
- A velocidade do vento aumenta com a altura sobre o solo, devido a diminuição da rugosidade a medida que a altura aumenta.
- Os ventos em geral se dão na forma de rajadas.
- Os diversos elementos que são anteparos para o vento sofrem diferentes solicitações.

Ventos de grande intensidade e pouca duração podem introduzir esforços menores nas estruturas do que ventos de pequena intensidade e grande duração, porque o condutor fica submetido a vibração eólica por um tempo prolongado, provocando a fadiga do material com o passar do tempo, já o vento de alta intensidade introduz esforços, porém devido ao tempo curto da mesma a estrutura e condutores são capazes de suportá-los pois estão dimensionados para isso.

Esses fatores devem ser devidamente equacionados para que as estruturas possam ser corretamente dimensionadas, com economia e segurança.

3.5 Rugosidade do solo

Existem quatro categorias de terrenos que foram classificados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas-ABNT, como está mostrado na Tabela 3.2 abaixo:

Tabela 3.2 – Classificação dos terrenos quanto a sua rugosidade Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.106).

Categoria	Característica do solo	Coefficiente de rugosidade kr
A	Vastas extensões de água, áreas costeiras planas, desertos planos.	1,08
B	Terreno aberto com poucos obstáculos	1,00
C	Terreno com obstáculos numerosos e pequenos com cercas, árvores e edificações.	0,85
D	Áreas urbanizadas, terrenos com muitas árvores altas.	0,67

3.6 Velocidade básica de vento

Na ausência de dados medidos em campo é possível fazer uso das cartas isótacas que estão no anexo da NBR 5422 (1985).

A título de exemplo, para a região de 12° sul e 44° oeste, teremos uma velocidade básica de projeto de:

$$Vb = 22m/s$$

3.7 Velocidade do vento de projeto

Essa velocidade será utilizada na determinação das solicitações que são impostas pelo vento sobre as estruturas, cabos condutores, cadeias de isoladores e ferragens. Ela pode ser obtida a partir da velocidade básica de vento e deve ser corrigida como segue abaixo:

- Se a rugosidade do terreno for diferente da categoria B, é necessário multiplicar a velocidade básica de vento pelo coeficiente de rugosidade Kr, especificado na tabela 3.2.

- Deve ser aplicado o coeficiente de conversão K_d , porque os diversos elementos das estruturas possuem respostas diferentes as solicitações impostas pelo vento. Esse fator serve para converter as velocidades de vento com diferentes períodos de integração.
- Para obstáculos que possuam altura em relação ao solo diferente de 10 [m], deve ser aplicada a equação (2.1) conforme a norma NBR 5422 (1985):

$$K_h = \left(\frac{H}{10}\right)^{1/n} \quad (2.1)$$

Onde:

H: altura do obstáculo em [m];

N: fator que depende da rugosidade do solo e da base de tempo e pode ser obtida na Tabela 3.3. A base de tempo é escolhida de acordo com o tempo desejado de amostragem da velocidade do vento.

Tabela 3.3 – Valores de n para a correção da velocidade de vento Fonte: LABEGALINI (1992, p.112).

Categoria do solo	n	
	Base de tempo de 2s	Base de tempo de 30s
A	13	12
B	12	11
C	10	9,5
D	8,5	8,0

O valor da altura deve ser dividido por 10, porque essa é a altura padrão de medição, como a linha possui normalmente alturas maiores que 10m ou a sua localização não está no nível do mar, então deve-se aplicar o fator de correção da equação 2.1.

A velocidade de projeto será dada pela equação (2.2) conforme a norma NBR 5422 (1985):

$$V_p = K_r \cdot K_d \cdot K_h \cdot V_b \quad (2.2)$$

Onde:

V_p : Velocidade de projeto em [m/s].

A título de exemplo, se a linha se situa em uma região com velocidade básica de 22m/s, onde o solo pode ser considerado tipo C e altura média da linha de 18 [m], $n = 9,5$, $K_r = 0,85$, $K_d = 1,3$, logo aplicando a equação (2.2) com $K_h = 1,06383$

Assim:

$$V_p = 0,85 \cdot 1,3 \cdot 1,06383 \cdot 22 = 25,86 \text{ m/s}$$

3.8 Velocidade básica com um período de retorno diferente de 50 anos

O período de retorno corresponde a uma probabilidade de $(1/T)$ % de determinada grandeza ser igualada, onde T é o intervalo de tempo, ou seja, se uma determinada velocidade de vento tem um período de retorno de 50 anos então ela tem 2% de probabilidade de voltar a acontecer dentro desse período.

É usual nos projetos de linhas de transmissão considerar um período de retorno de 50 anos, que é considerado satisfatório, porém é possível que o projetista queira que a linha de transmissão tenha um nível de segurança maior e valores como 100 anos, 1000 anos podem ser utilizados. A norma NBR 5422 recomenda um período de retorno de 50 anos, porém foi deixado claro que é possível utilizar valores maiores.

3.8.1 Método gráfico

A velocidade básica de projeto para um período de retorno diferente de 50 anos pode ser obtida através da equação (2.3) conforme a norma NBR 5422 (1985):

$$V_{bT} = \beta - \frac{\ln(-\ln(1-\frac{1}{T}))}{\alpha} \quad (2.3)$$

Onde:

α : estimador do fator de escala da distribuição de Gumbel em $[\text{m/s}]^{-1}$;

β : estimador do fator de posição da distribuição de Gumbel em $[\text{m/s}]$;

T: período de retorno em [anos];

Para a localização 12° sul e 44° oeste, temos: $\alpha = 0,37$ e $\beta = 11$

Uma boa escolha para o período de retorno seria 100 anos, pois não iria onerar em demasia o projeto, então o valor do vento básico de projeto seria de:

$$V_{bT} = 10 - \frac{\ln(-\ln(1-\frac{1}{100}))}{\alpha} = 23,4328 \text{ [m/s]}$$

Depois de obtida a velocidade básica de projeto deve-se aplicar as correções como exposto anteriormente para que a velocidade de projeto seja encontrada.

3.9 Método de determinação da pressão do vento

Através da expressão (2.4) abaixo, é possível encontrar o valor que a pressão do vento exerce sobre os elementos da linha:

$$q_0 = 0.5\rho V_p^2 [\text{N/m}^2] \quad (2.4)$$

Onde:

V_p : é a velocidade de projeto em $[\text{m/s}]$;

ρ : é a massa específica do ar em $[\text{kg}/\text{m}^3]$;

A massa específica do ar pode ser corrigida através da equação abaixo:

$$\rho = \frac{1,293}{1+0,00367.t} \left[\frac{16000+64.t-alt}{16000+64.t+alt} \right] \quad (2.5)$$

Onde:

t: é a temperatura coincidente em $[\text{°C}]$;

alt: é a altitude média do local onde a linha será instalada em $[\text{m}]$;

Conforme a NBR 5422 (1985).

3.10 Hipóteses de cálculo

É comum o uso de no mínimo as hipóteses de cálculo que estão mostradas abaixo, as quais irá impor um limite às solicitações mecânicas da linha projetada conforme Labegalini et all (1992):

- Hipótese de carga de maior duração – corresponde aos esforços atuantes quando a linha está submetida a uma temperatura no valor da temperatura média e sem considerar o efeito do vento.
- Hipótese de carga de flecha mínima – corresponde a temperatura ambiental mínima e com período de retorno de 50 anos e sem efeito do vento.
- Hipótese de carga de vento máximo – corresponde aos ventos de máxima intensidade e com a temperatura coincidente, cuja definição, é a média das temperaturas mínimas.

Essas hipóteses básicas irão determinar a taxa de trabalho aos quais os materiais serão submetidos. Cabe ressaltar que a hipótese de cálculo de vento máximo é a condição que representa a maior solicitação nas linhas de transmissão devido a pressão que o vento exerce sobre as torres e cabos, que são verdadeiros anteparos para o vento e, portanto ventos com uma duração elevada irão submeter esses elementos a esforços que de outra forma não estariam presentes. A Figura 3.1 abaixo mostra a atuação do vento sobre os condutores e a cadeia de isoladores:

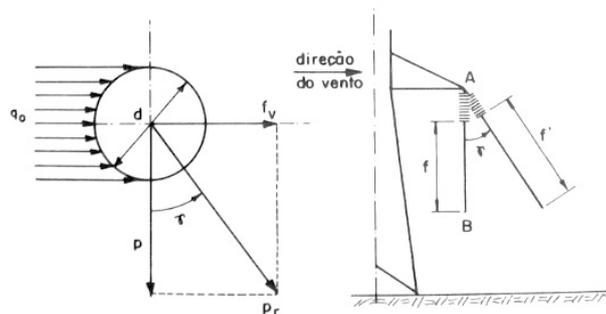


Figura 3.1 – Efeito da pressão dos ventos sobre os condutores. Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.195).

A temperatura ambiental mínima que pode ocorrer irá introduzir um esforço extra sobre as estruturas, devido ao fenômeno da contração do condutor e, portanto o comprimento das flechas dos condutores irá se reduzir fazendo com que a tração dos mesmos aumente no ponto de sustentação dos cabos, devendo o projetista avaliar esses valores para um período de retorno de pelo menos 50 anos para que a segurança da linha não seja comprometida.

Existem também hipóteses de cálculo para os cabos condutores e para-raios, como estabelecido pela norma NBR 5422 (1985), os cabos para-raios devem ser instalados nas linhas sobre tudo com classe de tensão acima de 69KV, nas regiões em que o nível cerâmico é muito elevado. Caso os condutores de fase venham a ser atingido por uma descarga atmosférica, um arco voltaico irá surgir contornando as cadeias de isoladores e dessa forma se dirigindo para a terra. Os cabos para-raios normalmente possuem flechas bem menores que as dos condutores de fase, isso se deve a sua maior resistência mecânica e portanto maiores trações poderão ser aplicadas a esses condutores. O projeto deve levar em consideração o seu uso caso necessária, não tendo sido realizada essa análise nesse trabalho.

Segue abaixo algumas considerações sobre as hipóteses de carga:

- Na condição de trabalho de maior duração, caso não tenha sido adotado medidas para reduzir o efeito da vibração, é recomendado limitar a tração dos cabos condutores aos valores mostrados na Tabela 3.4, porém mesmo com as varetas antivibrantes é comum impor um limite de 18% da sua carga de ruptura.

Tabela 3.4 – Cargas máximas recomendadas para os cabos na condição de trabalho de maior duração.

Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.106).

Tipos de cabos	% da carga de ruptura
Aço AR	16
Aço EAR	14
Aço-Cobre	14
Aço-Alumínio	14
CA	21
CAA	20
CAL	18
CALA	16
CAA-EF	16

- Na hipótese de velocidade máxima dos ventos, o esforço de tração axial nos cabos não pode ser superior a 50% da carga nominal de ruptura, porém é comum a adoção de um valor máximo de 35% de sua carga de ruptura.
- Na condição de temperatura mínima, o esforço de tração axial nos cabos não deve ultrapassar os 33% da carga de ruptura.

As características do cabo selecionado para a construção da linha estão mostradas na Tabela 3.5 abaixo:

Tabela 3.5 – Características do cabo CAA código Grosbeak. Fonte: Nexans (2013, p.13).

Tipo de Cabo	Código	Área da seção transversal (mm^2)	Carga nominal de ruptura (kgf)
CAA	Grosbeak	374,79	13789

As hipóteses de cálculo para este tipo de condutor estão mostradas abaixo:

- Condição de maior duração:

À temperatura média em 23°C a tração no condutor deverá ser de 2482kgf sem considerar o efeito do vento.

- Condição de flecha mínima:

À temperatura de 8°C a tração axial no condutor não deverá ser superior a 4826kgf sem considerar o efeito do vento.

- Condição de vento máximo:

A tração axial nos cabos com uma temperatura coincidente de 18°C e velocidade de vento de projeto de 25,86 m/s não deverá ser superior a 4550,37kgf.

3.11 Elementos que influenciam as flechas máximas dos condutores

A locação da estrutura sobre o terreno é feito através de um projeto em que a topografia do terreno deve ser levantada em primeira mão, para em seguida através do *software* PLS-CADD esses dados sejam inseridos no programa e a topografia do terreno seja então reconstruída no computador. A partir de todos os dados do ambiente e das hipóteses de cálculo é possível fazer essa locação de forma mais eficiente possível respeitando a topografia do terreno e os obstáculos que porventura possam estar no traçado da linha, a forma da curva dos cabos para a condição de flecha máxima deverá também ser levada em consideração.

A flecha a ser utilizada no desenho do traçado da linha será a maior flecha que poderá ocorrer durante a vida útil da linha para garantir que as alturas de segurança serão

respeitadas. O valor dessa flecha depende do comprimento do vão e da tração do cabo e do peso unitário do condutor como mostrado pela equação (2.6) conforme Labegalini et all (1992):

$$f = \frac{a^2 p}{8T_0} \quad (2.6)$$

Onde:

a – é o comprimento do vão em [m];

p – é o peso unitário do condutor em [kg/m];

T₀ – é a tração do condutor em [kgf];

Essa fórmula é proveniente de uma aproximação parabólica da flecha obtida a partir da equação da catenária do condutor, que é bem mais complexa que a equação 2.6. Ela apresenta uma boa aproximação e permite uma fácil identificação de fatores que afetam a flecha do condutor. Durante o trabalho será visto que o valor da flecha depende da temperatura do cabo condutor, bem como do alongamento permanente que este vem a sofrer durante a sua vida útil.

3.12 Temperatura máxima

O valor da temperatura máxima do condutor irá depender das seguintes condições conforme Labegalini et all (1992):

- temperatura máxima média do meio ambiente;
- corrente máxima que passa no condutor;
- efeito da radiação solar;
- velocidade do vento;

Além do aquecimento do condutor devido à passagem da corrente, onde esse efeito é máximo para a corrente máxima, temos a temperatura máxima do meio ambiente superposta a esse efeito e a radiação solar máxima, esses efeitos irão gerar um aquecimento do condutor que por sua vez irá provocar a dilatação térmica do mesmo e conseqüentemente irá levar a um aumento das flechas entre os vãos, portanto o efeito da temperatura é de vital importância para o projeto da linha de transmissão e esse efeito pode ser determinado através do *software* PLS-CADD.

3.13 Característica elástica dos condutores

Os cabos condutores, para fins de projeto de linhas de transmissão, não podem ser considerados perfeitamente elásticos, porque as distâncias dos vãos normalmente são elevadas em relação à secção reta do cabo. Logo após a instalação do cabo nas torres, ocorre

uma acomodação dos condutores de tal forma que as flechas tendem a aumentar e se esses efeitos não forem devidamente levados em consideração, as alturas de segurança poderão ser violadas.

3.13.1 Deformação plástica

A alongação é a alteração da forma do material produzida pela aplicação de uma tensão mecânica, ela pode ser expressa pela equação (2.7) conforme Luna (2006):

$$e = \frac{l_f - l_i}{l_i} \quad (2.7)$$

Onde:

l_f – comprimento final da amostra em [m];

l_i – comprimento inicial da amostra em [m];

e – alongação;

A alongação produzida por esforços externos pode ser classificada em elástica ou plástica. A deformação elástica não é permanente e o material irá voltar ao seu comprimento original depois que a tensão mecânica for retirada, ela obedece a lei de Hooke, em que a curva tensão versus alongação é uma reta e a inclinação da reta tensão versus deformação é igual ao módulo de elasticidade de Young (E).

A deformação plástica ocorre quando o material ultrapassa o limite de elasticidade do material, ou seja, depois de retirada a tensão aplicada ao material este não irá retornar ao seu comprimento inicial, permanecendo uma deformação residual como mostrado na Figura 3.2.

É preciso ressaltar também que o material possui uma recuperação elástica durante uma deformação plástica que ocorre com a liberação de carga durante o transcorrer de um ensaio tensão x deformação e então uma parte da deformação total é recuperada na forma de deformação elástica conforme D. CALLISTER JR.(2002) e mostrado na Figura 3.2:

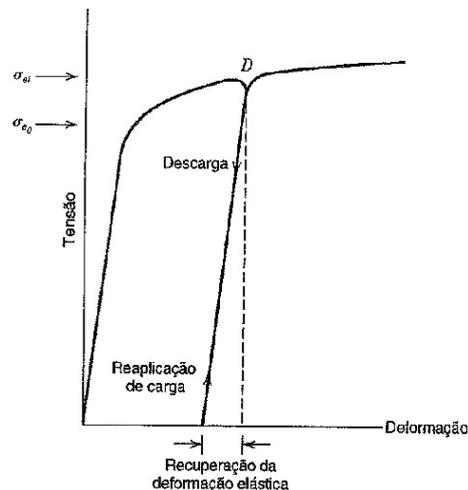


Figura 3.2 – Diagrama tensão x deformação em tração: D. CALLISTER JR.(2002, p.86).

Durante a descarga a curva tem a forma de uma reta e a sua inclinação é numericamente igual ao módulo de Young se a tensão for nula o material não irá retornar ao seu comprimento original, porém se a tensão for novamente aplicada o novo ciclo se dará nessa reta que é paralela a reta que indica o ciclo elástico inicial.

Depois de entendido esses conceitos poderemos iniciar com o diagrama tensão x deformação abaixo:

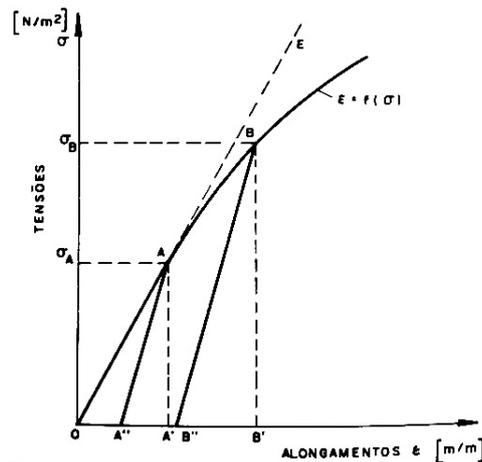


Figura 3.3 – Diagrama tensão x alongamentos Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.123).

O material sujeito a uma tensão σ_A terá uma deformação dada pelo comprimento OA' , após cessada essa tensão o material ficará com uma deformação permanente dada por OA'' e portanto $A''A'$ é uma deformação elástica sendo a reta que liga os pontos $A''A'$ paralela a reta que representa a deformação elástica inicial e com o mesmo módulo de Young. Se ao material for aplicado uma tensão σ_B este ficará submetido a uma deformação OB' e após cessada a tensão o material ficará sujeito a uma deformação OB'' . Através da curva OAB é possível ver que quando um fio metálico é tracionado pela primeira vez o módulo de elasticidade de Young sofre uma mudança e o alongamento resultante depende do tipo de material e da tensão que foi aplicada ao mesmo.

Se um material a ser ensaiado for submetido a uma tensão σ_A constante por certo período de tempo é observado que ele irá sofrer uma deformação dada por OC' como mostra a Figura 3.4:

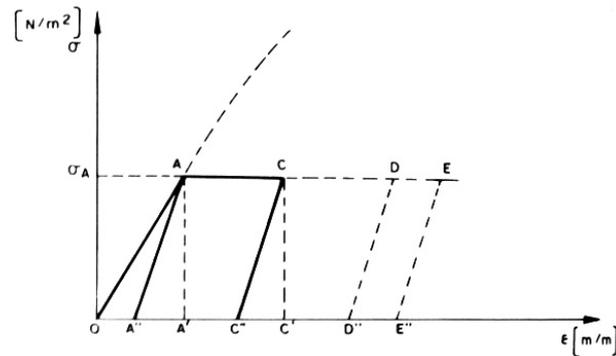


Figura 3.4 – Alongamento por mudança de módulo de elasticidade por fluência Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.124).

Dessa forma percebe-se que a deformação permanente sob uma tensão constante depende do tempo pelo qual a tensão permanece aplicada, temperatura do material e do valor da tensão.

3.13.2 Diagrama tensão x deformação para cabos condutores não homogêneos

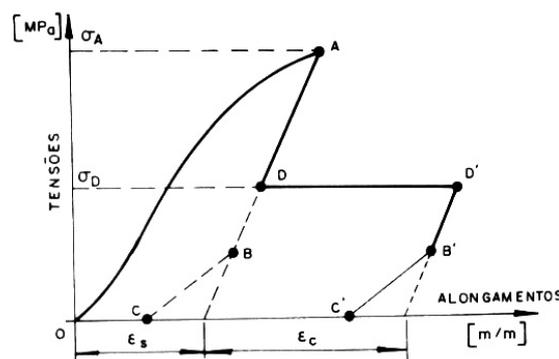


Figura 3.5 – Alongamentos totais em cabos CAA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.128).

Para valores de tração baixas correspondentes ao ponto B, o módulo E de Young irá sofrer uma mudança. Nessa região o aço e o alumínio dividem as forças atuantes. Após certo valor de tração σ_B o alumínio sofre maior deformação que o aço e dessa forma deixa de compartilhar a absorção de tensão que passa a ser transferida para o aço. Nesses cabos de alumínio e aço a deformação final será igual como pode ser visto na Figura 3.5.

3.13.3 Método recomendado pelo WG-22 do CIGRÉ para cálculo da deformação permanente em condutores.

Esse método proposto pelo CIGRÉ é utilizado pelo programa PLS-CADD e, portanto será explanado adiante:

Seja:

T- esforço de tração nos cabos em [kgf];

Trup – carga de ruptura em [kgf];

t - tempo de duração da tração [h];

τ – temperatura [°C];

σ – taxa de trabalho à tração em [kgf/mm²]

K, δ , α , μ , φ – coeficientes que dependem dos tipos de cabos, do processo de fabricação, etc.

. Cabos CAA

$$\epsilon = K e^{\tau\varphi} \sigma^\alpha \frac{t^\mu}{\sigma^\delta} \text{ [mm/km]} \quad (2.8)$$

Os coeficientes de fluência estão na Tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Coeficientes da equação para os cabos CAA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.142).

Composição/número de fios		m	Processo industrial	Coeficientes				
Al	Fe			K	φ	α	μ	δ
54	7	7,71	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	1,1	0,018	2,16	0,34	0,21
				1,6	0,017	1,42	0,38	0,19
48	7	11,37	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	3	0,01	1,89	0,17	0,11
30	7	4,28	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	2,2	0,011	1,38	0,18	0,037
26	7	6,16	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	1,9	0,024	1,38	0,23	0,03
24	7	7,74	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	1,6	0,024	1,88	0,19	0,077
18	1	18	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	1,2	0,023	1,5	0,33	0,13
12	7	1,71	Laminação a quente Extrusão ou Properzzi	0,66	0,012	1,88	0,27	0,16

Onde $m = \frac{\text{Área de Alumínio}}{\text{Área da liga de alumínio}}$

. Cabos CA, CAL e CALA

$$\epsilon = K \tau^\varphi \sigma^\alpha t^\mu \text{ [mm/km]} \quad (2.9)$$

Onde os coeficientes são dados pelas tabelas abaixo:

Tabela 3.7 – Coeficientes da equação para cabos condutores CAL Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.143).

Processo industrial	Coeficientes			
	K	φ	α	μ
Laminação a quente	0,15	1,4	1,3	0,16
Extrusão ou Properzzi				

Tabela 3.8 – Coeficientes da equação para cabos condutores CA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.143).

Processo industrial	Coeficientes						
	K				φ	α	μ
	Número de fios						
7	19	37	61				
Laminação a quente	0,27	0,28	0,26	0,25	1,4	1,3	0,16
Extrusão ou Properzzi	0,18	0,18	0,16	0,15	1,4	1,3	0,16

Tabela 3.9 – Coeficientes da equação para cabos condutores CALA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.143).

Processo industrial	Coeficientes			
	K	φ	α	μ
Laminação a quente				
Extrusão ou Properzzi	0,04+0,24(m/m+1)	1,4	1,3	0,16

$$m = \frac{\text{Área de Alumínio}}{\text{Área da liga de alumínio}} \text{ e } t \geq 15^\circ\text{C}$$

. Para cabos CAA

$$\epsilon = K \left[\frac{100\sigma}{\sigma_{rup}} \right]^\alpha \tau^\varphi t^\mu \text{ [mm/km]} \quad (2.10)$$

Onde os coeficientes são dados pela Tabela 3.10:

Tabela 3.10 – Coeficientes da equação para cabos condutores CAA Fonte: LABEGALINI et all (1992, p.144).

Processo industrial	Coeficientes							
	K		φ		α		μ	
	m≤13	m≥13	m≤13	m≥13	m≤13	m≥13	m≤13	m≥13
Laminação a quente	2,4	0,24	0	1	1,3	1	0,16	0,16
Extrusão ou Properzzi	1,4	0,24	0	1	1,3	1	0,16	0,16

$$m = \frac{\text{Área de Alumínio}}{\text{Área da liga de alumínio}} \text{ e } \tau \geq 15^\circ\text{C}$$

3.14 Conclusão do capítulo 3

Nesse capítulo as hipóteses básicas de projeto foram definidas, essas são essenciais no projeto de linhas de transmissão, pois definem a suportabilidade mecânica das estruturas e dos condutores. A deformação permanente dos condutores também foi discutida, pois se trata de um aspecto que muitas vezes é negligenciado e a falta do conhecimento adequado desse fenômeno pode acarretar na violação das distâncias de segurança elétricas e mecânicas.

4. PROJETO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

Este capítulo tem por finalidade reunir todas as informações referentes ao projeto, tais como: hipóteses de carga, vento de projeto, tração nos cabos, etc. Elas serão inseridas no programa na forma como exposto nos capítulos anteriores para obtenção da linha otimizada e com isso obter o valor do custo final do projeto. No relatório de saída será avaliado ainda se os limites máximos de carga e balanço das cadeias de isoladores das estruturas não foram ultrapassados, caso isso ocorra medidas deverão ser tomadas para que esses valores voltem a estar dentro do limite máximo permissível.

4.1 Determinação das temperaturas necessárias aos projetos

Conforme explanado na seção 3.3 do capítulo 3, as temperaturas foram encontradas para o local da linha em Alagoas. Os valores estão mostrados na Tabela 4.1 abaixo:

Tabela 4.1 – Valores de temperatura

Temperatura média (°C)	23
Temperatura máxima média (°C)	28
Temperatura mínima (°C)	16
Temperatura máxima (°C)	36
Média das temperaturas mínimas diárias (°C)	18

4.2 Velocidade básica de vento

A velocidade básica de vento encontrada através das cartas meteorológicas em anexo na NBR 5422/85, porém atualmente com a base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia-INMET pode ser possível obter dados confiáveis próximo do local de trajeto da linha. A velocidade básica foi obtida através da carta meteorológica e está mostrada abaixo:

$$Vb = 20m/s$$

4.3 Velocidade de vento de Projeto

Conforme exposto na seção 3.7 do capítulo 3, a velocidade de vento de projeto será obtida considerando que a linha se situa em uma região onde o solo pode ser considerado tipo C e altura média da linha será de 18 [m], $n = 9,5$, $Kr = 0,85$, $Kd = 1,3$, logo aplicando a equação (2.2) com $Kh = 1,06383$

Assim:

$$Vp = 0,85.1,3.1,06383.20 = 23,51m/s$$

4.4 Método de determinação da pressão do vento

Na seção 3.9 do capítulo 3 o método de determinação da pressão dos ventos foi demonstrado. Os valores calculados para a região de Alagoas foram:

$$\rho = 1,2103 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$q_0 = 334.488 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

Esses valores foram inseridos no menu Casos meteorológicos (*weather cases*) conforme a Figura 4.1 abaixo:

	Description	Air Density Factor (Q) (kg/m ³) (Pa/(m/s) ²)	Wind Velocity (m/s)	Wind Pressure (Pa)	Wire Ice Thickness (cm)	Wire Ice Density (daN/dm ³)	Wire Ice Load (daN/m)	Wire Temp. (deg C)	Ambient Temp. (deg C)	Weather Load Factor	NESC Constant (daN/m)	Wire Wind Height Adjust Model	R
1	Flecha Máxima-cond a 75°	0.605						75.0	23.0	1		None	1
2	Carga Máxima - Condutor a 18°	0.605	23.5118	334.488				18.0	23.0	1		None	1
3	Carga inicial -Condutor a 16°	0.605						16.0	23.0	1		None	1
4	Carga EDS - Condutor a 23°	0.605						23.0	23.0	1		None	1
5	Balanço 1 - Suspensão I	0.605	23.5118	334.488				18.0	23.0	1		None	0.6
6	Balanço 2 - Suspensão I	0.605						23.0	23.0	1		None	1
7	Balanço 3 - Suspensão I	0.605	23.5118	334.488				18.0	23.0	1		None	0.6
8	Flecha na cond de operação 45°	0.605						45.0	23.0	1		None	1
9		0.613											

Figura 4.1 - Menu dos Dados climáticos para a linha de Alagoas.

A condição de carga máxima, que representa condição de vento máximo deve ser definida para uma temperatura coincidente de 18°C. A carga inicial se refere a condição de flecha mínima e portanto a temperatura definida deve ser a mínima que para o caso do projeto é de 16°C. Outro valor importante é a condição de carga de maior duração, que está na linha 4 conforme a Figura 4.1. O valor de temperatura para essa condição deve ser a média, no caso do projeto esse valor é de 23°C.

4.5 Hipóteses de cálculo

Conforme explicado na seção 2.10 do capítulo 3, as hipóteses de cálculo foram calculadas utilizando o cabo selecionado para a construção da linha mostrado na Tabela 4.2 :

Tabela 4.2 – Características do cabo CAA código Drake. Fonte: Nexans (2013, p.15).

Tipo de Cabo	Código	Área da secção transversal (mm ²)	Carga nominal de ruptura (kgf)
CAA	Drake	468,51	14300

As hipóteses de cálculo para este tipo de condutor estão mostradas abaixo:

- Condição de maior duração:

À temperatura média em 23°C a tração no condutor deverá ser de 2574kgf sem considerar o efeito do vento.

- Condição de flecha mínima:

À temperatura de 16 °C a tração axial no condutor não deverá ser superior a 5005kgf sem considerar o efeito do vento.

- Condição de vento máximo:

A tração axial nos cabos com uma temperatura coincidente de 18 °C e velocidade de vento de projeto de 23,51m/s não deverá ser superior a 4719kgf.

Os dados foram inseridos nos menus Critério de tensão no cabo (*cable tension criteria*) e decaimento automático (*automatic sagging*), como mostrado nas Figuras 4.2 e 4.3:

	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (daN)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Flecha Máxima-cond a 75°	Creep RS	33.000			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 23°	Creep RS	18.000			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						
5						
6						
7						

Figura 4.2 – Critérios de tração de plotagem manual para o cabo Drake da linha de Alagoas.

	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (daN)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Carga Máxima - Condutor 18°	Creep RS	33.000		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 23°	Creep RS	18.000		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						
5						
6						
7						

Figura 4.3 – Critérios de tração de plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.

4.6 Locação automática

Após alimentar o programa com todos os dados, como exposto anteriormente, deve-se proceder na escolha das torres que farão parte da otimização do traçado da linha, como explicado anteriormente na seção 2.3.19 do capítulo 2, em seguida deve-se proceder como exposto na seção 4 do capítulo 2. Os resultados da locação estão mostrados nas Figuras 4.4 e 4.5:

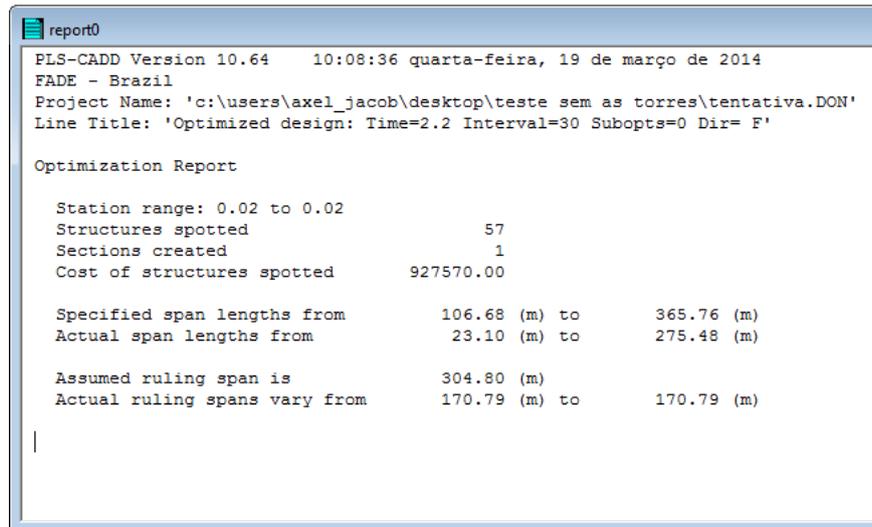


Figura 4.4 – Relatório da plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.

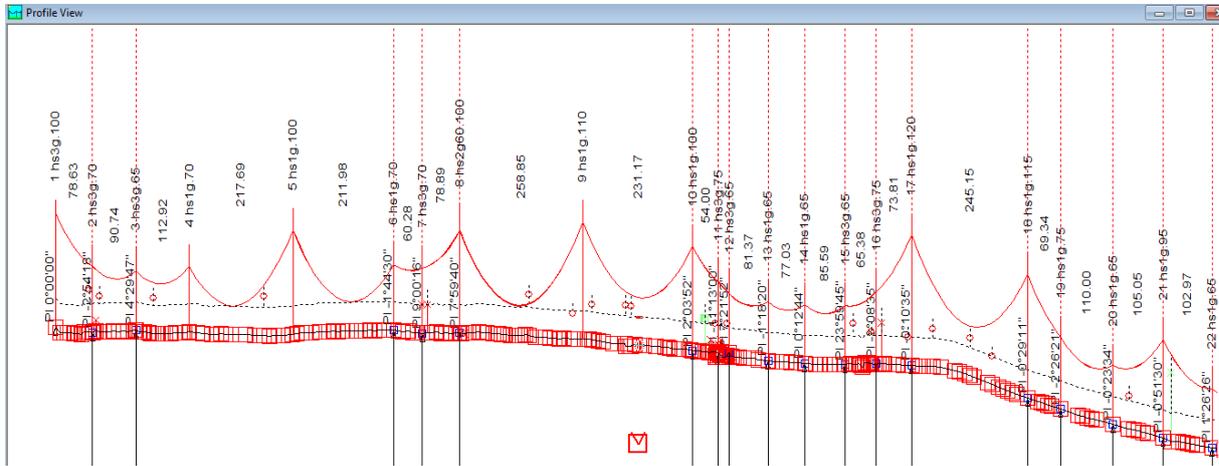


Figura 4.5 – Plotagem automática para o cabo Drake da linha de Alagoas.

O relatório da Figura 3.4 mostra que foram utilizadas 57 torres em todo o traçado da linha, obtendo-se um custo total de 927570 dólares. É possível observar também que os vãos tiveram uma variação de 23.1 m a 275.48 m. Os vãos de vento reais foram de 170.79 m.

Após obter o traçado da linha, é necessário obter um relatório mais detalhado para observar se os limites de balanço máximo da cadeia de isoladores e as forças máximas que as estruturas podem suportar não sejam ultrapassados. Isso pode ser realizado através do menu Linhas/Relatórios/Uso das Estruturas (*Lines/Reports/Structure Usage*), como mostrado nas figuras 4.6 e 4.7:

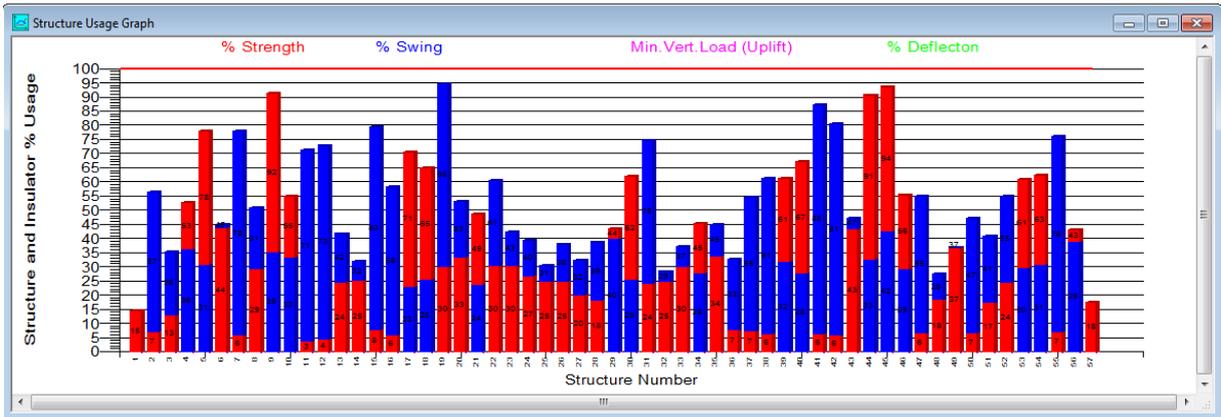


Figura 4.6 – Gráfico dos limites das estruturas utilizadas na locação.

PLS-CADD - tentativa.pfl - Optimized design: Time=2.2 Interval=30 Subopts=0 Dir= F - [Structure Usage Report]

File Edit View Terrain Criteria Structures Sections Lines Drafting Window Help

Multiple Structure Suspension Insulator Swing Angles and V-String Load Angles

Str. #	Set #	Phase #	Swing Cond. #	Description	Weather Case	Wire Condition	Min. Allowed (deg)	Max. Allowed (deg)	Min. Calc. (deg)	Max. Calc. (deg)	% of Allowed Swing	OK	
2	2	1	1	Balanço 1 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-51.0	4.9	56.6	OK	
			2	Balanço 1 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.9	4.9	56.5	OK	
			3	Balanço 1 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.8	4.9	56.4	OK	
	2	2	3	1	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-51.0	4.9	56.6	OK
				2	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.9	4.9	56.5	OK
				3	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.8	4.9	56.4	OK
	3	1	3	1	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-51.0	4.9	56.6	OK
				2	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.9	4.9	56.5	OK
				3	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	-50.8	4.9	56.4	OK
	3	1	4	1	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-180.0	180.0	-51.0	4.9	26.3	OK
				2	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-180.0	180.0	-50.9	4.9	26.3	OK
		2	4	1	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-180.0	180.0	-50.9	4.9	26.3	OK
2				Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-180.0	180.0	-50.8	4.9	26.2	OK	
2		1	3	1	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	2.0	32.0	35.6	OK
				2	Balanço 3 - Suspensão I	Creep RS	Creep RS	-90.0	90.0	2.1	32.0	35.6	OK

Figura 4.7 – Relatório dos limites das estruturas utilizadas na locação.

As Figuras 4.6 e 4.7 mostram que os valores de balanço das cadeias de isoladores e de força aplicados nas estruturas ficaram dentro dos limites permissíveis e, portanto nenhuma alteração precisará ser feita, porém poderia acontecer uma situação como demonstrado na Figura 4.8, em que a estrutura poderia estar em uma situação que viola o balanço da cadeia de isoladores:

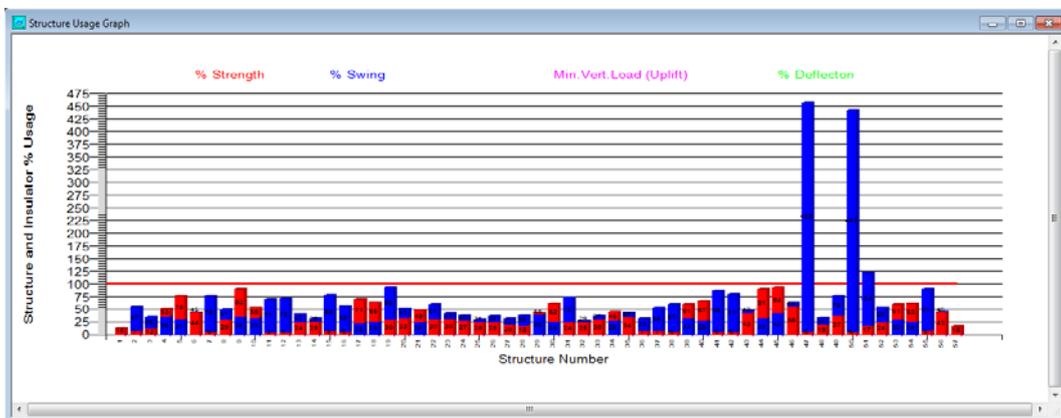


Figura 4.8 – Situação de violação do balanço da cadeia de isoladores nas estruturas 47 e 50.

A Figura 4.8 mostra uma situação de violação do balanço máximo nas estruturas 47 e 50, onde o balanço das cadeias de isoladores está superior a 425%. Essa situação deve ser corrigida, normalmente com a adição de pesos adicionais nas cadeias de isoladores como mostrado nas Figuras 4.9 e 4.10. Se o problema não for resolvido deve-se mudar o tipo de estrutura.

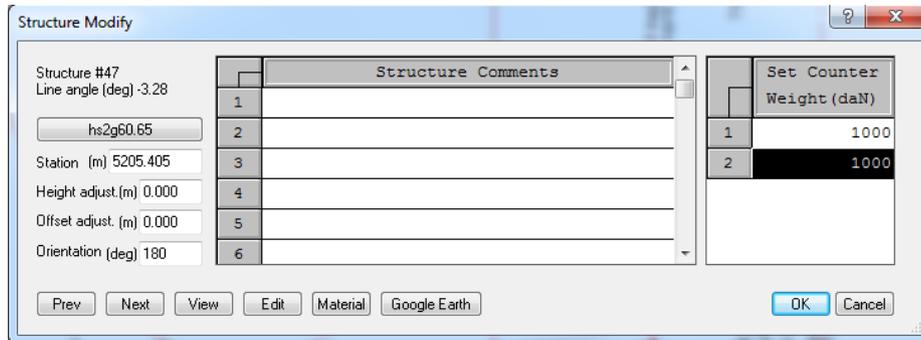


Figura 4.9 – Adição de pesos adicionais.

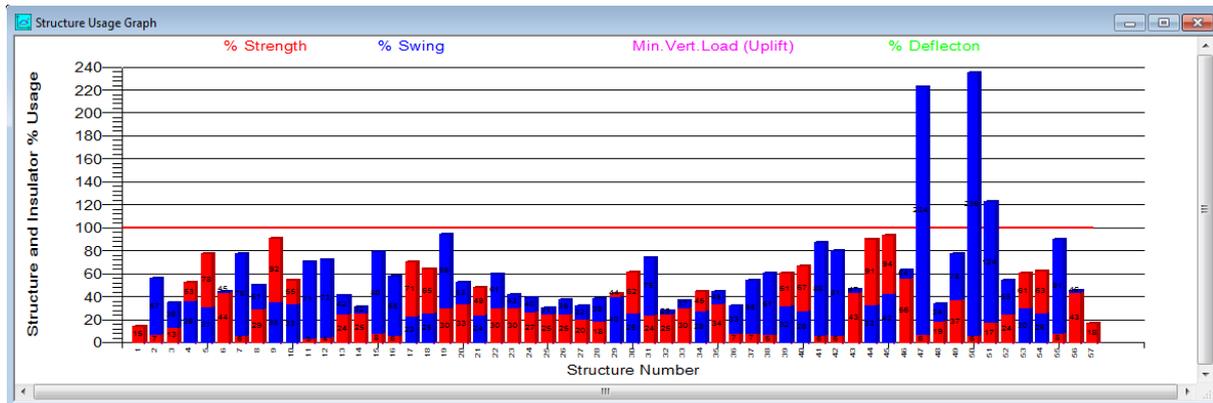


Figura 4.10 – Balanço das cadeias de isoladores após a adição dos contrapesos.

Na Figura 4.10 o eixo horizontal representa o número da torre e o eixo vertical representa a porcentagem das variáveis analisadas: balanço e tração. Observa-se que para as estruturas 47 e 50 quando adicionados os pesos adicionais nas cadeias de isoladores o valor do balanço se situa em torno de 220% a 240%, embora seja um valor ainda elevado, esse fato mostra que o problema pode ser resolvido sem necessariamente trocar as estruturas selecionadas.

4.7 conclusão do capítulo 4

A linha foi projetada considerando os critérios de projetos definidos para a região de Alagoas, nesse capítulo foi demonstrado como foram feitas as inserções dos dados no programa de modo a obter a linha no final do projeto. Foi visto também que o problema do balanço da cadeia de isoladores poderia ser superado com a simples adição de contrapesos de tal modo que aquela estrutura que foi selecionada não precisará ser trocada por outra que por ventura possa ter um custo mais elevado.

5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À VARIAÇÃO CLIMÁTICA

Este capítulo tem por finalidade realizar uma análise de sensibilidade através da variação da localização geográfica da linha, onde as condições do projeto serão diferentes afetando assim o projeto. Será visto também que a variação da tração nos cabos condutores terá implicação no custo final do projeto.

5.1 Determinação das temperaturas necessárias ao projeto

A localização escolhida será na região sul do país em 32° sul e 52° oeste. Esta região foi escolhida, porque no sul do país o perfil do vento é diferente da região nordeste, sendo frequentes as rajadas de vento de alta intensidade, já na região nordeste ele é caracterizado por um vento que tende a ser constante e com poucas rajadas de alta intensidade. O mesmo pode ser dito sobre as temperaturas da região, possuindo temperaturas médias e mínimas inferiores ao nordeste, conseqüentemente a linha poderá ser submetida a esforços extras causados pela temperatura mínima baixa e pelas rajadas de vento de alta intensidade.

Conforme explanado na seção 3.3 do capítulo 3, as temperaturas foram encontradas para o local da linha. Os valores estão mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Valores de temperatura

Temperatura média (°C)	19
Temperatura máxima média (°C)	23
Temperatura mínima (°C)	-2
Temperatura máxima (°C)	40
Média das temperaturas mínimas diárias (°C)	14

5.2 Velocidade básica de vento

A velocidade básica de vento encontrada através das cartas meteorológicas em anexo na NBR 5422/85, está mostrada abaixo:

$$V_b = 26m/s$$

5.3 Velocidade de vento de Projeto

Conforme exposto na seção 3.7 do capítulo 3, a velocidade de vento de projeto será obtida considerando que a linha se situa em uma região onde o solo pode ser considerado tipo B, $K_r = 1$, $K_d = 1,00$, logo aplicando a equação com $K_h = 1,0$

Assim:

$$V_p = 1.1.1.26 = 26m/s$$

5.4 Método de determinação da pressão do vento

Na seção 3.9 do capítulo 3 o método de determinação da pressão dos ventos foi demonstrado. Os valores calculados foram:

$$\rho = 1,2272 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$q_0 = 414,7918 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

Esses valores foram inseridos no menu casos meteorológicos (*weather cases*) conforme a Figura 5.1:

	Description	Air Density Factor (Q) (kg/m ³) (Pa/ (m/s) ^2)	Wind Velocity (m/s)	Wind Pressure (Pa)	Wire Ice Thickness (cm)	Wire Ice Density (daN/dm ³)	Wire Ice Load (daN/m)	Wire Temp. (deg C)	Ambient Temp. (deg C)	Weather Load Factor	NESC Constant (daN/m)	Wire Wind Height Adjust Model	R
1	Flecha Máxima-cond a 75°	0.605						75.0	19.0	1		None	1
2	Carga Máxima - Condutor 14°	0.605	26.1841	414.792				14.0	19.0	1		None	1
3	Carga inicial -Condutor a -2°	0.605						-2.0	19.0	1		None	1
4	Carga EDS - Condutor a 19°	0.605						19.0	19.0	1		None	1
5	Balanço 1 - Suspensão I	0.605	26.1841	414.792				14.0	19.0	1		None	0.6
6	Balanço 2 - Suspensão I	0.605						19.0	19.0	1		None	1
7	Balanço 3 - Suspensão I	0.605	26.1841	414.792				14.0	19.0	1		None	0.6
8	Flecha na cond de operação 45°	0.605						45.0	19.0	1		None	1
9		0.613											
10		0.613											

Figura 5.1 - Menu dos Dados climáticos para a linha de Alagoas.

A condição de carga máxima, que representa condição de vento máximo deve ser definida para uma temperatura coincidente de 14°C. A carga inicial se refere a condição de flecha mínima e portanto a temperatura definida deve ser a mínima que para o caso do projeto é de -2°C. Outro valor importante é a condição de carga de maior duração, que está na linha 4 conforme a Figura 5.1. O valor de temperatura para essa condição deve ser a média, no caso do projeto esse valor é de 19°C.

5.5 Hipóteses de cálculo

Conforme explicado na seção 3.10 do capítulo 3, as hipóteses de cálculo foram calculadas utilizando o cabo selecionado para a construção da linha mostrado na Tabela 5.2:

Tabela 5.2 – Características do cabo CAA código Drake. Fonte: Nexans (2013, p.15).

Tipo de Cabo	Código	Área da secção transversal (mm ²)	Carga nominal de ruptura (kgf)
CAA	Drake	468,51	14300

As hipóteses de cálculo para este tipo de condutor estão mostradas abaixo:

- Condição de maior duração:

À temperatura média em 19°C a tração no condutor deverá ser de 2574kgf sem considerar o efeito do vento.

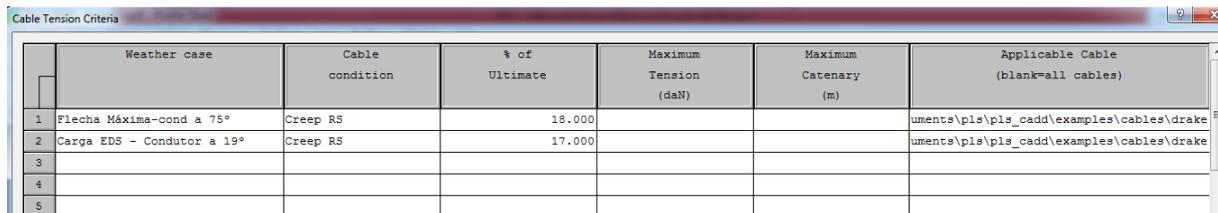
- Condição de flecha mínima:

À temperatura de -2 °C a tração axial no condutor não deverá ser superior a 5005kgf sem considerar o efeito do vento.

- Condição de vento máximo:

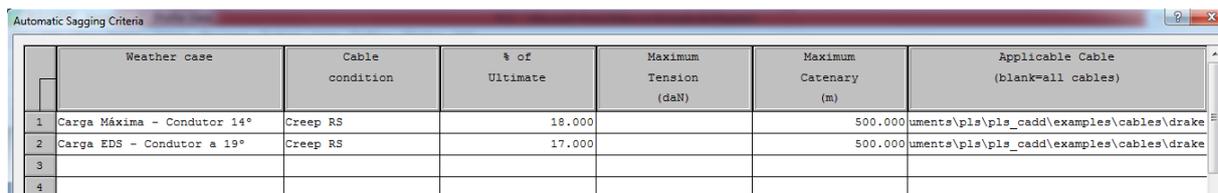
A tração axial nos cabos com uma temperatura coincidente de 14 °C e velocidade de vento de projeto de 26 m/s não deverá ser superior a 4719kgf.

Os dados foram inseridos nos menus critérios de tensão no cabo (*cable tension criteria*) e decaimento automático (*automatic sagging*), como mostrado na Figura 5.2 e 5.3 abaixo:



	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (daN)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Flecha Máxima-cond a 75°	Creep RS	18.000			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 19°	Creep RS	17.000			uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						
5						

Figura 5.2 – Critérios de tração de plotagem manual para o cabo Drake.

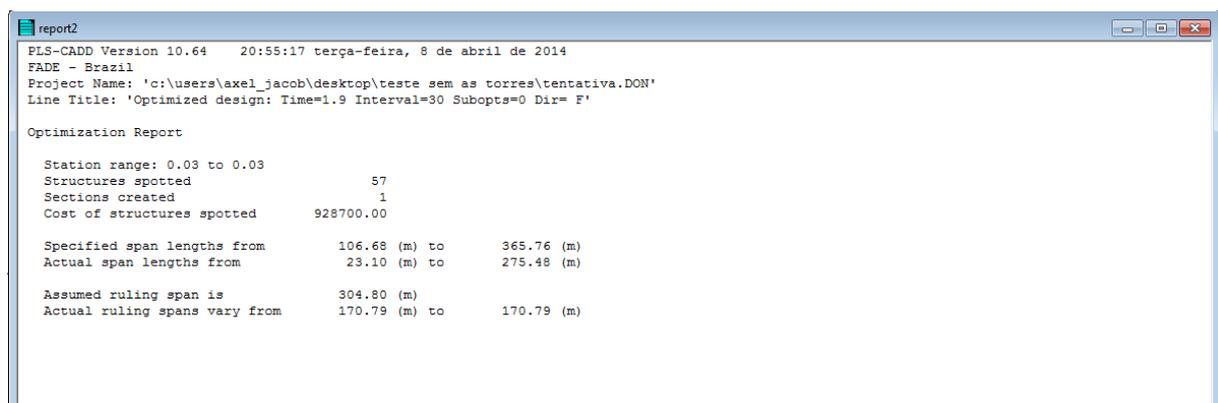


	Weather case	Cable condition	% of Ultimate	Maximum Tension (daN)	Maximum Catenary (m)	Applicable Cable (blank=all cables)
1	Carga Máxima - Condutor 14°	Creep RS	18.000		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
2	Carga EDS - Condutor a 19°	Creep RS	17.000		500.000	uments\pls\pls_cadd\examples\cables\drake
3						
4						

Figura 5.3 – Critérios de tração de plotagem automática para o cabo Drake.

5.6 Locação automática

Após alimentar o programa com todos os dados, como exposto anteriormente, deve-se escolher as torres que farão parte da locação automática.



```

report2
PLS-CADD Version 10.64 20:55:17 terça-feira, 8 de abril de 2014
FADE - Brazil
Project Name: 'c:\users\axel_jacob\desktop\teste sem as torres\tentativa.DON'
Line Title: 'Optimized design: Time=1.9 Interval=30 Subopts=0 Dir= F'

Optimization Report

Station range: 0.03 to 0.03
Structures spotted 57
Sections created 1
Cost of structures spotted 928700.00

Specified span lengths from 106.68 (m) to 365.76 (m)
Actual span lengths from 23.10 (m) to 275.48 (m)

Assumed ruling span is 304.80 (m)
Actual ruling spans vary from 170.79 (m) to 170.79 (m)

```

Figura 5.4 – Relatório da plotagem automática para o cabo Drake.

O relatório da figura 5.4 mostra que foram utilizadas 57 torres em todo o traçado da linha, obtendo-se um custo total de 928700 dólares, sendo um valor pequeno com uma diferença de 0,1% para uma linha de 6 Km de comprimento, porém é possível que esse valor seja mais elevado para linhas longas representando um custo enorme sobre o projeto.

É possível observar também que os vãos tiveram uma variação de 23.1 m a 275.48 m. Os vãos de vento reais foram de 170.79 m.

Após obter o traçado da linha, é necessário obter um relatório mais detalhado para observar se os limites de balanço máximo da cadeia de isoladores e as forças máximas que as estruturas podem suportar não sejam ultrapassados. Isso pode ser realizado através do menu Linhas/Relatórios/Usos de Estrutura (*Lines/Reports/Structure Usage*), como mostrado na figura 5.5:

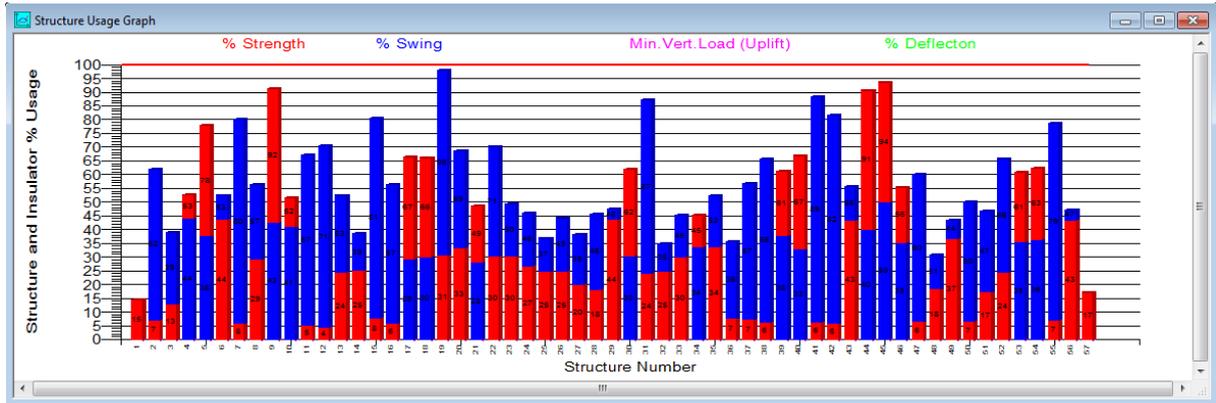


Figura 5.5 – Gráfico dos limites das estruturas utilizadas na locação.

Através da elevação da tração nos condutores é possível ver que os custos de uma linha de transmissão irão se reduzir, pois um número menor de estruturas deverá ser utilizado. As flechas terão tamanhos menores do que com trações baixas, porém deve-se ter em mente que uma situação de violação do balanço máximo das cadeias de isoladores poderá ocorrer com mais frequência, sobretudo em lugares com uma grande variação de temperatura. Através da Figura 5.6 abaixo é possível ver o efeito da redução dos custos com o aumento de tração:

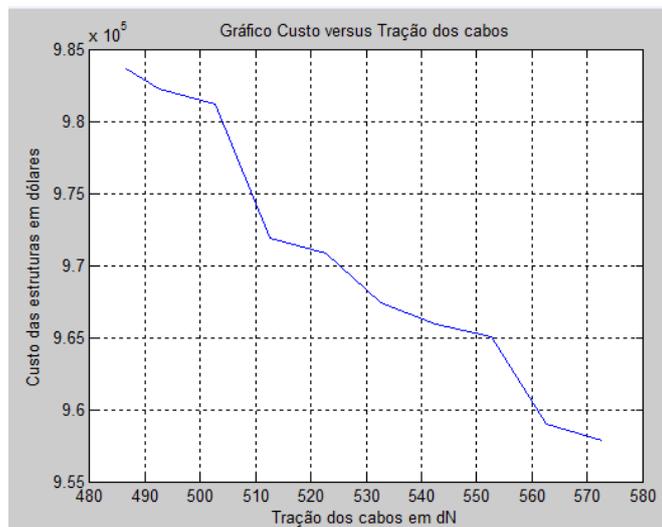


Figura 5.6 – Gráfico dos custos versus a tração dos cabos.

5.7 conclusão do capítulo 5

A linha foi projetada considerando os critérios de projetos definidos para a região sul, nesse capítulo foi demonstrado como foram feitas as inserções dos dados no programa de modo a obter a linha no final do projeto. Foi visto também que os custos possuem um comportamento decrescente conforme a tração dos cabos condutores aumenta.

6 CONCLUSÃO GERAL

O trabalho apresentou os principais aspectos do programa, cujo conhecimento era necessário para a consecução do projeto de uma linha de transmissão. O programa devido à complexidade de um projeto desse porte é um tanto minucioso e requer um manuseio contínuo do mesmo para uma maior familiarização.

No capítulo 3 percebeu-se quais critérios eram importantes para o projeto da linha e o dimensionamento correto para que o risco de falha fosse o menor possível. O vento de projeto e as trações nos cabos condutores tem um papel importante no dimensionamento das estruturas, a deformação permanente do condutor deve ser devidamente contabilizada caso contrário as alturas de segurança definidas em norma poderão ser violadas.

A linha no estado de Alagoas foi projetada no capítulo 4, tendo em vista os critérios explicados no capítulo 3 e fazendo uso dos aspectos que foram vistos no capítulo 2 do trabalho e obtendo assim a locação automática da linha sobre o terreno. Foi visto também que a situação em que o balanço da cadeia de isoladores poderia ser violado e isso é uma situação que deve ser evitada tendo em vista que ela irá introduzir esforços nas estruturas e é perfeitamente possível saber através do programa quais estruturas estão submetidas a esse efeito, constituindo assim uma vantagem do programa, pois confere vantagem em relação à rapidez da pesquisa por tais casos. No capítulo 5 foi feita uma variação dos parâmetros, tais como: localização geográfica da linha e tração dos condutores, o que foi percebido é que esses parâmetros afetam os custos do projeto.

Por fim cabe mencionar que o programa possui uma vantagem competitiva em relação aos métodos que eram empregados tais como: confecção dos gabaritos, cálculos manuais, entre outros. Entretanto o programa possui desvantagens que residem no fato de que não é possível selecionar tipos diferentes de condutores na locação automática da linha, e a escolha de diferentes condutores por fase também não é possível apesar de essa ser uma aplicação específica que não tem um uso frequente. Outro aspecto negativo do programa é o seu tempo de aprendizado relativamente elevado, tendo em vista que ele dispõe de uma grande gama de funções, tais como os relatórios gerados, desenvolvimento de estruturas em um módulo separado, locação automática, diversos critérios de projetos que dependem do ambiente como o gelo e neve, entre outros.

Este trabalho será um ponto de partida para futuros trabalhos na área de projetos de linhas de transmissão tais como: avaliação de condutores com temperatura de trabalho em regime permanente elevada, encontrando aplicações, sobretudo nas regiões norte e nordeste,

condutores que possuam uma flecha menor após a aplicação da tração, efeito do gelo sobre os condutores, especialmente na região sul do país. Outra questão que pode ser abordada é a comparação entre uma base de dados do INMET e as cartas meteorológicas.

REFERÊNCIAS

LABEGALINI, Paulo Roberto [et al]. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. São Paulo, Editora Blucher, 1992.

D. CALLISTER JR., William. **Ciência e engenharia de materiais uma introdução**. Rio de Janeiro, Editora LTC, 2002.

BRASIL. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5422**. Rio de Janeiro, 1985.

NEXANS. **Catálogo para condutores nus de alumínio**. 2013.

Marques Luna, Aelfo. **Materiais de engenharia elétrica**. Recife, 2004.

ANEXO

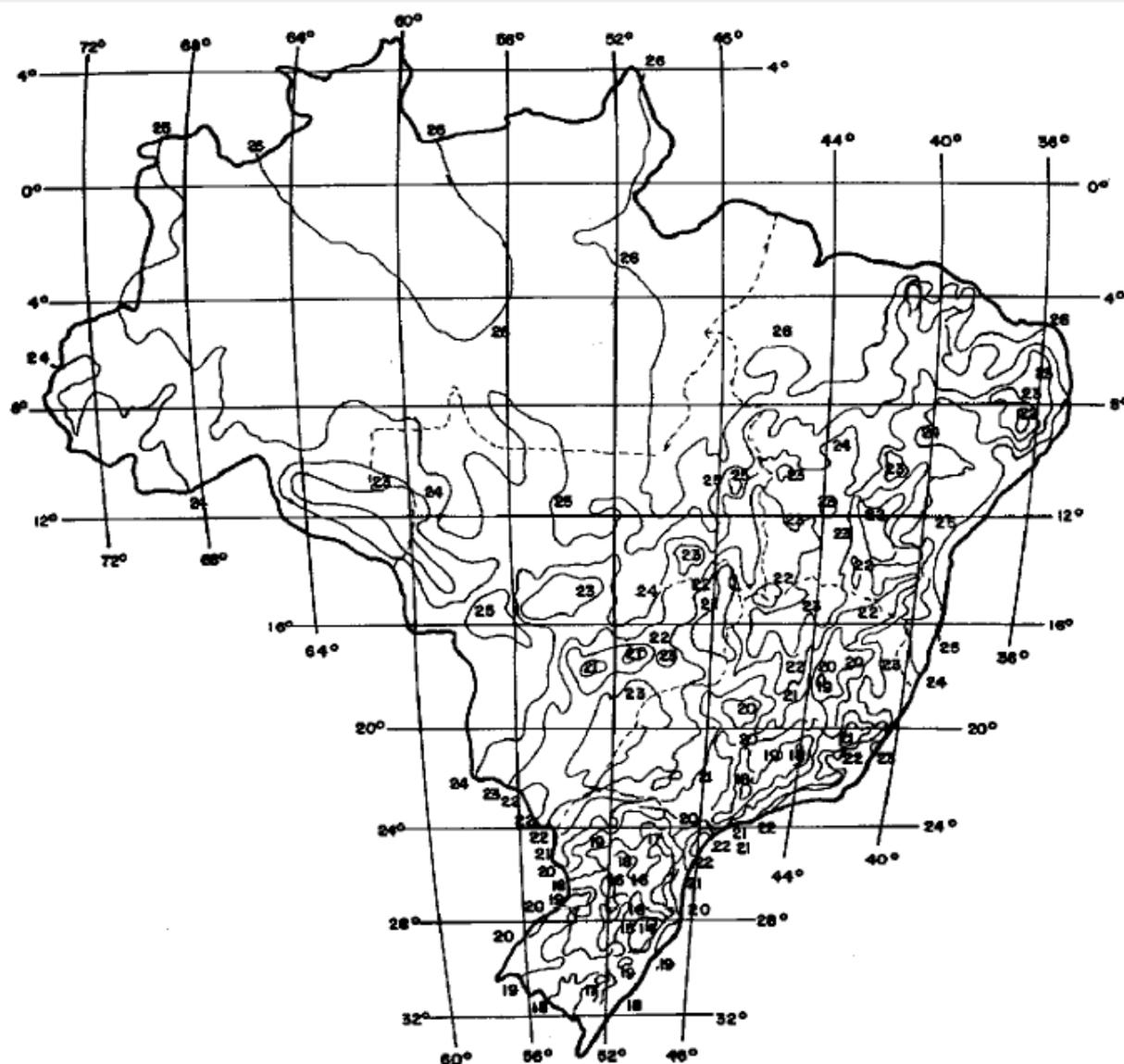


Figura A.1 – Mapa de temperatura média no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.45).

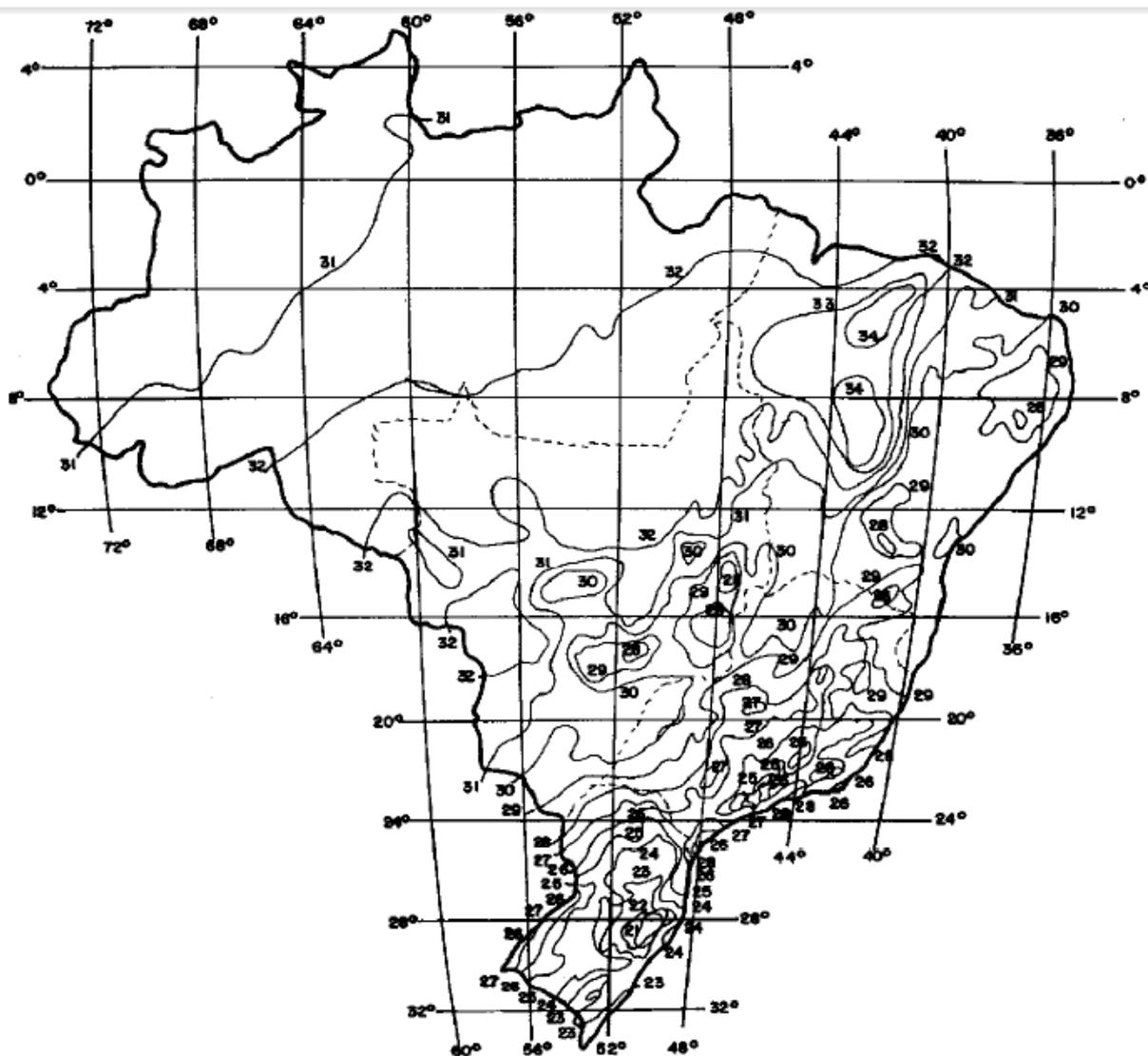


Figura A.2 – Mapa de temperatura máxima média no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.46).

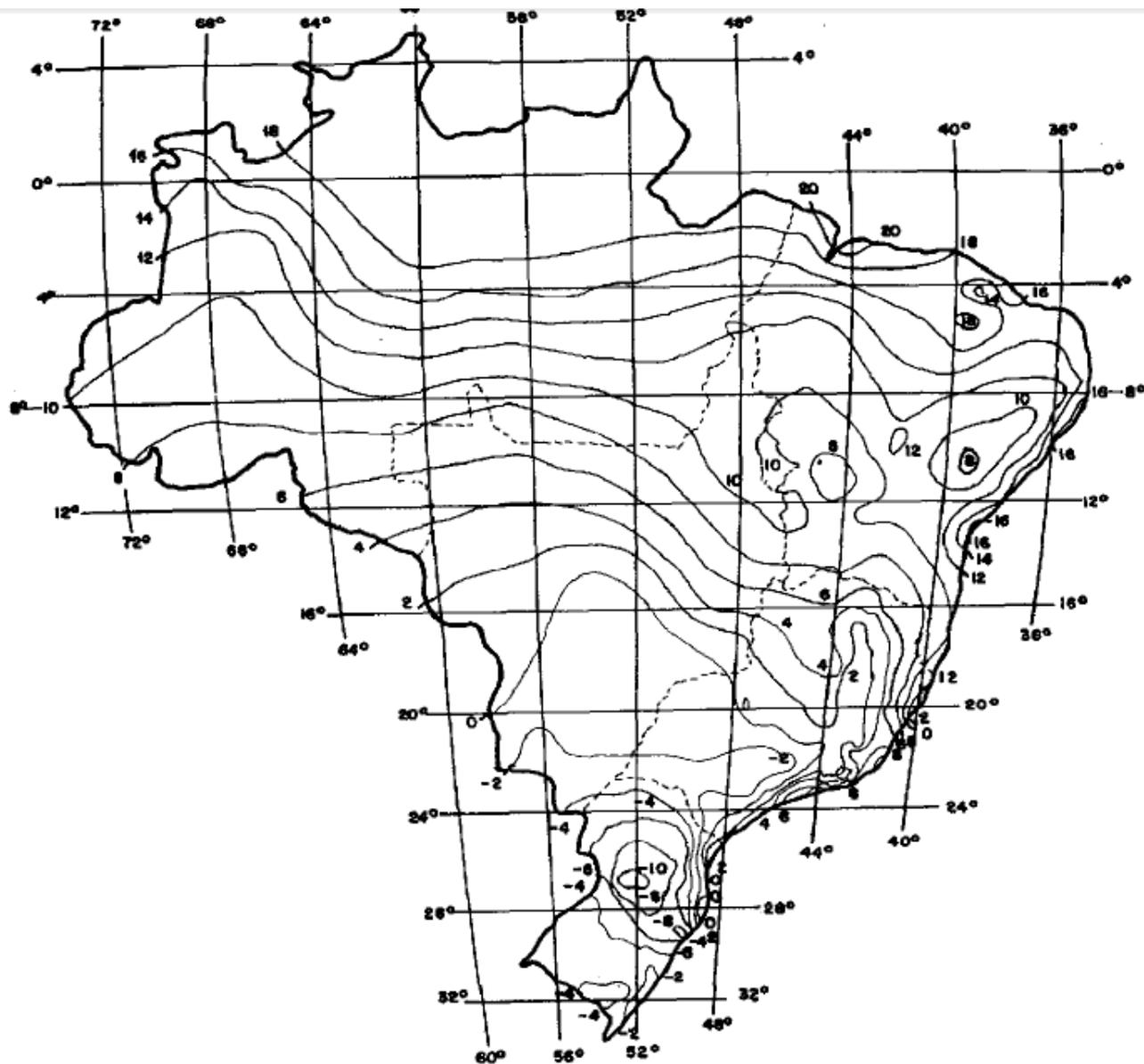


Figura A.3 – Mapa de temperatura mínima no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.47).

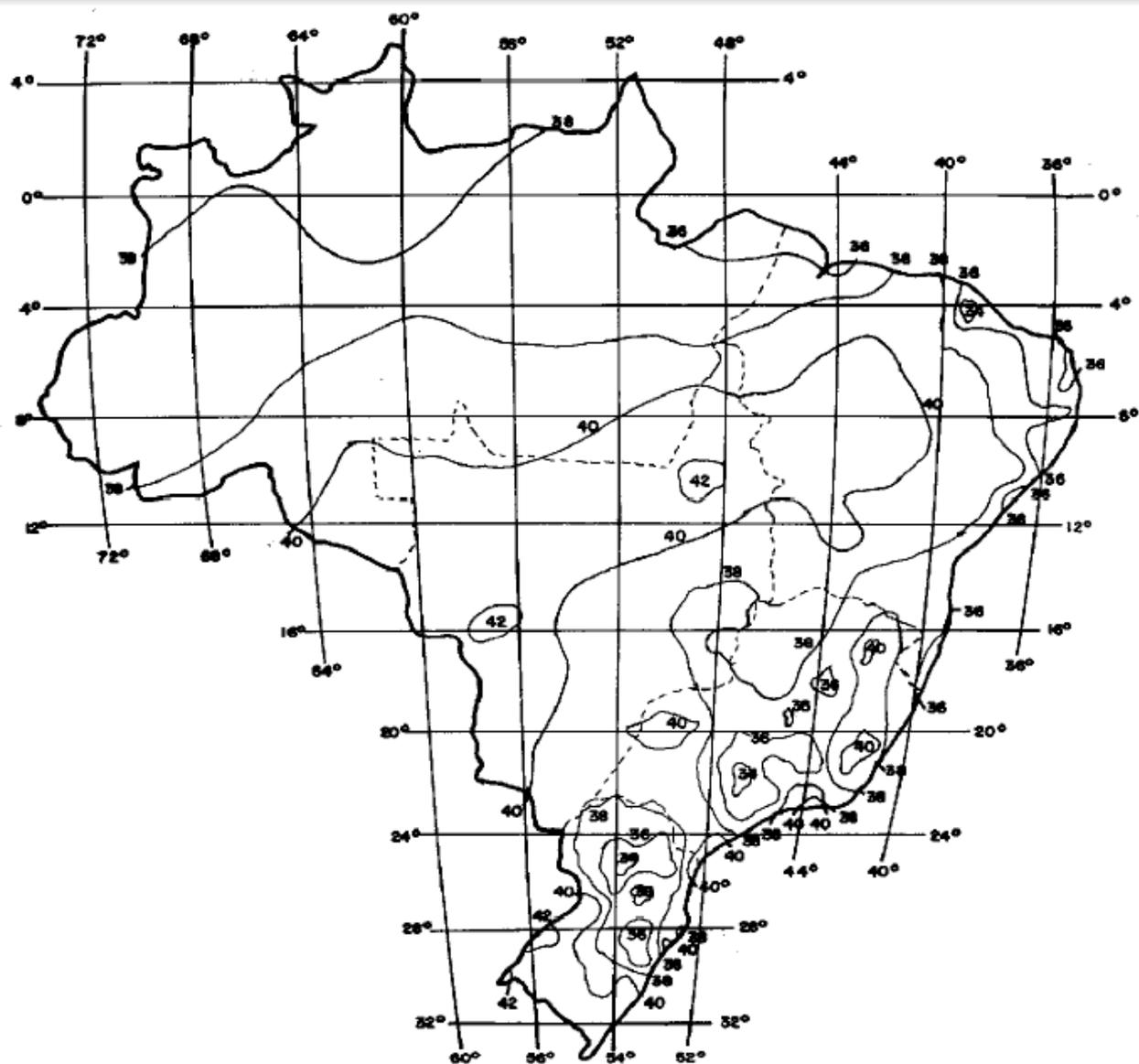


Figura A.4 – Mapa de temperatura máxima no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.48)



Figura A.5 – Mapa de temperatura mínima diária no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.49)

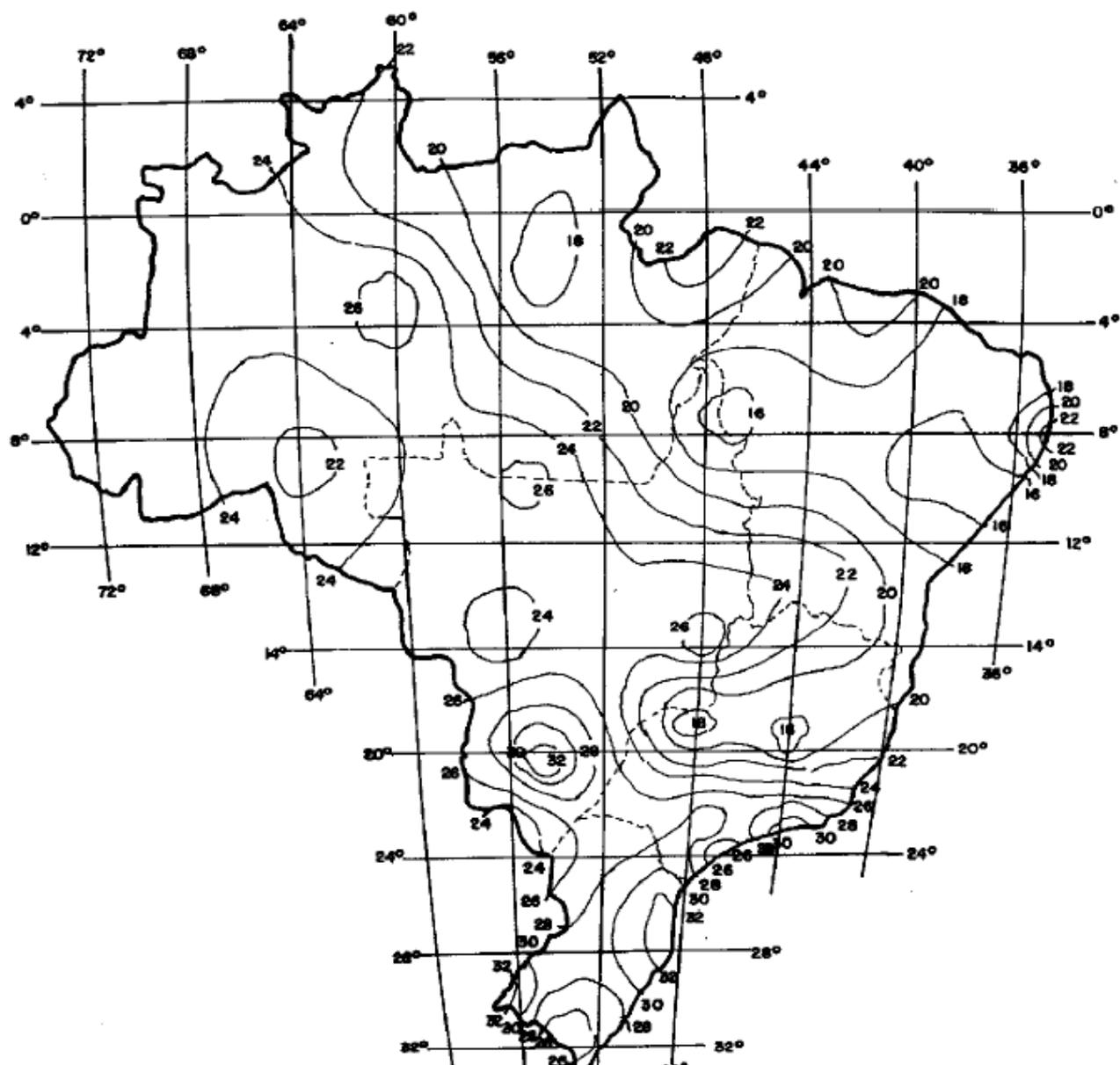


Figura A.6 – Mapa de velocidade básica de vento no Brasil. Fonte: NBR 5422 (1985, p.50)

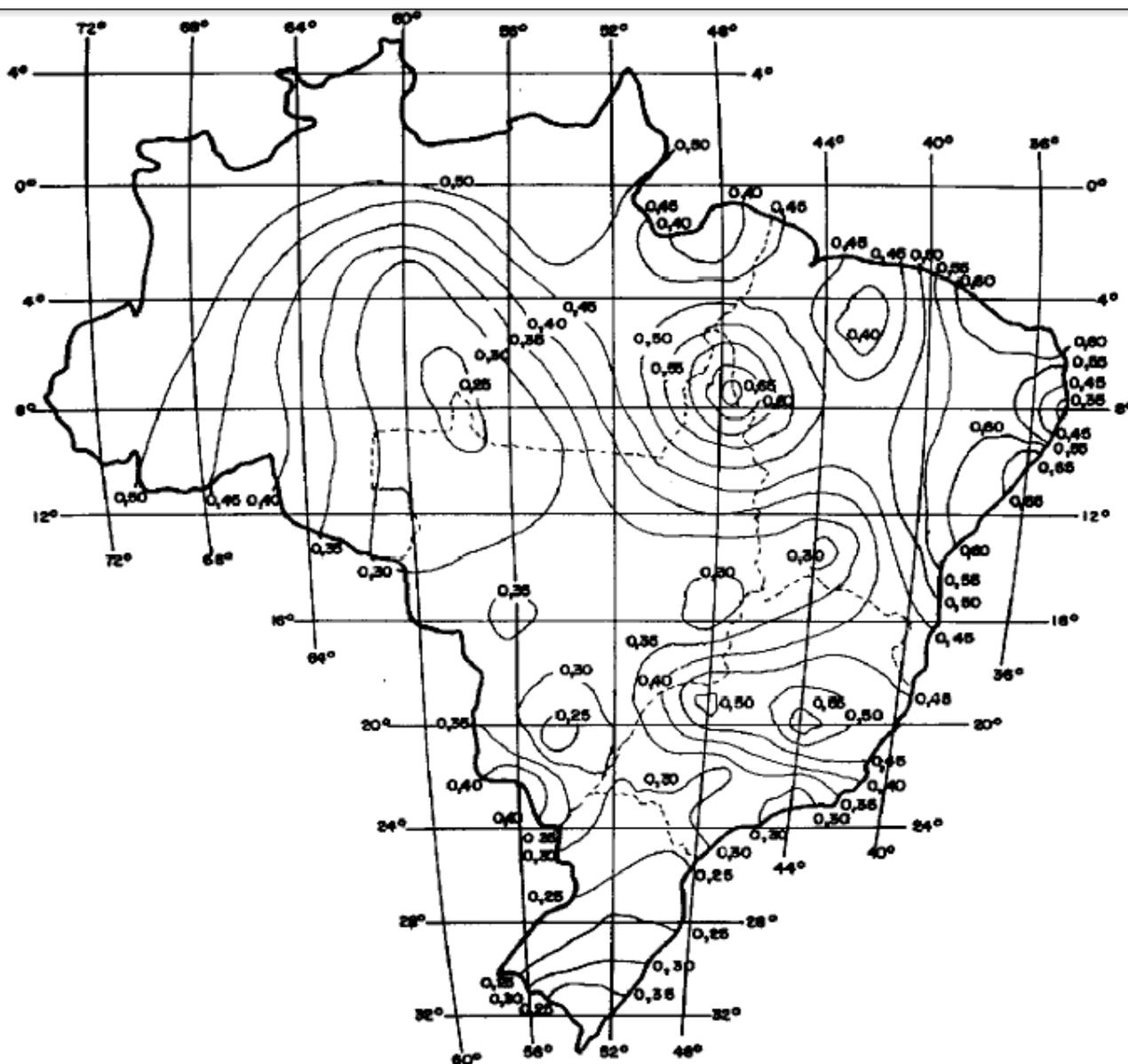


Figura A.7 – Mapa do parâmetro alfa da distribuição de Gumbel. Fonte: NBR 5422 (1985, p.51)

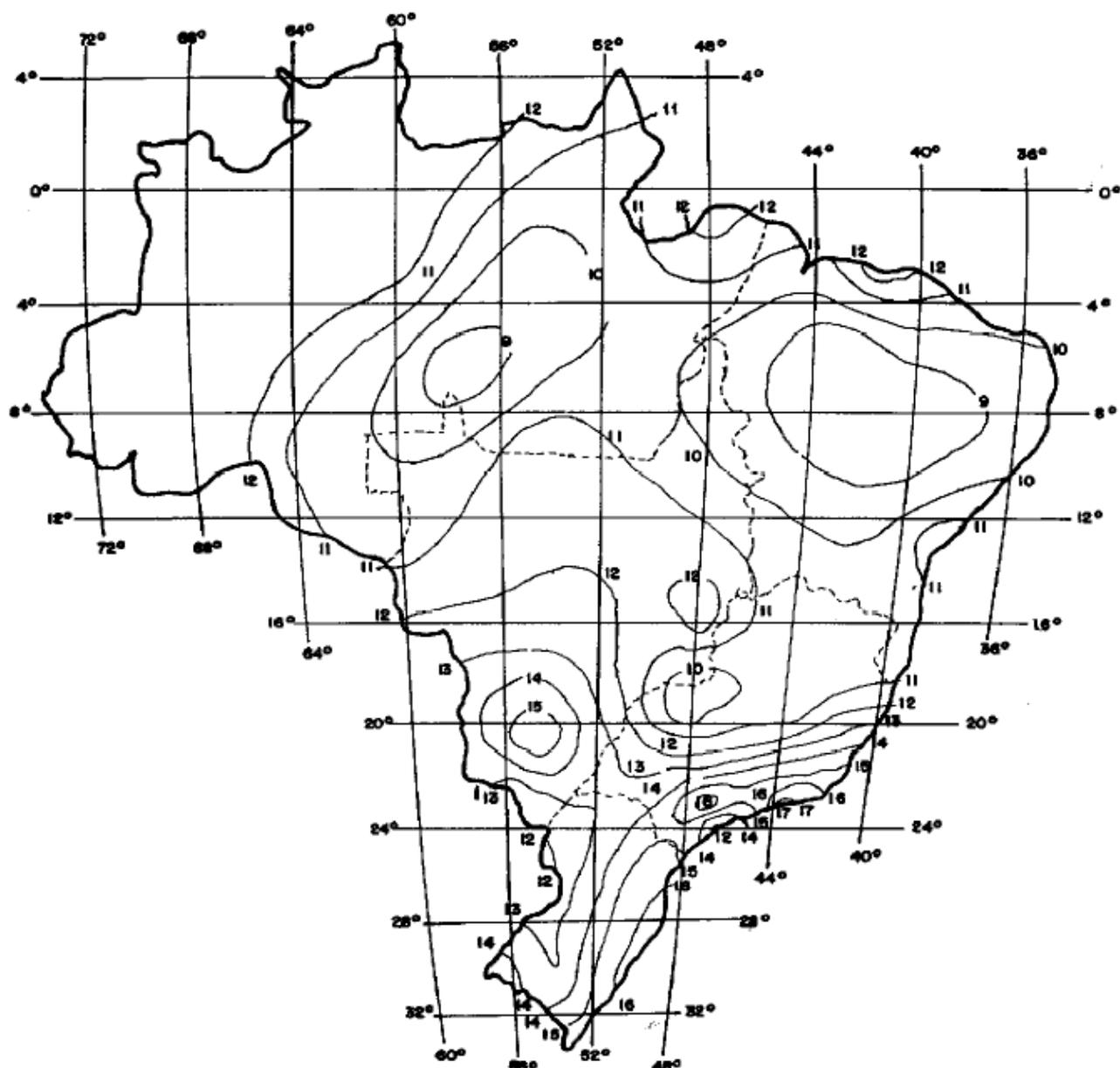


Figura A.8 – Mapa do parâmetro beta da distribuição de Gumbel. Fonte: NBR 5422 (1985, p.52)