

*Critérios Básicos Para Elaboração
de Projetos de Redes de
Distribuição Aéreas Rurais*

ENERGISA/C-GTCD-NRM/Nº150/2018

Norma de Distribuição Unificada
NDU 007

Versão 8.0 abril/2026.

Apresentação

Esta Norma Técnica apresenta os requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos de linhas e redes aéreas de distribuição energia elétrica, em áreas rurais, na classe de tensão até 36,2 kV, de modo a assegurar as condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias ao adequado fornecimento de energia elétrica, nas empresas do grupo Energisa S.A.

Para tanto, foram considerados os procedimentos definidos nas Normas Brasileiras Registradas (NBR), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (ABRADEE), e em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Este documento poderá, em qualquer tempo, sofrer alterações por razões de ordem técnica ou legal, motivo pelo qual os interessados devem, periodicamente, consultar as unidades do Grupo Energisa S.A. quanto a eventuais modificações. As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta norma técnica é a versão 8.0, datada de abril de 2026.

João Pessoa - PB, 29 de abril de 2026.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição.

Esta norma técnica, bem como as alterações, poderá ser acessada através do código abaixo:



Equipe Técnica de Elaboração da NDU 007. (Versão 6.0).

Acassio Maximiano Mendonca

Grupo Energisa

Danilo Maranhão de Farias Santana

Grupo Energisa

Gilberto Teixeira Carrera

Grupo Energisa

Hitalo Sarmento de Sousa Lemos

Grupo Energisa

Ricardo Campos Rios

Grupo Energisa

Ricardo Machado de Moraes

Grupo Energisa

Membros do Grupo de Trabalho (Versão 6.0).

Adoniram Vieira Souza

Energisa Sergipe

Caroline Bernardes de Castro

Energisa Minas Rio

Claudio Alberto Santos de Souza

Energisa Sul-Sudeste

Cristiano Junio Azevedo

Energisa Minas Rio

Daniel Barbosa da Silva

Energisa Rondônia

Denisson de Oliveira Santos

Energisa Sergipe

Diego de Araujo Moreira

Energisa Paraíba

Eneas Rodrigues de Siqueira

Energisa Mato Grosso

Jociane Maria de Amorim

Energisa Mato Grosso

Johnata Rodrigues Gomes

Energisa Acre

Juliano Zanelli Rocha

Energisa Mato Grosso do Sul

Luis Fellipe Ferreira Reis

Energisa Mato Grosso

Manoel Alexandre de Oliveira

Energisa Mato Grosso

Marcelo Campos de Carvalho

Energisa Minas Rio

Marcone Henrique da Cruz

Energisa Paraíba

Nelson Muniz dos Santos

Energisa Sul-Sudeste

Evair Rogério da Conceição

Energisa Mato Grosso do Sul

Patrick Pazini da Silva

Energisa Mato Grosso do Sul

Hare Kumaichi Onga de Jesus

Energisa Mato Grosso

Thiago Ferreira Marinho

Energisa Acre

Jefferson de Assis Pinto

Energisa Mato Grosso

Yorkismar de Andrade Mendonça

Energisa Paraíba

Jefferson da Silva Santos

Energisa Paraíba

Wesley Ortiz de Oliveira

Energisa Mato Grosso

Aprovação Técnica (Versão 6.0).

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Paraíba

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Rio

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

Guilherme Damiance Souza

Energisa Tocantins

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Sul-Sudeste

Membros do Grupo de Trabalho (Versão 7.0).

Adoniram Vieira Souza

Energisa Sergipe

Bruno Spindola de Castro

Energisa Tocantins

Alvaro Daniel H. Siliprandi

Energisa Rondônia

Claudio Alberto Santos de Souza

Energisa Sul Sudeste

Aridio Delfino da Silva Junior

Energisa Mato Grosso do Sul

Driely Aparecida Leonidio

Energisa Minas Rio

Eneas Rodrigues de Siqueira

Energisa Mato Grosso

Fábio de Carvalho

Energisa Paraíba

Jefferson de Assis Pinto

Energisa Mato Grosso

Johnata Rodrigues Gomes

Energisa Acre

Cristiano Junio Azevedo

Energisa Minas Rio

José Ricardo Mendes Silva

Energisa Paraíba

Marcelo Campos de Carvalho

Energisa Minas Rio

Nelson Muniz dos Santos

Energisa Sul Sudeste

Pedro Petri Dias da Silva

Energisa Tocantins

Aprovação Técnica (Versão 7.0).

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Alberto Alves Cunha

Energisa Tocantins

Antonio Mauricio de M. Gonçalves

Energisa Acre

Erika Ferrari Cunha

Energisa Sergipe

Fábio Lancelotti

Energisa Paraíba

Fabricio Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Guilherme Damiance Souza

Energisa Sul Sudeste

Rodolfo Acialdi Pinheiro

Energisa Minas Rio

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Mato Grosso do Sul

Membros do Grupo de Trabalho (Versão 8.0).

Adoniram Vieira Souza

Energisa Sergipe

Bruno Spindola de Castro

Energisa Tocantins

Alvaro Daniel H. Siliprandi

Energisa Rondônia

Claudio Alberto Santos de Souza

Energisa Sul Sudeste

Aridio Delfino da Silva Junior

Energisa Mato Grosso do Sul

Cristiano Junio Azevedo

Energisa Minas Rio

Driely Aparecida Leonidio

Energisa Minas Rio

José Ricardo Mendes Silva

Energisa Paraíba

Eneas Rodrigues de Siqueira

Energisa Mato Grosso

Marcelo Campos de Carvalho

Energisa Minas Rio

Fábio de Carvalho

Energisa Paraíba

Nelson Muniz dos Santos

Energisa Sul Sudeste

Jefferson de Assis Pinto

Energisa Mato Grosso

Pedro Petri Dias da Silva

Energisa Tocantins

Johnata Rodrigues Gomes

Energisa Acre

Odilon Rabelo de Souza Neto

Energisa Sergipe

Aprovação Técnica (Versão 8.0).

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Fabricio Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Alberto Alves Cunha

Energisa Tocantins

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Antonio Mauricio de M. Gonçalves

Energisa Acre

Guilherme Damiance Souza

Energisa Sul Sudeste

Erika Ferrari Cunha

Energisa Sergipe

Rodolfo Acialdi Pinheiro

Energisa Minas Rio

Fábio Lancelotti

Energisa Paraíba

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Mato Grosso do Sul

Sumário

1.INTRODUÇÃO.....	14
2.CAMPO DE APLICAÇÃO.....	14
3. VIGÊNCIA.....	14
4.RESPONSABILIDADES.....	15
4.1. Coordenação de Normas e Padrões Construtivos.....	15
4.2. Departamento de Serviços Comerciais.....	15
4.3. Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição.....	15
4.4. Assessoria de Planejamento e Orçamento.....	15
4.5. Departamento de Operação.....	16
4.6. Departamento de Combate a Perdas.....	16
4.7. Centro de Controle Integrado.....	16
4.8. Projetistas e Empresas Construtoras.....	16
5.REFERÊNCIAS NORMATIVAS.....	16
5.1. Legislação.....	16
5.2. Normas Brasileiras.....	19
5.3. Especificações Técnicas.....	19
5.4. Normas Técnicas do Grupo Energisa.....	19
6.Casos Especiais.....	20
7.DEFINIÇÕES.....	21
7.1. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.....	21
7.2. Alimentador de Distribuição.....	21
7.3. Alimentador de Exclusivo.....	21
7.4. Áreas Especiais	21
7.5. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT.....	21
7.6. Autorização Ambiental.....	22
7.7. Carga Instalada.....	22

7.8. Circuito Secundário de Distribuição.....	22
7.9. Concessionária ou Permissionária de Distribuição de Energia Elétrica.....	22
7.10. Condomínio.....	22
7.11. Condomínio Edificado.....	23
7.12. Condomínio Não Edificado.....	23
7.13. Consumidor Atendido.....	23
7.14. Corrosividade da Atmosfera.....	23
7.15. Cruzamento Aéreo.....	23
7.16. Demanda.....	24
7.17. Demanda Diversificada.....	24
7.18. Demanda Máxima.....	24
7.19. Derivação de Distribuição.....	24
7.20. Desmembramento.....	24
7.21. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.....	25
7.22. Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.....	25
7.23. Empreendimento Habitacional Urbano de Interesse Social.....	25
7.24. Fator de Agrupamento de Medidores)	25
7.25. Fator de Carga.....	25
7.26. Fator de Coincidência.....	26
7.27. Fator de Demanda.....	26
7.28. Fator de Diversidade.....	26
7.29. Fator de Potência.....	26
7.30. Fator de Utilização	26
7.31. Frequência Equivalente de Interrupção P/Unidade Consumidora.....	27
7.32. Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.....	27
7.33. Gleba	27
7.34. Iluminação Pública.....	27
7.35. Licenciamento Ambiental.....	27

7.36. Licença de Instalação.....	28
7.37. Licença de Operação.....	28
7.38. Licença Simplificada.....	28
7.39. Limite de Potência de Alimentadores Primários Monofásicos.....	28
7.40. Linhas de Distribuição Primárias - Média Tensão (MT).....	28
7.41. Loteamento.....	29
7.42. Nível de Poluição - Alta poluição.....	29
7.43. Orla Marítima.....	29
7.44. Projeto de Expansão.....	29
7.45. Projeto de Reforma.....	29
7.46. Projeto de Reforço.....	29
7.47. Ramal de Alimentador.....	30
7.48. Ramal de Circuito Secundário.....	30
7.49. Ramal de conexão.....	30
7.50. Rede de Distribuição.....	30
7.51. Rede aérea de distribuição de Baixa Tensão (BT).....	30
7.52. Rede Aérea de Distribuição de Média Tensão (MT).....	30
7.53. Rede Aérea de Distribuição Convencional (RDC).....	30
7.54. Rede Aérea de Distribuição Protegida (RDP).....	31
7.55. Rede Aérea de Distribuição Rural (RDR).....	31
7.56. Rede Aérea de Distribuição Urbana (RDU).....	31
7.57. Rede Aérea Secundária Aérea Convencional (RSC).....	31
7.58. Rede Aérea Secundária Aérea Isolada (RSI).....	31
7.59. Rede Primária.....	31
7.60. Rede secundária.....	31
7.61. Regularização Fundiária de Interesse Social.....	31
7.62. Sistema Elétrico de Distribuição.....	32
7.63. Subestação de Distribuição (SED).....	32

7.64. Tensão Máxima do Sistema.....	32
7.65. Tração Reduzida.....	32
7.66. Tronco do Alimentador.....	33
7.67. Tronco de Circuito Secundário.....	33
7.68. Vão.....	33
7.69. Vão ancorado.....	33
7.70. Vão Básico do Gabarito.....	33
7.71. Vão Condenado.....	33
7.72. Vão Contínuo.....	33
7.73. Vão Regulador.....	34
7.74. Via Pública.....	34
7.75. Sistema Monofásico.....	34
8.CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	34
8.1. Generalidades.....	34
8.2. Tensões de Fornecimento.....	36
9.ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO.....	38
9.1. Obtenção de Dados Preliminares.....	38
9.2. Apresentação do Projeto.....	40
10. ANÁLISE DE PROJETOS.....	50
10.1. Prazo para Análise.....	50
10.2. Validade do Projeto.....	51
10.3. Projeto.....	51
11. TIPOS DE PROJETOS.....	51
11.1. Projeto de Expansão.....	51
11.2. Projeto de Reforma/Melhoramento.....	52
11.3. Projeto de Reforço.....	53
11.4. Projetos de Modificações ou Remoção de Rede e/ou Poste.....	53
11.5. Projetos de Conexão Redes Novas.....	54

11.6. Projetos de Incorporação de Rede.....	54
11.7. Projeto de Loteamento e Assentamento de Interesse Social em Área Rural..	54
11.8. Tipos de Redes e Critérios de Aplicação.....	55
11.9. Critérios de Aplicação.....	58
11.10. Meio Ambiente.....	59
12. PLANEJAMENTO.....	60
12.1. Planejamento da Rede.....	60
12.2. Confiabilidade.....	61
12.3. Proteção da Rede.....	61
12.4. Correção dos Níveis de Tensão.....	61
12.5. Disponibilidade de Carga (Estudo de Viabilidade Técnica de Atendimento)...	61
12.6. Levantamento Cadastral.....	61
12.7. Termo de Autorização de Passagem.....	62
12.8. Ficha de Levantamento Cadastral.....	63
12.9. Projeto com Alimentação de Novas Localidades.....	63
12.10. Previsão de Crescimento de Carga.....	65
13. LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO.....	68
13.1. Implantação do Traçado (Planta do Traçado)	68
13.2. Levantamento Planialtimétrico.....	73
13.3. Perfil.....	74
13.4. Caderneta de Campo.....	74
13.5. Desenhos Especiais.....	74
13.6. Entrega dos Trabalhos Topográficos.....	75
13.7. Levantamento de Dados Técnicos para Travessias.....	76
13.8. Levantamentos Complementares.....	83
14. TENSÕES DE CONEXÃO.....	87
15. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO.....	87
15.1. Rede Primária.....	87

15.2. Condutores.....	113
15.3. Transformadores de Distribuição.....	117
15.4. Aterramento.....	120
15.5. Neutro Contínuo.....	120
15.6. Neutro Ramais Monofásicos.....	121
16. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO.....	123
16.1. Condições Ambientais.....	123
16.2. Poste Padronizados.....	133
16.3. Condições Básicas de Cálculo.....	146
16.4. Ábacos ou Gráficos de Utilização das Estruturas.....	147
16.5. Gabaritos.....	149
16.6. Locação das Estruturas em Planta e Perfil.....	149
16.7. Tipos de Cruzetas.....	153
16.8. Acessórios.....	154
17. ATERRAMENTO.....	157
18. RELAÇÃO DE MATERIAIS	157
18.1. Material Aplicado.....	157
18.2. Material Salvado.....	158
18.3. Mão de Obra.....	159
18.4. Projeto e Orçamento em Estrutura com uso Mútuo.....	160
19. DIRETRIZES DE CONSTRUÇÃO.....	161
19.1. Limpeza de Faixas.....	161
19.2. Seccionamento de Cercas	161
19.3. Reaterro.....	162
19.4. Compactação.....	162
19.5. Levantamento e Montagem das Estruturas.....	162
19.6. Lançamento e Instalação de Condutores.....	162
19.7. Instalação de Equipamentos de Proteção e Manobra.....	163



20. HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO.....	164
21.TABELA.....	167
22.MODELO DE FORMULÁRIO.....	226
23.DESENHOS.....	250
24. ANEXOS.....	272

1. INTRODUÇÃO

Esta Norma Técnica estabelece requisitos mínimos necessários a elaboração de projetos de Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão em áreas rurais, na classe de tensão até 36,2 kV, de modo a assegurar as boas condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias ao adequado fornecimento de energia elétrica nas empresas do Grupo Energisa.

Para tanto, foram considerados os procedimentos definidos nas Normas Brasileiras Registradas (NBR), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (ABRADEE), e segundo as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

A presente Norma tem aplicabilidade aos projetos de novas extensões, reformas e reforços de redes aéreas de distribuição, situadas dentro do perímetro rural que constituem povoados, aldeolas, províncias, vilarejos, chácaras, distritos, loteamento rural, etc., incluindo os critérios básicos para levantamento de carga, dimensionamento elétrico e mecânico, proteção, interligação, seccionamento, além de metodologia para elaboração, apresentação e aprovação de projetos no grupo Energisa.

NOTA:

1. Nas situações de loteamentos rurais deverá seguir as premissas, conforme legislação.

3. VIGÊNCIA

A presente revisão corresponde à versão 8.0 desta Norma Técnica, datada de abril de 2026, disponibilizada em 30/12/2025, a qual entra em vigor a partir de 29/04/2026. A versão anteriormente vigente permanecerá disponível, conjuntamente com esta versão atualizada, pelo período de 120 (cento e vinte) dias, contado da data de sua disponibilização, em atendimento às disposições regulatórias aplicáveis. Findado esse



prazo, fica expressamente revogada a versão anterior, a qual perde seu teor de vigência e eficácia, não produzindo, a partir de então, quaisquer efeitos técnicos, jurídicos ou operacionais no âmbito das Distribuidoras do Grupo Energisa S.A.

Orientamos que os interessados deverão, periodicamente, consultar o site da Energisa para obter as versões mais recentes dos documentos normativos.

4. RESPONSABILIDADES

4.1. Coordenação de Normas e Padrões Construtivos

Estabelecer as normas e os critérios técnicos exigíveis para o Elaboração de Projetos nas Áreas Rurais e coordenar o processo referente a revisões.

4.2. Departamento de Serviços Comerciais

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades de atendimento ao cliente, zelando pelos critérios e recomendações definidas nesta norma, divulgando a mesma aos clientes e as partes interessadas.

4.3. Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas à análise de projetos e fiscalização de obras, referente ao processo de melhoria, expansão e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Além de realizar o cadastro georreferenciados das obras provenientes dos critérios projetos rurais abordados nesse documento normativo, fazer a gestão dos dados da rede de distribuição de energia elétrica até 36,2 kV. Todas as atividades devem ser realizadas de acordo com as regras e recomendações definidas nesta norma.

4.4. Assessoria de Planejamento e Orçamento

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas ao planejamento do sistema elétrico, observando as regras e recomendações definidas nesta norma.

4.5. Departamento de Operação

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas ao sistema de medição e fiscalização de acordo com os critérios e recomendações definidas nesta norma técnica.

4.6. Departamento de Combate a Perdas

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas a fiscalização e combate a perdas, observando os critérios e as recomendações definidas nesta norma técnica.

4.7. Centro de Controle Integrado

Cooperar no processo de revisão desta norma. Desempenhar as atividades relacionadas à operação do sistema elétrico, observando as regras e as recomendações definidas nesta norma técnica.

4.8. Projetistas e Empresas Construtoras

Conceber projetos, executar as obras de construção e manutenção das redes de distribuição de média e baixa tensão em concordância com os critérios, as recomendações e os padrões definidos nesta norma técnica.

5. REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Na elaboração desta norma foram consideradas as recomendações das normas a seguir, em suas últimas publicações mais recentes:

5.1. Legislação

- Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000 de 07/12/2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 1.000, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências;

- Resolução Normativa ANEEL N° 674 de 11/08/2015 - Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, instituído pela Resolução Normativa n° 367, de 2 de junho de 2009.
- Norma regulamentadora do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE);
- Norma Regulamentadora NR 35 - Trabalho em Altura.
- Resolução Normativa ANEEL N° 888 de 30/06/2020 - Aprimora as disposições relacionadas ao fornecimento de energia elétrica para o serviço público de iluminação pública;

5.2. Normas Brasileiras

- NBR 15688. Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus;
- NBR 16527. Aterramento para Sistemas de Distribuição;
- ABNT IEC/TS 60815-1. Seleção e dimensionamento de isoladores para alta-tensão para uso sob condições de poluição - Parte 1: Definições, informações e princípios gerais;
- ABNT NBR 5460. Sistemas elétricos de potência;
- ABNT NBR 6535. Sinalização de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica com vistas à segurança da inspeção aérea;
- ABNT NBR 7270. Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 7271. Cabos de alumínio nus para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 7276. Sinalização de advertência em linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Procedimento;
- ABNT NBR 8158. Ferragens eletrotécnicas para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Especificação;

- ABNT NBR 8159. Ferragens eletrotécnicas para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Padronização;
- ABNT NBR 8451-1. Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica - Parte 1: Requisitos;
- ABNT NBR 8451-2. Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica - Parte 2: Padronização de postes para redes de distribuição de energia elétrica;
- ABNT NBR 8453-1. Cruzetas de concreto armado e protendido para redes de distribuição de energia elétrica - Parte 1: Requisitos;
- ABNT NBR 8453-2. Cruzetas de concreto armado e protendido para redes de distribuição de energia elétrica - Parte 2: Padronização;
- ABNT NBR 10298. Cabos de liga alumínio-magnésio-silício, nus, para linhas aéreas - Especificação;
- ABNT NBR 14165. Via férrea - Travessia por linhas e redes de energia elétrica - Requisitos;
- ABNT NBR 15214. Rede aérea de distribuição de energia elétrica - Compartilhamento de infraestrutura com redes de telecomunicações;
- ABNT NBR 15129. Luminárias para iluminação pública - Requisitos particulares;
- ABNT NBR 15238. Sistema de sinalização para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica;
- ABNT NBR 16752. Desenho técnico - Requisitos para apresentação em folhas de desenho;
- RTD CODI 2103. Metodologia para cálculo de engastamentos de postes;
- ABNT NBR 15237. Esfera de sinalização diurna para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica - Especificação;

- ABNT NBR 15238. Sistema de sinalização para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica;
- ABNT NBR 16094. Acessórios poliméricos para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Requisitos de desempenho e métodos de ensaio;
- ABNT NBR 16095. Acessórios poliméricos para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Requisitos construtivos;
- RTD CODI 2103. Metodologia para cálculo de engastamentos de postes.
- ABNT NBR 9050. Acessibilidade a edificações, mobiliário, espaços e equipamentos urbanos.

5.3. Especificações Técnicas

Quanto tratar das especificações técnicas referentes a materiais e equipamentos, estas serão disponibilizadas no link abaixo:

[Normas Técnicas | Energisa](#)

5.4. Normas Técnicas do Grupo Energisa

- NDU 001. Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária a Edificações Individuais ou Agrupadas até 03 Unidades Consumidora;
- NDU 002. Fornecimento de energia elétrica em tensão primária;
- NDU 003. Fornecimento de energia elétrica a agrupamentos ou edificações de uso coletivo acima de 03 (três) unidades consumidoras;
- NDU 004.1. Instalações básicas para construção de redes aéreas protegidas de média tensão;
- NDU 004.3. Instalações básicas para construção de redes aéreas isolada multiplexada de baixa tensão;

- NDU 005. Instalações básicas para construção de redes aéreas de distribuição rurais;
- NDU 009. critérios para compartilhamento de infraestrutura da rede aéreas de distribuição;
- NDU 016. compatibilização da arborização com as redes aéreas de distribuição de energia elétrica;
- NDU 023. instalações básicas para equipamentos especiais em rede aérea de distribuição;
- NDU 027. critérios para utilização de equipamentos e materiais em área de corrosão atmosférica;
- NDU 031. Topografia para serviços em Linhas e redes de distribuição de Energia elétrica;
- NDU 034. aterramento para sistemas de distribuição;
- NDU 047. Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Linhas de Distribuição de Alta Tensão - LDAT.

6. CASOS ESPECIAIS

Para quaisquer situações especiais não especificadas neste documento normativo ou naqueles caracterizadas por casos excepcionais que demandem a necessidade de estudos especiais estes deverão ser objeto de prévia análise e deliberação por parte da concessionária ou permissionária (Energisa), detentora do direito de rejeitar toda e qualquer solução de desconformidade com as condições técnicas exigidas.

Quando da demanda dos casos excepcionais, estes deverão ser analisados em conjunto com a Coordenação de Normas e Padrões Construtivos (CNPC) e Departamento de Construção e Manutenção da Distribuição (DCMD) do Grupo Energisa, devendo ser apresentados estudos e relatórios adicionais acerca da excepcionalidade da demanda.

7. DEFINIÇÕES

Os termos técnicos utilizados nesta norma estão definidos nas normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e são complementados pelos seguintes:

7.1. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME criada pela lei 9.427 de 26/12/1996, para regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

7.2. Alimentador de Distribuição

Parte de uma rede primária numa determinada área de uma localidade que alimenta, diretamente ou por intermédio de seus ramais, transformadores de distribuição da concessionária e/ou de consumidores.

7.3. Alimentador Exclusivo

Alimentador de distribuição sem derivações ao longo de seu percurso, que atende somente a um ponto de entrega.

7.4. Áreas Especiais

São consideradas áreas sensíveis para os projetos de redes aeras de distribuição as unidades de conservação (federais, estaduais e municipais), terras Indígenas (demarcadas ou não) e seu entorno de 10 km, remanescentes quilombolas (demarcadas ou não), sítios arqueológicos e áreas de assentamentos rurais geridos por órgãos públicos. Nas situações de validação dos projetos esses deverão ser validados pelos órgãos públicos competentes.

7.5. Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT

Associação privada, sem fins lucrativos, responsável pela elaboração das normas técnicas no Brasil.

7.6. Autorização Ambiental

Ato administrativo pelo qual o órgão público responsável, estabelece as condições para a realização ou operação de empreendimentos, atividades, pesquisa e serviços de caráter temporário ou para execução de obras que não impliquem em instalações permanentes.

O prazo de validade deve ser no mínimo o estabelecido no cronograma físico do empreendimento não podendo ser superior a 03 (três) anos.

7.7. Carga Instalada

É a soma das potências nominais, dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

7.8. Circuito Secundário de Distribuição

Circuito alimentado por um transformador de distribuição, de onde derivam os ramais de ligação para os consumidores de BT e para o suprimento da iluminação pública. Constitui-se de tronco e ramais.

7.9. Concessionária ou Permissionária de Distribuição de Energia Elétrica

Agente titular de concessão ou permissão Federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica, referenciada, doravante, apenas pelo termo: concessionária.

7.10. Condomínio

São edificações ou conjuntos de edificações, de um ou mais pavimentos, construídos sob a forma de unidades isoladas entre si, destinadas a fins residenciais ou não-residenciais, poderão ser alienados, no todo ou em parte, objetivamente considerados, e constituirá, cada unidade, propriedade autônoma sujeita às limitações da Lei Federal n.º 4.591 de 18/12/1964.

7.11. Condomínio Edificado

São condomínio que possuem todos os serviços de infraestrutura, como água, esgoto, energia elétrica, telefone, pavimentação e outros) e residências construídas.

NOTA:

- I. Nos condomínios edificados são colocadas à venda as residências para ocupações imediatas.

7.12. Condomínio Não Edificado

Lotes ou residências de um local fechado por muro, ou cerca, legalmente constituído, de uso comum e com acesso controlado, e que, por essa razão, pertencem à totalidade dos proprietários que ali residem.

7.13. Consumidor Atendido

Titular de Unidade Consumidora atendida diretamente por sistema da distribuidora, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

7.14. Corrosividade da Atmosfera

Capacidade da atmosfera de causar corrosão em um determinado metal ou liga metálica, através de ação química ou eletroquímica de agentes do meio ambiente.

NOTA:

- I. Os critérios e locais de aplicação estão especificados e definidos na NDU 027 (Critérios para Utilização de Equipamentos e Materiais em Área de Corrosão Atmosférica).

7.15. Cruzamento Aéreo

Passagem de redes aéreas de distribuição sobre a outra ao longo do vão, podendo ser com ou sem conexão.

NOTAS:

- I. Maior classe de tensão no primeiro nível da estrutura e os demais na sequência.
- II. O condutor para ligação deve ser correspondente ao de maior seção transversal do condutor.
- III. Os condutores devem ser unidos com um tento do cabo de maior seção, formando uma cruz com 20 mm para cada lado.
- IV. Para critérios de segurança os condutores protegidos (XLPE ou XLPE/HDPE) deverão ser considerados de igual potencial nocivo ao ser humano.

7.16. Demanda

É a média das potências elétricas, ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico, pela parcela de carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

7.17. Demanda Diversificada

Demanda média de um consumidor em um grupo de consumidores de mesma classe, tomando em conjunto a soma das demandas máximas individuais, dividida pelo número de consumidores considerados.

7.18. Demanda Máxima

Maior demanda verificada durante um período especificado.

7.19. Derivação de Distribuição

Ligação feita em qualquer ponto de uma rede de distribuição para um alimentador, ramal de alimentador, transformador de distribuição ou ponto de entrega.

7.20. Desmembramento

Subdivisão de gleba em lotes destinados à edificação, com aproveitamento do sistema viário existente, desde que não implique a abertura de novas vias e logradouros públicos, nem prolongamento, modificação ou ampliação dos já existentes.

7.21. Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada Unidade Consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

7.22. Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma Unidade Consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica.

7.23. Empreendimento Habitacional Urbano de Interesse Social

São empreendimentos habitacionais destinados predominantemente às famílias de baixa renda, enquadrado nos seguintes critérios:

- a) Implantados em zona habitacional declarada por lei como de interesse social; ou
- b) Promovidos pela união, estados, distrito federal, municípios ou suas entidades delegadas, estas autorizadas por lei a implantar projetos de habitação, na forma da legislação em vigor; ou
- c) Construídos no âmbito de programas habitacionais de interesse sociais implantados pelo poder público.

NOTA:

- I. Conforme Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021.

7.24. Fator de Agrupamento de Medidores

Esse fator leva em consideração a diversificação das cargas e a coincidência das demandas máximas dos consumidores individuais da edificação de uso coletivo, que definirão a demanda dessa edificação.

7.25. Fator de Carga

Razão da demanda média pela demanda máxima ocorrida no mesmo intervalo de tempo especificado.

7.26. Fator de Coincidência (FC)

É o inverso do fator de diversidade.

$$F_C = \left(\frac{1}{F_{Di}} \right)$$

7.27. Fator de Demanda (FD)

Razão da demanda máxima pela carga instalada do sistema ou da instalação considerada:

$$F_D = \left(\frac{D_{máxima}}{C_{instalada}} \right)$$

7.28. Fator de Diversidade (F_{Di})

Razão entre a soma das demandas máximas individuais de um determinado grupo de consumidores e a demanda máxima real total desse mesmo grupo, ou a razão entre a demanda máxima de um consumidor e a sua demanda diversificada:

$$F_{Di} = \left(\frac{\sum d_{Máxima\ individual}}{\sum d} \right)$$

7.29. Fator de Potência

Razão entre a potência ativa (kW) e a potência aparente (kVA) da instalação, **valor** expresso em percentual (%):

$$F_{Potência} = \left(\frac{P_{Ativa}}{P_{Aparente}} \right)$$

7.30. Fator de Utilização

Razão da máxima demanda verificada pela capacidade nominal de um sistema.

7.31. Frequência Equivalente de Interrupção P/Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada Unidade Consumidora do conjunto considerado.

7.32. Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

7.33. Gleba

Área de um terreno como um todo, inteiro, que ainda não foi dividida em lotes, isto é, ainda não foi parcelada em lotes para que se possa dar início a um parcelamento do solo ou loteamento.

7.34. Iluminação Pública

Serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual.

7.35. Licenciamento Ambiental

É um processo administrativo no qual a administração pública, intermediado por órgão institucional ambiental competente, analisa/avalia a proposta apresentada para o empreendimento no âmbito geral e o legitima, considerando as disposições legais e regulamentares aplicáveis e sua interdependência com o meio ambiente, gerando a respectiva licença ambiental.

O sistema de licenciamento ambiental é compreendido pelas licenças: simplificada, prévia, instalação e de operação. Onde na fase preliminar do empreendimento, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade técnica ambiental e estabelecendo os requisitos básicos a serem atendidos nas fases de sua implantação.



O prazo de validade deve ser no mínimo o estabelecido no cronograma de elaboração dos projetos relativos ao empreendimento, desde que estes não infrinjam os prazos deliberado pelo órgão licenciador.

7.36. Licença de Instalação

Corresponde a etapa de instalação do empreendimento de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes.

O prazo de validade deve ser no mínimo o estabelecido no cronograma de elaboração dos projetos relativos ao empreendimento, desde que estes não infrinjam os prazos deliberado pelo órgão licenciador.

7.37. Licença de Operação

Referente à operação do empreendimento, após a verificação do cumprimento das exigências constantes das licenças anteriores, estabelecendo medidas de controle ambiental e condicionantes a serem observados para esta operação.

O prazo de validade deve ser no mínimo o estabelecido no cronograma de elaboração dos projetos relativos ao empreendimento, desde que estes não infrinjam os prazos deliberado pelo órgão licenciador.

7.38. Licença Simplificada

Referente à localização, implantação e operação de empreendimentos e atividades de micro ou pequeno porte. O prazo de validade deve ser no mínimo o estabelecido no cronograma de elaboração dos projetos relativos ao empreendimento, desde que estes não infrinjam os prazos deliberado pelo órgão licenciador.

7.39. Limite de Potência de Alimentadores Primários Monofásicos

As potências nominais dos ramais monofásicos e Monofilar não deverão ultrapassar (carga instalada existente somada a carga a ser ligada) 160 KVA ($13,8/\sqrt{3}$) e 265 KVA ($34,5/\sqrt{3}$) e/ou quando houver desequilíbrio de corrente nos circuitos. Deverá consultar tabela XI do item 15.5.

7.40. Linhas de Distribuição Primárias - Média Tensão (MT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que transmite energia em grosso interligando subestação de distribuição (SED), transmissão, unidades de geração e acessantes.

7.41. Loteamento

São subdivisão de gleba em lotes destinados à edificação, com abertura de novas vias de circulação, de logradouros públicos ou prolongamento, modificação ou ampliação das vias existentes, sujeita às limitações da Lei Federal n.º 6 766, de 19/12/1979.

7.42. Nível de Poluição - Alta poluição

Áreas com alta densidade de indústrias, subúrbios de grandes cidades com alta densidade de sistema de calefação e áreas próximas ao mar ou expostas a ventos relativamente constantes provenientes do mar. Equivalente ao nível pesado (III) da IEC 60815-1.

7.43. Orla Marítima

Unidade geográfica inclusa na zona costeira, delimitada pela faixa de interface entre a terra firme e o mar.

7.44. Projeto de Expansão

Projeto para atendimento a novos consumidores e que envolve extensão ou modificação.

7.45. Projeto de Reforma

Projeto que recupera as condições de qualidade de atendimento sem incremento na capacidade original de suprimento de energia.

7.46. Projeto de Reforço

Projeto que assegura as condições de qualidade de atendimento com incremento na capacidade original de suprimento de energia.

7.47. Ramal de Alimentador

Parte de um alimentador de distribuição que deriva diretamente do tronco do alimentador.

7.48. Ramal de Circuito Secundário

Parte de um circuito secundário, que deriva do tronco e se caracteriza por seções transversais iguais ou inferiores, atendimento a parcelas de carga, conforme a sua distribuição em relação ao tronco e fechamentos em anel, conforme a configuração da rede aérea de distribuição.

7.49. Ramal de conexão

Conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da distribuidora e o ponto de entrega.

7.50. Rede de Distribuição

Conjunto de redes elétricas com equipamentos e materiais diretamente associados, destinado à distribuição de energia elétrica.

7.51. Rede aérea de distribuição de Baixa Tensão (BT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que deriva dos transformadores ligados à Rede primária aérea de distribuição e se destina ao suprimento dos consumidores atendidos em baixa tensão e da iluminação pública.

7.52. Rede Aérea de Distribuição de Média Tensão (MT)

Componente do sistema elétrico de distribuição que deriva da subestação de distribuição (SED) e se destina ao suprimento das unidades transformadoras, próprias das distribuidoras ou de terceiros.

7.53. Rede Aérea de Distribuição Convencional (RDC)

Rede aérea de distribuição de energia elétrica em condutores de alumínio nu (CAA ou CAL 6201), suportados através de isoladores do tipo porcelana pilar e suspensão polimérico.

7.54. Rede Aérea de Distribuição Protegida (RDP)

Rede aérea de distribuição de energia elétrica com condutores cobertos suportados em espaçadores sustentados em cabo mensageiro.

7.55. Rede Aérea de Distribuição Rural (RDR)

Rede elétrica destinada ao fornecimento de energia em tensão de distribuição e cujo traçado se desenvolve na área configurada como rural.

7.56. Rede Aérea de Distribuição Urbana (RDU)

Rede elétrica destinada ao fornecimento de energia em tensão de distribuição e cujo traçado se desenvolve na área configurada urbana.

7.57. Rede Aérea Secundária Aérea Convencional (RSC)

Rede aérea de distribuição em baixa tensão que utiliza condutores nus.

7.58. Rede Aérea Secundária Aérea Isolada (RSI)

Rede aérea de distribuição em baixa tensão que utiliza condutores multiplexados isolados.

7.59. Rede Primária

Parte de uma rede aérea de distribuição que alimenta transformadores de distribuição e/ou pontos de entrega sob a mesma tensão primária nominal.

7.60. Rede secundária

Parte de uma rede aérea de distribuição alimentada pelos secundários dos transformadores de distribuição.

7.61. Regularização Fundiária de Interesse Social

Regularização fundiária de ocupações inseridas em parcelamentos informais ou irregulares, localizadas em áreas urbanas ou rurais públicas ou privadas, utilizadas

predominantemente para fins de moradia por população de baixa renda, na forma da legislação em vigor; conforme resolução normativa da ANEEL.

7.62. Sistema Elétrico de Distribuição

Processo de transferência de energia elétrica para os consumidores, abrangendo estruturas, equipamentos e condutores, a partir dos pontos onde termina a transmissão (ou subtransmissão), até a medição de energia, inclusive.

7.63. Subestação de Distribuição (SED)

Estação abaixadora atendida por linhas de transmissão ou distribuição de (Alta) AT, destinada ao suprimento do sistema de distribuição em média tensão.

7.64. Tensão Máxima do Sistema

Máximo valor de tensão de operação que ocorre sob condições normais de operação em qualquer tempo e em qualquer ponto do sistema.

7.65. Tração Reduzida

Consiste na redução da tração de montagem dos condutores, através do aumento da flecha de montagem dos condutores entre os dois postes. O valor da tração mecânica reduzida será:

$$T_{reduzida} = \left(\frac{F_{montagem}}{F_{Reduzida}} \right) * T_{Tração\ de\ projeto}$$

$T_{Reduzida}$ = Tração mecânica reduzida - Nova;

$T_{Tração\ de\ projeto}$ = Tração de projeto;

$F_{Montagem}$ = Flecha de montagem do vão;

$F_{Reduzida}$ = Flecha de redução a ser montada - nova flecha máxima.

7.66. Tronco do Alimentador

Parte de um alimentador de distribuição que transporta a parcela principal da carga total. Normalmente é constituído por condutor de seção transversal mais elevada, caracterizado por um dos seguintes fatores:

- Transporte do total ou de parcela ponderável da carga servida pelo alimentador.
- Alimentação, ao principal consumidor do alimentador.
- Interligação com outro alimentador, permitindo transferência de carga entre os alimentadores.

7.67. Tronco de Circuito Secundário

Parte principal de um circuito secundário, que deriva diretamente barramento(tronco) do transformador distribuição e se caracteriza, na maioria das vezes, por maior seção transversal dos condutores. Atende a uma parcela ponderável da carga do circuito.

7.68. Vão

Distância horizontal entre dois suportes consecutivos de uma linha aérea.

7.69. Vão ancorado

Vão compreendido entre duas estruturas de ancoragem.

7.70. Vão Básico do Gabarito

Vão adotados na elaboração da tabela de flechas, a partir da tração horizontal correspondente, para construção do gabarito.

7.71. Vão Condenado

Define se como a diferença máxima admissível entre vãos contínuos, adjacentes à estrutura, a fim de evitar esforços excessivos sobre as amarrações ou pino de cruzeta ou de topo.

7.72. Vão Contínuo

Série de 02 (dois) ou mais vãos compreendidos entre estruturas de ancoragem.

7.73. Vão Regulador

Vão fictício, mecanicamente equivalente a uma série de vãos contínuos, compreendidos entre estruturas ancoradas, e que serve para a definição do valor do vão para tração de montagem.

7.74. Via Pública

É toda parte da superfície destinada ao trânsito público, oficialmente reconhecida e designada por um nome ou número, de acordo com a legislação em vigor.

7.75. Sistema Monofásico

Sistema de distribuição cujo transporte de energia elétrica é feito utilizando-se apenas um condutor aéreo, sendo o retorno da corrente feito através do solo.

8. CONSIDERAÇÕES GERAIS

8.1. Generalidades

As seguintes prioridades deverão ser seguidas nas análises e estudos de extensões, reforma/melhoramento, regularização de nível de tensão e reforço de rede aérea de distribuição:

- Solicitação de clientes;
- Reclamação de clientes;
- Queda de tensão e as perdas decorrentes;
- Indicadores de Qualidade e Continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC etc.);
- Carregamento;
- Índice de desequilíbrio;
- Aspectos de segurança (exemplo: afastamento de rede).

Nos casos dos projetos elaborados pela distribuidora, deverão ser maximizadas a utilização do Sistema de Informação geográfica, simulando situações cabíveis aos



projetos e estudos como, por exemplo, capacidade de corrente dos condutores, carregamento dos transformadores e queda máxima de tensão admissível.

Para a adequação dos níveis de tensão, deverão ser consideradas as seguintes possibilidades:

- a) Promover a redivisão de circuitos;
- b) Remanejamento de cargas para circuitos adjacentes;
- c) Substituir os transformadores de distribuição sobrecarregados e subcarregados. A distribuidora deverá proceder a identificação dos transformadores sobrecarregados ou subcarregados nas proximidades, para que se possa efetivar o devido remanejamento;
- d) Balanceamento dos circuitos em desequilíbrio.

Deverão ser mantidos na rede os ramais de ligação multiplexados em bom estado, nos projetos de substituição de condutor nu para condutor, multiplexado ou condutor concêntrico.

Durante a elaboração de projetos de extensão de redes aéreas de distribuição, a extensão futura deverá prever a possibilidade de futuros atendimentos, de modo que seja possível o atendimento imediato das unidades consumidoras solicitantes e posteriormente das demais que irão solicitar a ligação de energia.

O solicitante deverá apresentar declaração de carga para o projeto devidamente, assinada pelo proprietário. Caso a recomendação não seja atendida, o projeto será devolvido para correção.

Nos projetos deverão ser obrigatoriamente indicados os dados do interessado, endereço de correspondência, telefone, e-mail, etc., acrescido de cópia recente de documento que comprove o endereço como cópia de conta de telefone, água, ITR (Imposto sobre a propriedade territorial rural) ou outro documento em nome do interessado.

A intervenção na rede de distribuição da Energisa (conexão de redes novas às redes existentes e implantação de novo poste sob a rede existente) somente poderá ser

efetuada por prepostos desta. As cartas de aprovação de projetos particulares já irão conter a advertência de que a inobservância dos termos acima implicará em notificação administrativa e denúncia formal ao CREA (Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura) ou CFT (Conselho Federal dos Técnicos Industriais). Apresentação de licença ou declaração emitida pelo órgão competente quando a extensão de rede ou a unidade consumidora ocuparem áreas protegidas pela legislação, tais como unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente, territórios indígenas e quilombolas, entre outros. Deve-se evitar aproximação de áreas ou unidades de conservação, terras indígenas, povos tradicionais (quilombolas), e com existência de patrimônio arqueológico, áreas de assentamentos geridas por órgãos públicos e áreas com presença de espécies frutíferas, em especial aqueles presentes em quintais e roças de subsistência (agricultura familiar). As notas fiscais e garantias dos fabricantes dos materiais aplicados na rede aérea distribuição deverá ser entregues à Energisa no momento da fiscalização e deverão compor o projeto encaminhado para cadastro. Caso ocorra defeitos nos equipamentos/materiais durante o período de garantia o fornecedor deverá ser acionado.

8.2. Tensões de Fornecimento

Esta padronização se aplicará em redes de distribuição tanto de características urbanas como rurais, para circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, nas tensões primárias e secundárias de acordo com as distribuidoras de energia do Grupo Energisa, segundo as tabelas I e II.

Tabela I. Nível de tensão primária nas áreas de concessão do Grupo Energisa.

Circuito primária	Tensão nominal		Distribuidoras do Grupo Energisa								
	Trifásico	Monofásico									
	(KV)										
	34,5	19,92	EAC	—	—	EMS	EMT	ERO	—	ESS (I)	ETO
	22,0	12,71	—	—	EMR		—	—	—	—	—
13,8	7,97	EAC	EPB	—	EMS	EMT	ERO	ESE	ESS	ETO	
11,4	6,58	—	—	EMR	—	—	—	—		—	

Tabela II. Nível de tensão secundária nas áreas de concessão do Grupo Energisa.

	Tensão nominal (V)		Distribuidoras do Grupo Energisa								
Circuito secundário	Rede trifásica	380 / 220	—	EPB	EMR	—	EMT	—	—	—	ETO
		220 / 127	EAC	—	EMR	EMS	EMT	ERO	ESE	ESS	—
	Rede bifásica	440 / 220	—	—	—	—	—	—	—	—	ETO
		254 / 127	—	—	—	EMS	EMT	—	—	ESS	—
		240 / 120	EAC	—	—	—	—	ERO	—	—	—
		230 / 115	—	—	EMR	—	—	—	—	ESE	—
		220 / 127	EAC	—	EMR	EMS	EMT	ERO	ESE	ESS	—
	Rede monofásica	230	—	EPB	—	—	—	—	—	—	—
		220	—	—	—	—	—	—	—	—	ETO
		127	EAC	—	EMR	EMS	EMT	ERO	ESE	ESS	—
		115	—	—	EMR	—	—	—	—	ESE	—

Legenda:

EAC - Energisa Acre.

ESE - Energisa Sergipe.

EMR - Energisa Minas Rio.

ESS - Energisa Sul-Sudeste.

EMS - Energisa Mato Grosso do Sul.

ETO - Energisa Tocantins.

EMT - Energisa Mato Grosso.

ERO - Energisa Rondônia.

EPB - Energisa Paraíba.

NOTAS:

- I. Legenda aplicada as empresas do Grupo Energisa tensão nominal indicada deverá ser submetida à aprovação prévia da distribuidora;
- II. As tabelas I e II são compostas por tensão nominal fase-neutro (F/N) e fase-fase (F/F).

9. ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO

A apresentação do projeto deverá ser feita em meio digital, através do website da Energisa, através da plataforma AWGPE (Aplicação WEB de Gestão de Projetos), disponível na Agência Virtual Energisa.

Para maior detalhamento do procedimento, poderá consultar o manual AWGPE que está disponível no link:

<https://energisa-prd.justdigital.com.br/sites/energisa/files/2025-02/Procedimento%20para%20envio%20de%20Projetos%20El%C3%A9tricos%20via%20Ag%C3%A2ncia%20Virtual%20-%20Web%20%28AWGPE%29.pdf>

Na primeira fase procura-se determinar as características do projeto:

- a) Projetos existentes;
- b) Mapas;
- c) Circuitos existentes nas proximidades;
- d) Topografia do local;
- e) Plantas da área.

Também se deve considerar o perfil de clientes prioritários (hospitais, órgãos públicos, presídios, indústrias e outros).

Projeto de redes aéreas de distribuição rural (RDR) compreenderá, basicamente, as seguintes etapas.

9.1. Obtenção de Dados Preliminares

Consiste na obtenção dos dados necessários à elaboração do projeto, tais como:

- Objetivo do projeto elaborado;
- Determinação do tipo de projeto elaborado e finalidade. Exemplo, se destina a expansão, reforma ou reforço, etc.;

- Definição das principais necessidades do projeto, ou seja, se este é relativo à correção dos níveis de tensão, melhoria de confiabilidade, atendimento a uma nova área etc.;
- Nesta etapa, deve ser verificado o estado atual da rede.
- Obtenção da planta da área, com delimitação das malhas viárias rurais etc.
- Deverão ser analisados os sistemas característicos do circuito, regiões limítrofes das malhas viárias rurais, edificações (públicas, igrejas, estádios etc.), áreas ambientais etc., das áreas a serem atendidas;
- Caso necessário, deve-se-á, realizar um levantamento de campo complementar;
- No caso de atendimento a novas áreas, por exemplo, um novo loteamento em áreas rurais, deverá ser apresentada planta georreferenciada, em escala adequada, junto ao responsável pelo empreendimento, para lançamento dos dados no sistema de gestão técnica da distribuição juntamente com a documentação do INCRA de descaracterização de área rural para fins urbanos.

Tal descaracterização dependerá ainda de aspectos ambientais e urbanísticos que serão analisados pelos órgãos e entidades competentes, de acordo com a legislação de regência.

a) Estudo básico da área:

- Para novas áreas, deverão ser realizados estudos básicos considerando as condições do local, o grau e tipo de urbanização, tipo de arborização, dimensões dos lotes ou glebas e características das áreas previstas o atendimento.
- Deverão ser verificadas no Sistema de Gestão Técnica da Distribuição a existência de área com características semelhantes às aquelas projetadas, para otimizar o investimento a ser realizado.
- Nas áreas previstas com expansão nos atendimentos, os futuros projetos deverão ser analisados pelo planejamento, de forma compatível com as características de urbanização da região.

- A realização de projeto para atendimento a ligações novas deve ser precedida da análise de viabilidade técnica (AVT) pela área de planejamento regional para verificação das condições técnicas da rede, caso a carga seja superior ao limite previamente estabelecido pelo planejamento.

b) Planos e projetos previamente existentes para a área:

- Devem ser levantados prováveis projetos anteriormente elaborados para a área abrangida, ainda não construídos ou em construção, e que possam ser considerados no projeto em elaboração.

NOTAS:

- I. As redes aéreas de distribuição rural deverão ser projetadas obrigatoriamente às margens das estradas vicinais, entretanto, nas situações de inviabilidade proposta, esta deverá contemplar ao máximo trechos de redes de distribuição rural as margens dos acessos rurais.
- II. Loteamento "Rural", deve atender à legislação. Por exemplo: Lei Federal 6766 - 19/12/79 que regulamenta. Também seguir a legislação do INCRA, por exemplo. Instrução Normativa n.º 82 27-03-2015, Cap. V e VI tratam da descaracterização de área rural para fins urbanos.

9.2. Apresentação do Projeto

Consiste no conjunto dos desenhos, listas, cálculos, memoriais, formulários, etc., que compõem o projeto e informações necessárias para atendimento às exigências da legislação vigente, inclusive com detalhamento para o caso de travessias (DNIT, DER, rede ferroviária, marinha, capitânia dos portos, etc.) e documento de responsabilidade técnica. O modelo de projeto de travessia consta no anexo de desenhos NDU 007.01 a NDU 007.06, dados técnicos de travessia.

A sequência das etapas acima descritas pode variar dependendo da característica do projeto. Os seguintes documentos devem fazer parte de um projeto:

- a) Arquivo digital do projeto elétrico, em extensão .dwg, georreferenciado, consultando a distribuidora se necessário;

- 
- b) Autorização de passagem, quando for o caso, segundo modelo 04 ou 05;
 - c) Cálculo de demanda (kVA), consulta Anexo B;
 - d) Declaração da prefeitura municipal se responsabilizando pelo consumo de iluminação pública e que os ativos foram devidamente recebidos/transferidos, ou do proprietário/interessado para os casos de condomínios fechados, neste último, obrigatório o contrato de fornecimento de energia elétrica destinada à iluminação.
 - e) Demonstrativo do levantamento do (s) circuito (s);
 - f) Desenhos do projeto assinados pelo responsável técnico e pelo proprietário;
 - g) Desenhos e informações complementares, quando for o caso;
 - Desenhos especiais;
 - Detalhes de travessias Desenhos NDU 007.01 a 007.06;
 - h) Diagrama unifilar;
 - i) Documento de responsabilidade técnica;
 - j) Folha de cálculo de queda de tensão e corrente, segundo modelo do desenho NDU 007.10;
 - k) Levantamento de carga instalada (kW);
 - l) Licença dos órgãos competentes para construções de redes em áreas de proteção ambiental ou que necessitem de autorização dele.
 - m) Dados de reservas ambientais, quilombolas, indígenas;
 - n) Memorial descritivo, conforme modelo 03;
 - o) Projeto urbanístico aprovado pela prefeitura, contendo as larguras das vias e passeios, quando se tratar de loteamento ou condomínio fechados;
 - p) Relação de material;

- 
- q) Além das autorizações e aprovações conforme legislação municipal e/ou estadual.
- r) As documentações necessárias para comprovação de posse estão descritas nos itens abaixo:
- Escritura de compra e venda de imóvel registrada em cartório de notas;
 - Ou certidão de propriedade (matrícula) do imóvel;
 - Ou promessa de Compra e Venda de Imóvel acompanhada da certidão de propriedade do imóvel (matrícula);
 - Ou contrato de locação e, se possível, acompanhado da certidão de registro do imóvel;
 - Ou contrato de comodato e, se possível, acompanhado da certidão de registro do Imóvel;
 - Ou sentença de ação judicial de declaração de posse (ex.: usucapião, reintegração de posse) ou decisão judicial liminar (mandado de imissão na posse);
 - Ou termo de concessão de uso emitido por órgão público, tais como certidão de posse emitida pelo INCRA, agências ou secretarias estaduais de desenvolvimento agrário (atestando o assentamento), dentre outros;
 - Ou carta de arrematação (casos de leilões públicos);
 - Ou carta de adjudicação ou comprovante de ITR atualizado.
 - Ou contrato de financiamento de compra de imóvel junto à instituição financeira autorizada pelo Banco Central. Ex.: Contrato da Caixa Econômica Federal.
 - Assim como demais comprovante que denotam pertencimento de propriedade, segundo contidos e mencionados na REN 1.000 da ANEEL.
 - Nas situações de proximidade de cursos d'água (rios, riachos, açudes, passagem molhada, lagos etc.), é obrigatória que constem as distâncias referentes as faixas de APP (Área de Preservação Permanente) com relação a rede aérea de



distribuição, pois este parâmetro trata-se de um elemento crítico no dimensionamento da rede aérea elétrica exigindo critérios específicos para garantir a segurança e confiabilidade do sistema.

NOTA:

- I. Nas concessões do Grupo Energisa deverão ser consultadas sobre a necessidade de apresentação da comprovação de posse territorial através das seguintes documentações: ITR (Imposto sobre a propriedade territorial rural) e o CAR (Cadastro Ambiental Rural).

9.2.1. Simbologia

Conforme desenhos do anexo A.

9.2.2. Mapa Chave

O mapa chave deve ser apresentado sempre que houver mais de duas folhas de planta construtiva desenhada nas escalas, conforme desenhos NDU 007.08 a NDU 007.09 e modelo 16.

O mapa chave deve conter também os seguintes elementos:

- Acidentes naturais ou artificiais do terreno;
- Chaves identificadas pelo número de cadastro;
- Indicação da parte abrangida por cada folha da planta construtiva.
- Indicação do norte geográfico;
- Indicação dos limites de municípios;
- Linhas de transmissão;
- Número de fases, seção transversal e tipo dos condutores da rede primária projetada;
- Traçado da rede primária;

- Transformadores identificados pelo número de cadastro;
- Outras redes primárias existentes;

9.2.3. Planta Construtiva

A planta construtiva deve ser desenhada nas escalas contida no modelo 16 desde documento normativo.

A planta construtiva deve conter os seguintes elementos:

- Indicação, no ponto de alimentação, de pelo menos dois vãos da rede existente, para cada lado da derivação, com características dos postes, estruturas, número de fases, seção transversal /seção e tipo dos condutores, tensão nominal de operação, classe de isolamento e ângulo de derivação;
- Aeródromos;
- Ângulos de deflexão nas redes rurais;
- Aterramentos;
- Cercas e outros obstáculos ao alcance da rede aérea de distribuição;
- Chaves seccionadoras;
- Comprimento dos vãos;
- Detalhe de elementos quando a escala utilizada dificultar a sua compreensão;
- Detalhes de estruturas não previstas nas padronizações;
- Diagrama unifilar com as respectivas chaves a serem manobradas quando de sua execução, após a aprovação do projeto;
- Estruturas;
- Ferrovias;

- 
- Indicação do ângulo de montagem dos estais quando não forem na bissetriz do ângulo de deflexão;
 - Indicação do cantão ou vão a ser montados com tração mecânica reduzida;
 - Indicação do norte geográfico;
 - Indicação do trecho de arborização a ser suprimido;
 - Indicação do trecho ou das árvores a serem podadas;
 - Indicação dos trechos de roçada;
 - Linhas de transmissão identificadas pela tensão de operação e nome do proprietário;
 - Redes de distribuição de terceiros (Exemplo: Cooperativas de eletrificação rural etc.).
 - Localização dos consumidores com cargas especiais em kVA;
 - Localização dos consumidores novos não residenciais com as respectivas cargas em kVA;
 - Localização dos edifícios de uso coletivo novos com as respectivas cargas em kVA;
 - Marcação dos terrenos e lotes vazios;
 - Matos e pântanos;
 - Numerar os postes existentes e a instalar.
 - Número de fases, seção transversal e tipo dos condutores;
 - Outras ocupações dos postes existentes ou projetadas; rodovias federais, estaduais e municipais e caminhos particulares;
 - Para-raios;

- Parreirais e outras culturas que utilizem estruturas metálicas de sustentação, paralelas ou sob a rede;
- Postes;
- Ramais de ligação com indicação da ligação ao poste;
- Rede de telecomunicação existente ou projetada;
- Rios, arroios, lagos, peraus e barrancos;
- Tipo de estruturas de reforço mecânico projetado: estai (deverão ser avaliados previamente pela Energisa), escora ou base concretada;
- Transformadores de distribuição;
- Outras redes existentes;

9.2.4. Diagrama Unifilar

- Chaves e equipamentos;
- Distâncias dos nós do diagrama;
- Identificação do alimentador com número de fases e seção transversal dos condutores;
- Numeração das chaves de desligamento;
- Potência com número de fases dos transformadores de distribuição.
- A definição da sequência de fases em cruzamentos, derivações ou interligações de alimentadores deve seguir os desenhos esquemáticos disponíveis na NDU 005. Quando houver estruturas com circuitos duplos, triplos etc., por questões operacionais e de segurança, deve-se instalar apenas um conjunto de chaves seccionadoras unipolares por estrutura.

9.2.5. Desenhos Especiais

Devem ser preparados desenhos especiais, em escalas apropriadas, sempre que houver necessidade de se detalhar certos aspectos construtivos do projeto, como por exemplo:

- Equipamentos especiais (religadores, bancos reguladores, transformadores, etc.);
- Saídas de alimentadores em subestações;
- Situações não previstas.

9.2.6. Conteúdo do Desenho

No desenho da planta e perfil devem constar no mínimo as seguintes informações:

- Distâncias Progressivas das estruturas locadas segundo a solução mais econômica;
- Curva descrita pelo condutor mais baixo com as distâncias mínimas do condutor ao solo de 6,0 m, segundo informações das Tabelas 13 a 15.
- Número de poste, tipo de estrutura, poste e vão médio, indicados em perfil e na planimetria;
- Indicação do seccionamento e aterramento das cercas existentes ao longo da faixa;
- Indicação da estrutura onde devem ser instalados chave e para-raios com suas características básicas;
- Indicação esquemática, em planta, da quantidade e posição dos estais;
- Vão equivalentes (calculado) e vão básicos (adotado) de todos os tramos da rede;
- Trações especiais (tração reduzida) quando for o caso;

- Indicação clara e precisa (coordenadas “UTM”) de qual estrutura da rede está derivando o ramal (podem ser projetados vários ramais em uma mesma folha de planta e perfil);
- Indicação dos ângulos de deflexão das redes aéreas de distribuição com inclusão de possíveis derivações.

9.2.7. Travessias

Devem ser preparados os detalhes relativos a projetos de travessia sempre que estas ocorrerem sobre ou sob estradas de rodagem federais e estaduais, estradas de ferro, redes de telecomunicações, de rios e outros.

Os projetos de travessias deverão atender às normas específicas dos respectivos órgãos, e ter o projeto devidamente aprovado por eles. O setor de projetos manterá arquivado o original do desenho de travessia, devidamente aprovado.

No caso de projetos próximo de aeroportos, devem ser obedecidos aos planos básicos de zonas de proteção de aeródromos, heliportos e de sinalização de redes aéreas com balizas (esferas) no anexo de desenho NDU 007.06 é apresentado o plano básico de zona de proteção de aeródromo, segundo desenho NDU 007.07.

9.2.8. Autorização de Passagem

Quando a rede atravessar terrenos de terceiros será exigida a autorização de passagem pessoa física e jurídica, conforme modelo 04 e 05, mediante a assinatura de duas testemunhas.

NOTA:

- I. Nas situações de relevos acidentados onde existam limitações de acessibilidade necessária a execução da obra de construção da rede área de distribuição a projetar, deverá ser solicitado autorização de passagem com abertura de estrada vicinais com objetivo de construção e manutenção da rede aérea de distribuição projetada.

9.2.9. Documento de Responsabilidade Técnica

Os termos componentes do projeto devem ser assinados por responsável técnico habilitado, indicando o respectivo número de registro no órgão competente, bem como pelo (s) proprietário (s) da obra. O documento de responsabilidade técnica (TRT ou ART) deve ser anexada depois de efetuado o pagamento da taxa. Entende-se como órgão competente, os conselhos regionais de:

- CRT - Conselho Federal dos Técnicos Industriais;

Termo de responsabilidade Técnica (TRT): é o instrumento que define, para os efeitos legais, os responsáveis técnicos pela execução de obras ou prestação de serviços relativos às profissões abrangidas pelo Sistema CFT/CRT.

- CREA - Conselho Regional de Engenharia e Agronomia;

Anotação de responsabilidade Técnica (ART): documento que define, para os efeitos legais, os responsáveis técnicos pela execução de obras ou prestação de quaisquer serviços de Engenharia e Agronomia, objeto do contrato.

9.2.10. Folha de Cálculo de Queda de Tensão e Corrente

Deve ser preparada para todo projeto de novas cargas, no caso de rede aérea secundária, não só para verificação das condições da rede aérea projetada, como também para servir de informação cadastral para efeito de atendimento a novas cargas e controle de rede. Os cálculos deverão ser efetuados por transformador e alimentador, os quais devem estar atualizados para permitir o referido controle. Deve ser apresentado o memorial de cálculo de queda de tensão e corrente, conforme desenho NDU 007.010.

9.2.11. Licenças Ambientais

Quando a rede atravessar e/ou passar próximo a áreas arborizadas ou cursos d'água, será exigida a licença ambiental, devidamente assinada por órgão competente.

9.2.12. Memorial Descritivo

Deverá ser apresentado contendo as informações conforme modelo 03.

9.2.13. Relação de Material e Orçamento

A relação de materiais e o respectivo orçamento devem ser preparados para todos os projetos, segundo os critérios relacionando os materiais novos e os que devem ser devolvidos.

10. ANÁLISE DE PROJETOS

Os projetos devem ser analisados mediante critérios embasados pelas normas técnicas da Energisa, especificações técnicas de construção e normas brasileiras. O projeto deve ser analisado, prioritariamente, em sua totalidade.

No entanto, se ele apresentar não conformidades que se repetem ao longo das plantas, não se faz necessário analisar todo o projeto. O andamento da análise do projeto poderá ser acompanhado pela plataforma AWGPE (Aplicação WEB de Gestão de Projetos),

na Agência Virtual Energisa, e quando da conclusão da análise dele será disponibilizada a carta de aprovação ou reprovação. Também é praticada a disponibilização do resultado das análises dos projetos via e-mail por intermédio de carta devidamente direcionada ao responsável técnico ou proprietário do empreendimento.

10.1. Prazos para Análise

A distribuidora terá o prazo máximo conforme regulado pela resolução n°. 1.000/2021 para informar ao projetista e interessado o resultado da análise do projeto após sua apresentação, com eventuais ressalvas e, quando for o caso, os respectivos motivos de reprovação e as providências corretivas necessárias.

Nas situações de reprovação do projeto será notificado dos possíveis pontos de correção e quando este submetê-lo a reanálise esse deverá seguir os prazos definidos em resolução obedecendo a mesma metodologia, exceto quando ficar caracterizado que a distribuidora não tenha informado, por escrito, previamente, todos os motivos de reprovação existentes na análise anterior, sendo que, neste caso, o prazo de reanálise também é regulado, segundo resolução n°. 1.000/2021.

10.2. Validade do Projeto

O prazo de validade da aprovação do projeto é de 24 (vinte e quatro) meses, a contar da data de aprovação do projeto pela distribuidora.

Caso neste período de validade do projeto aprovado ocorra revisão da norma da distribuidora que impacte no projeto este deverá ser adequado, segundo novas premissas do novo documento normativo. Sendo estabelecidos prazos de projetos de iluminação com validade de 24 meses. Conforme descrito na resolução normativa nº. 1.000, de 07 de dezembro de 2021:

10.3. Projeto

Execução, consiste em:

- Levantamento topográfico, segundo modelo 13;
- Locação de estruturas no perfil;
- Dimensionamento mecânico, elétrico e geométrico;
- Proteção e seccionamento;
- Apresentação do projeto.

11. TIPOS DE PROJETOS

Os projetos de redes de distribuição rural devem ser dos seguintes tipos:

- a) Projeto de expansão;
- b) Projeto de reforma;
- c) Projeto de reforço;
- d) Projetos de modificações ou remoção de rede e/ou poste;
- e) Projetos de conexão redes novas;
- f) Projetos de incorporação de rede;

g) Projeto de loteamento e assentamento de interesse social em área rural.

11.1. Projeto de Expansão

São caracterizados pela implantação de todo o sistema de distribuição necessário ao atendimento a uma determinada área.

São trechos da rede aérea de distribuição construída a partir do ponto de conexão com o sistema elétrico existente, onde tem início a ampliação, visando possibilitar a efetivação de uma ou mais ligações simultâneas.

São classificados como projetos de expansão de redes, aqueles onde ocorram:

- Troca de condutores (Recondutoramento);
- Troca de transformadores (Aumento de carga);
- Criação de redes novas;
- Alimentadores expressos não exclusivos, para atender prioritariamente cargas significativas em áreas industriais ou mesmo para alimentar cargas especiais;
- Alimentadores que irão energizar as redes aéreas de distribuição rurais a partir das subestações abaixadoras;
- Alimentadores que possibilitarão a energização de localidades onde não existe subestação de distribuição (SED);
- Alimentadores propostos para aliviar ou dividir cargas de circuitos sobrecarregados com demanda próxima de sua capacidade térmica, ou com queda de tensão elevada.

NOTA:

- I. Cargas especiais são aquelas com flutuação brusca, como máquinas de solda elétrica, motores com partida frequente, máquina de solda, moto geradora, máquina de solda transformadora, fornos elétricos a arco, motores (Indução, síncronos e corrente contínua), raios-x, etc.

11.2. Projeto de Reforma/Melhoramento

São projetos que visam à implantação de todo o sistema de distribuição necessário ao atendimento a uma determinada área. Os trechos da rede aérea de distribuição construída a partir do ponto de conexão com o sistema elétrico existente, onde tem início a ampliação, visam possibilitar a efetivação de uma ou mais ligações simultâneas.

NOTA:

- I. A construção de novos trechos para interligações de alimentadores ou com outras finalidades de natureza operacional, não se considera como expansão.

11.3. Projeto de Reforço

São considerados de reforço os projetos ligados a obras de:

- a) Alterações vinculadas as subestações de alta tensão (ex.: aumento do número de alimentadores);
- b) Regularização de níveis de tensão ou do carregamento (ex.: aumento de seção dos condutores, etc.);
- c) Regularização do desequilíbrio (ex.: conversão de rede monofásica em trifásica);
- d) Troca de transformador de distribuição em sobrecarga, por outro de maior capacidade;
- e) Atendimento a mercado, em casos de instalação ou aumento de carga solicitada pelos clientes e que, por consequência, provoquem o aumento de seção de condutores ou conversão de monofásico para trifásico na média tensão existente.

11.4. Projetos de Modificações ou Remoção de Rede e/ou Poste

São aqueles que visam o deslocamento de redes de distribuição que se encontram sobre ou nas proximidades de benfeitorias rurais (casas, estábulos, currais, florestas, vegetação nativa, áreas de proteção ambiental etc.), especificamente para atendimento a clientes ou para adequação as exigências rurais.

NOTA:

- I. Deslocamento ou remoção de poste e de rede, está de acordo com os termos regulado pela resolução n°. 1.000/2021.

11.5. Projetos de Conexão Redes Novas

São aqueles que visam à ligação de novos clientes ou novos empreendimentos a uma determinada localidade (assentamento, sítios, povoado, distrito, chácaras, vilarejos, distritos, aldeias, distritos, etc.).

Os projetos de conexão podem indicar a necessidade de serem elaborados projetos de ampliação (principalmente extensões ou reforços na rede).

11.6. Projetos de Incorporação de Rede

São os projetos de redes de distribuição de energia elétrica projetado e executado por terceiro e sua conexão nas redes das distribuidoras de energia elétrica, especialmente nas áreas rurais. Devem ser seguidas as definições contidas nos documentos normativos de distribuição unificada (NDU) de incorporação de rede vigente no Grupo Energisa.

11.7. Projeto de Loteamento e Assentamento de Interesse Social em Área Rural

O projeto de rede de energia elétrica para atendimento de unidades consumidoras situadas em empreendimentos habitacionais rural de interesse social ou em regularização fundiária de interesse social, destinados às classes de baixa renda, deverá ser elaborado para rede aérea de Alumínio protegida ou nua mediante a avaliação técnica da Energisa e a rede aérea secundária no padrão multiplexado.

O projeto compreenderá obras de distribuição até o ponto de entrega, não incluindo o sistema de iluminação pública ou de iluminação das vias internas, conforme resolução normativa ANEEL.

NOTAS:

- I. Os projetos de loteamentos em áreas rurais de natureza trifásica, deverão ser concebidos com redes de distribuição compacta com cabos de cobertura simples

(XLPE) ou dupla (XLPE/HDPE) (em áreas de aproximação ou interação da vegetação a rede aérea de distribuição), segundo padrões estabelecidos na NDU 004.1.

- II. Todo e qualquer fornecimento em média tensão a loteamentos localizados em áreas rurais poderá ser de natureza monofásica, bifásica ou trifásica mediante a prévia análise de viabilidade técnica/econômica da unidade local do Grupo Energisa. Por exemplo em áreas com taxa de crescimento decenal vegetativo considerado estratégico pelo setor de planejamento do Grupo Energisa a rede aérea de distribuição poderá ser concebida em natureza trifásica, bifásica ou monofásica.
- III. Quando da concepção de redes aéreas de distribuição monofásica, caberá a Energisa uma avaliação técnica/econômica para concebê-la no padrão convencional (NDU 005) ou padrão compacta (NDU 004.1).

11.8. Tipos de Redes e Critérios de Aplicação

11.8.1. Tipos de Redes

Nas redes de distribuições rurais convencionais do Grupo Energisa são padronizados cabos de alumínio nu com alma de aço (CAA) e liga 6201, enquanto para baixa tensão é definido a aplicação dos cabos multiplexados. Enquanto para situações de loteamentos rurais e áreas de aproximação de vegetação a rede aérea de distribuição deve se aplicar cabos duplamente protegidos (XLPE/HDPE) e multiplexadas projetadas segundo padrões urbanos concebidos na NDU 004.1. São os seguintes os tipos de redes em uso nas empresas distribuidoras do Grupo Energisa:

NOTAS:

- I. Nas áreas litorâneas de concessão do Grupo Energisa as condições e especificações contidas na NDU 027.
- II. As especificações técnicas dos cabos de alumínio nu CAA e em liga (6201) estão descritas respectivamente nas Especificações Técnicas Unificadas (ETU) 113.1 e 112.2.

- 
- III. Quando da aplicação dos cabos duplamente protegidos (XLPE/HDPE) em locais de acessibilidade limitada deve se evitar a projeção de estruturas passantes CE1 e CE1A.

11.8.2. Rede Primária Aérea de Distribuição

11.8.2.1. Redes aéreas de distribuição convencionais

As redes de distribuições rurais convencionais deverão ser projetadas com cabos de alumínio nus em liga 6201 e com alma de aço (CAA) sobre cruzetas em concreto apoiados aos isoladores tipo pilar e ancorados em isoladores de suspensão.

NOTAS:

- I. Também deverão ser consideradas e aplicadas as condições estabelecidas na NDU 027 para aplicabilidade de cabos de alumínio nas áreas de corrosão atmosférica.
- II. Em projetos e execução de obras de redes de distribuição rurais deverão ser aplicados tão somente isoladores tipo pilar (Porcelana ou Híbrido) ficando vetada a implementação dos isoladores tipo pino poliméricos em redes convencionais de média tensão rural em cabos de alumínio nus, enquanto em áreas urbanizadas passíveis de padrão de rede aéreas primárias compacta (NDU 004.1) é vetada a aplicação de isoladores tipo pilar (porcelana ou híbrida) ao invés dos tipos pinos poliméricos.
- III. As cruzetas poliméricas em PRFV deverão ter aplicadas restritamente em obras de manutenção e naquelas obras de construção que apresentem acessibilidade limitada ou restrita, tais como topografia acidentada e etc. A aplicação das cruzetas de poliméricas reforçadas em fibra de vidro também fica limitada aos esforços mecânicos superiores das cruzetas padronizadas aço galvanizados e concreto.
- IV. Quando as obras de manutenção da rede aérea de distribuição estão localizadas em atividades agrícolas que utilizam o manejo do fogo, a aplicação das cruzetas PRFV são vetadas.

11.8.2.2. Redes Aéreas de Distribuição Protegidas

Caracterizam-se por utilizar cabos de alumínio protegido camadas simples (XLPE) ou dupla (XLPE/HDPE) sustentado por cabo mensageiro de aço e espaçadores poliméricos, instalados em intervalos segundo distanciamentos especificados, segundo NDU 004.1. Por sua vez, estes espaçadores têm a função de elemento de apoio para os condutores, dispondo-os em um arranjo losangular compacto de modo que todo o esforço mecânico fique aplicado ao mensageiro, deixando os condutores ligeiramente tracionados.

Os padrões de instalações básicas referentes a esse tipo de rede estão estabelecidos na NDU 004.1.

Esta configuração de rede aérea de distribuição em média tensão compacta deverão ser projetadas nas seguintes situações:

- a) Em trechos de áreas com elevada densidade ou interação com vegetação;
- b) Em áreas configuradas como loteamentos em áreas rurais, vilarejos, vilas, aldeias, distritos, assentamentos etc.

NOTAS:

- I. Em trechos densamente arborizados ou com galhos em contato permanente com os condutores, ou em alimentadores onde o nível de confiabilidade exigido seja elevado, é sugerida a utilização de estruturas do tipo CE2 em tangente, não sendo permitido utilizar estruturas de passagem do tipo CE1 e CE1A.
- II. Quando necessária a construção de redes aéreas compactadas em áreas rurais essas deverão atender os padrões descritos na NDU 004.1.
- III. Item b será passível de avaliação técnica econômica pela Energisa acerca dos padrões de redes de aéreas de distribuição compacta ou convencional.

11.8.3. Rede Secundária Aérea de Distribuição

11.8.3.1. Rede Secundária Isolada Multiplexada

O principal material utilizado nas redes secundária isolada multiplexada são:

- Condutores: cabos de alumínio isolados e multiplexados, autossustentados por meio de cabo neutro (Mensajeiro) que poderá ser nu ou isolado;
- Mensageiro: condutor neutro (mensajeiro), formado por fios de alumínio 1350 (CA) ou de alumínio liga (CAL), de seção circular;
- Braços suportes: ferragens destinadas à sustentação da rede a base de isoladores tipo roldana.

Os padrões de instalações básicas referentes a esse tipo de rede estão estabelecidos no NDU 004.3.

NOTA:

- É vetada qualquer construção de redes aérea secundária em condutores de Alumínio nu.

11.9. Critérios de Aplicação

11.9.1.1. Projetos de Expansão

O padrão mínimo de atendimento em áreas rurais, estabelecido pela distribuição, é o de redes isoladas de baixa tensão.

Embora exista uma grande extensão de redes secundárias na modalidade convencional (cabos nus) nas empresas distribuidoras do Grupo Energisa, esse tipo de rede não deve ser utilizado nas extensões de novas redes aérea de distribuição.

11.9.1.2. Projetos de Reforma e Reforço

No caso de modificação, reforma e reforço, após esgotadas as soluções de engenharia tais como, remanejamento de cargas, mudança de transformadores de distribuição, etc., que permitiriam manter a rede aérea convencional, ou em casos considerados especiais, a rede secundária deve ser alterada para o padrão de rede isolada.

A determinação anterior é válida também para os trechos secundários de projetos de reforma e/ou reforço que envolva substituição da rede de média tensão convencional para protegida.

11.10. Meio Ambiente

Projeto de redes aéreas de distribuição rural, localizado no interior ou entorno de Unidade de Conservação da Natureza, deve ser autorizado pelo órgão gestor da respectiva Unidade de Conservação. Em caso de afetar a Área de Preservação Permanente (APP), deve ser autorizado e licenciado pelo órgão ambiental, município e órgão ambiental estadual.

Nos casos de imóveis localizados no interior de Unidades de Conservação de Proteção Integral ou Áreas de Preservação Permanente - APP, as solicitações de novas ligações de energia não podem ser atendidas, com exceção dos imóveis localizados em Áreas de Preservação Permanente que se enquadrarem nos casos de utilidade pública, interesse social e baixo impacto, e demais casos previstos na legislação ambiental (Lei 12.651/12 e MP n.º 571/12 ou lei vigente que a substitua), devidamente autorizados pelo órgão ambiental competente.

As atividades empresariais enquadradas na Lei 6.938/81, Política Nacional do Meio Ambiente, e listadas na Resolução CONAMA n.º 237/97 e no Anexo 1 do Decreto N.º 44.820/2014, devem apresentar Licença Ambiental expedida pelo Órgão Ambiental competente: IBAMA, órgão ambiental estadual ou municipal.

Nos casos de Imóveis localizados no interior de unidades de conservação de uso sustentável, ou no entorno de Unidades de Conservação de Proteção Integral (Art. 46 da Lei N.º 9985/00-SNUC), dependem de autorização ou Licença Ambiental expedida pelo órgão ambiental competente (federal, estadual ou municipal conforme a gestão da unidade) para a ligação de energia.

Em áreas rurais, onde a instalação de energia visa o atendimento à atividade de irrigação, a empresa responsável pela elaboração do projeto deve apresentar o documento de outorga de água (superficial ou subterrânea) ou dispensa do órgão ambiental estadual.

NOTAS:

- I. Enquanto ao tratamento dos requisitos referentes a inspeção no planejamento e controle da arborização rural com vista à coexistência com sistema elétrico, em



consonância com a política de meio ambiente em toda área de concessão do Grupo Energisa;

- II. O projeto para atendimento à unidade consumidora isolada, loteamento ou condomínio situado em áreas de preservação ambiental, esse deverá ser elaborado, após a autorização empresa responsável pela emissão da licença ambiental da área destinada ao projeto. Nas questões e diretrizes pertinentes e necessárias para o gerenciamento dos processos de manejo da vegetação que esteja interagindo na operação das linhas e redes de distribuição de energia elétrica deverá ser consultada na NDU 016.1 e suas prerrogativas;
- III. Nas áreas rurais onde existam o fluxo de aves ou animais da fauna deverão ser aplicados na fase de projetos dispositivos destinados ao impedimento de interação direta desses com a rede aérea de distribuição. Tais dispositivos estão apresentados na NDU 005, ETUs 194.1, 194.3 e 197.6.
- IV. Quando da impossível do atendimento em virtude de configuração de área de preservação ambiental, deverá ser realizado um estudo individual para se encontrar uma solução ótima que cumpra a legislação, e equalize os fatores técnicos, econômicos e de integração com o meio ambiente. Neste caso deve ser anexado ao projeto uma cópia da licença prévia emitida pelo órgão de controle do meio ambiente. É importante lembrar que a Licença Prévia não autoriza o início das obras e nem o de qualquer outro tipo de atividade. Posteriormente será necessário a Licença de Construção e a Licença de Operação e Manutenção.

12. PLANEJAMENTO

A elaboração de projeto deve ser precedida de estudos de planejamento, elaborados segundo orientações específicas e consistindo das seguintes etapas:

12.1. Planejamento da Rede

Devem ser efetuados os levantamentos e estudos das características das cargas, estimativa da demanda e análise das condições de fornecimento, proporcionados pelo sistema atual em função do crescimento da carga.



A partir dessa análise, deve ser tomada a decisão quanto à necessidade ou não de reforma da rede existente, ou a construção de uma nova rede aérea de distribuição.

12.2. Confiabilidade

Com base na configuração básica estabelecida para a rede e visando proporcionar uma confiabilidade dentro dos parâmetros adequados, devem ser definidos os pontos para as interligações e as localizações das chaves para seccionamentos, para permitir a minimização do tempo e das áreas afetadas pelas interrupções durante os serviços de manutenção ou emergências, bem como, nos casos de transferência de cargas de uma rede a outra mediante interligações.

12.3. Proteção da Rede

Devem ser definidos os tipos e as localizações dos equipamentos de proteção contra sobrecorrentes e sobretensões, tais como, chaves fusíveis e para-raios.

12.4. Correção dos Níveis de Tensão

Juntamente com o dimensionamento do condutor, devem ser analisadas técnica e economicamente, as seguintes alternativas, dentro do horizonte de projeto, visando o controle dos níveis de tensão ao longo do tempo:

- Troca de Tap's nos transformadores de distribuição;
- Troca do condutor instalado inicialmente.

12.5. Disponibilidade de Carga (Estudo de Viabilidade Técnica de Atendimento)

A solicitação deve ser feita à área de Planejamento da Distribuição para a devida apreciação e estudo de viabilidade técnica de atendimento.

12.6. Levantamento Cadastral

Deverão ser levantadas todas as vias de acesso às propriedades necessárias para o projeto com GPS (global positioning system) com precisão de no mínimo 5 metros no Sistema de Coordenadas UTM obedecendo os sistemas de coordenadas da tabela IX, assim como a indicação das linhas de transmissão e redes de distribuição de média ou



alta tensão pertencentes a terceiros ou outras distribuidoras, especificando as respectivas tensões nominais e distanciamentos entre redes elétricas.

Características marcantes do terreno devem ser apresentadas no projeto, tais como: separação das vias públicas e dos terrenos adjacentes de propriedade de terceiros, córregos e lagos, montanhas, florestas, cruzamento de estradas e outras redes elétricas existentes na região.

Devem ser delimitadas as unidades de conservação ambiental (mananciais, reservas florestais etc.), os aglomerados (chácaras, loteamentos em áreas rurais, vilarejo, distritos, glebas, sítios, etc.), as obras de engenharia (rodovias, ferrovias, aeródromos, etc.), pedreiras, sítios arqueológicos, etc., atendendo as exigências dos órgãos ambientais, Federal e Estadual. A partir dos dados obtidos no levantamento planialtimétrico georreferenciado, mapas, fotografias aéreas, plantas com localização das propriedades e outros, devem ser preenchidos os seguintes documentos:

- Termo de Autorização de Passagem - Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita (modelos 04 e 05).
- Quando necessário a documentação de acessibilidade de maquinários destinados a construção de estradas vicinais que promovam a exequibilidade da execução da obra de construção da rede aérea de distribuição elétrica.
- Ficha de Levantamento Cadastral Rural (modelo 11 com orientações no modelo 12).

NOTA:

- I. Para maiores informações deverá ser consultada a NDU 031 que trata de topografia para serviços em Linhas e redes aéreas de distribuição de energia elétrica.

12.7. Termo de Autorização de Passagem

Definido o traçado da rede ou ramal rural e havendo necessidade da passagem da linha por propriedade de terceiros, devem ser obtidos desses proprietários o termo de autorização de passagem em 02 (duas) vias.

12.8. Ficha de Levantamento Cadastral

Devem ser cadastradas todas as propriedades da região que estejam dentro da área de abrangência do projeto, utilizando-se uma ficha para cada propriedade, independente de pertencer a um mesmo proprietário, devendo-se proceder do mesmo modo, se houver mais de um ponto de entrega para a mesma propriedade.

O levantamento deve ter início na propriedade mais próxima da rede Rural de onde será derivada, de modo que a sequência de numeração das fichas corresponda ao afastamento da rede de distribuição rural.

Devem ser relacionados todos os aparelhos eletrodomésticos e eletromecânicos que o proprietário possua ou pretenda instalar, anotando-se as quantidades e as potências em Watts de cada equipamento, a potência total e a demanda nas colunas correspondentes da ficha de levantamento cadastral, conforme modelo 11 com orientações no modelo 12.

12.9. Projeto com Alimentação de Novas Localidades

Todo projeto de rede de distribuição rural tem como objetivo principal, atender a um maior número de consumidores. É imperioso que todas as cargas potenciais devam ser consideradas por ocasião do dimensionamento elétrico. Podem-se resumir, nas seguintes situações possíveis de serem encontradas para consideração de carga:

- a) Cargas individualizadas por propriedades isoladas, aleatoriamente distribuídas ao longo do caminhamento e dentro da faixa de influência do traçado caracterizando as propriedades rurais.
- b) O número de clientes atendidos por posto transformação monofásico deverá obedecer especificamente a seguinte determinação por exemplo para 10 KVA (02 ligações no máximo), sendo este ligado diretamente as suas duchas de baixa tensão e quando da inviabilidade técnica dessa situação os consumidores deverão ser atendidos mediante a uma extensão de rede aérea de distribuição em baixa tensão limitada a potência de transformadores monofásicos de 25 kVA. Esta situação será possível mediante a ramais de comprimento igual ou inferior a 40 metros.

- 
- c) Núcleos populacionais ou aglomerações de propriedades, juridicamente organizados ou simplesmente dispostos, identificando comunidades rurais ou povoados para cálculo da demanda em Loteamentos em área rural deverá obedecer às informações do Anexo B.
 - d) Cargas Especiais - As cargas a considerar nestes casos devem ser fundamentadas no levantamento cadastral realizado de modo a avaliar a real necessidade de carga a ser instalada. O dimensionamento da potência dos transformadores aéreos de distribuição deverá ser feito considerando-se a demanda da carga total somada com a demanda das cargas especiais.
 - e) Para atendimentos em loteamentos em áreas rurais deverão ser implantados segundo moldes urbanos, ou seja, redes primárias protegida e secundárias isoladas, o distanciamento máximo radial entre a estação transformadora ao ponto de entrega se limitará a 200 metros. A natureza monofásica ou trifásica de atendimento desses loteamentos deverá ser avaliada tecnicamente pelas concessionárias do Grupo Energisa.
-
- a) Cargas individualizadas por propriedades isoladas, aleatoriamente distribuídas ao longo do caminhamento e dentro da faixa de influência do traçado, caracterizando as propriedades rurais.
 - b) Para o dimensionamento do kVA/lotes em condomínios etc. deverá ser consultada a tabela do Anexo B dessa NDU 007 acompanhada a aplicação da taxa de crescimento contida na tabela III (NDU 007) e tabelas de kVA/Lotes (NDU 006).
 - c) Núcleos populacionais ou aglomerações de propriedades, juridicamente organizados ou simplesmente dispostos, identificando comunidades rurais ou povoados para cálculo da demanda em Loteamentos em área rural, deverá obedecer às informações do Anexo B.
 - d) Cargas Especiais - As cargas a considerar nestes casos devem ser fundamentadas no levantamento cadastral realizado de modo a avaliar a real necessidade de carga a ser instalada. Os tipos de cargas especiais estão definidos na NDU 006.

- e) Os loteamentos nas áreas de concessão do Grupo Energisa quando atendidos em média tensão, deverão ser preferencialmente projetados com natureza trifásica, mediante a prévia avaliação técnica econômica do Grupo Energisa.

O dimensionamento da potência do transformador deve ser feito considerando-se o somatório de todas as cargas instaladas, incluindo-se aí, as cargas especiais.

Para atendimentos em loteamentos em áreas rurais, deverão ser implantados segundo moldes urbanos, ou seja, redes primárias protegidas e secundárias isoladas, o distanciamento máximo radial entre a estação transformadora e o ponto de derivação se limitará ao especificado no item 14.2.3.2.

NOTAS:

- I. Para as cargas especiais, além dos dados básicos acima, deve ser anotada a existência e o tipo e perturbação gerada, para avaliação a melhor forma de controlar o efeito perturbador que possam ocasionar oscilações de tensão na rede ou outro tipo de influência considerada anormal. A classificação do consumidor como “carga” está vinculada às condições gerais de fornecimento, em vigor na Empresa.

12.10. Previsão de Crescimento de Carga

Em alguns tipos de projeto (grandes reformas e extensões de redes novas), torna-se necessário estimar o crescimento de carga para efeito de dimensionamento das redes aéreas secundária e de média tensão. Especial atenção deve ser dispensada na determinação da taxa de crescimento da carga.

a) Rede primária

Quando da necessidade do dimensionamento da demanda (kVA) de lotes deve-se aplicar a taxa de crescimento decenal sobre os valores predefinidos de kVA/lotos neste documento normativo. As informações de taxas de crescimento decenal deverá ser solicitar junto ao setor de projetos local do Grupo Energisa.

b) Rede secundária



Nesse caso, deve ser ressaltado que o índice de crescimento médio das cargas na rede secundária nem sempre coincide com o crescimento médio global da zona típica na qual estão inseridas, isso porque o índice de crescimento da zona típica, já engloba o crescimento vertical (crescimento na área já atendida) e o crescimento horizontal (crescimento em área não atendida).

Além disto, o índice de crescimento por zona típica leva em conta também as cargas a serem atendidas em média tensão.

Devem ser distinguidos três casos:

- Áreas com edificações compatíveis com sua localização e totalmente construídas. Neste caso, o índice de crescimento a ser adotado deve corresponder ao crescimento médio do consumo por consumidor, sendo invariavelmente, um valor pequeno.
- Áreas com edificações compatíveis com sua localização e não totalmente construídas. Para os novos consumidores, deve ser previsto um consumo médio compatível com o daqueles já ligados à rede, de acordo com sua categoria (residencial, comercial ou industrial). Estes dados devem ser obtidos no sistema de gerenciamento da rede.

O número de novos consumidores a serem ligados, dentro do horizonte de planejamento da rede, deve ser compatível com o ritmo de construção da área em estudo.

Além disso, o índice anterior aplicado aos consumidores já existentes deve ser previsto para os novos consumidores.

- Áreas com edificações não compatíveis com suas localizações. Este caso, normalmente, corresponde a uma taxa de crescimento mais elevada, tendo em vista a tendência de ocupação da área por outros tipos de edificação.

Como exemplo, pode-se citar o caso de residências unifamiliares horizontais, em áreas com tendências para construção de residências multifamiliares verticais. Neste caso, a demanda futura deve ser estimada com base na taxa de ocupação futura, levando-se em conta o ritmo de construção observada no local.

A Tabela III deverá considerar aspectos técnico-econômicos para um horizonte de 10 anos na qual é caracterizada pelos fatores de multiplicação de demanda em função da taxa de crescimento.

Deste modo, conforme as condições de crescimento da área, as demandas individuais calculadas no item anterior devem ser multiplicadas pelos fatores da Tabela III, cujos resultados serão baseados os cálculos de dimensionamento das seções dos condutores, das redes aéreas em média tensão (MT) e de baixa tensão (BT), bem como do carregamento final do transformador.

A taxa de crescimento será determinada por cada unidade local do Grupo Energisa em função da perspectiva do crescimento da carga na área ou ainda com base na variação percentual do consumo médio característico.

Tabela III. Taxa de crescimento anual e fator multiplicativo decenal.

Número de Anos	Fatores de Multiplicação de Demanda											
	Taxa de Crescimento Anual											
	1,00%	1,50%	2,00%	2,50%	3,00%	3,50%	4,00%	4,50%	5,00%	5,50%	6,00%	6,50%
10	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,5	1,9
	7,00%	7,50%	8,00%	8,50%	9,00%	9,50%	10,00%	10,50%	11,00%	11,50%	12,00%	12,50%
	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	3	3,1	3,2

NOTAS:

- I. Para taxas de crescimento decenal igual ou inferior a 1% deve-se aplicar o fator correspondente a taxa 1% que seria 1,1. Exemplo: Se a cidade “A” apresentar uma taxa de crescimento decenal de 0,3%, 0,4% ou 0,6% ou ainda qualquer outro valor igual ou inferior a 1% deve-se aplicar o fator correspondente a taxa de 1% que será 1,1 contida na Tabela III;
- II. No sentido de facilitar a usabilidade das taxas de crescimento decenal deverá aplicar a taxa informada da localidade mais próxima a definida na tabela III, ou seja, deverá ser aplicada a regra matemática de arredondamento com uma casa decimal após a vírgula.

Exemplo: Se a taxa decenal da cidade “B” for $1,35\% \approx 1,4\%$, logo este valor estaria mais próximo de $1,5\%$ do que $1,0\%$ dessa o fator deverá ser 1,2 conforme tabela III.

Se a taxa da cidade “B” for $1,2\%$ para essa situação esse percentual estaria mais próximo de 1% do que $1,5\%$, logo o fator deverá ser 1,1 conforme tabela III.

- III. Quando tratar de qualquer processo que envolva o critério de dimensionamento de KVA/lotes deve-se aplicar o método de taxa de crescimento decenal exemplificado neste item 11.10.

13. LEVANTAMENTO TOPOGRÁFICO

O levantamento topográfico deve ser dividido em quatro etapas distintas:

- a) Implantação do traçado;
- b) Levantamento planialtimétrico georreferenciado no Sistema de Coordenadas UTM;
- c) Cálculo de esforço mecânico das estruturas da rede de distribuição aérea;
- d) Elaboração dos Projetos.

13.1. Implantação do Traçado (Planta do Traçado)

A determinação do traçado da rede de distribuição rural (RDR) corresponde à etapa de maior relevância na execução do projeto, pois este corresponderá a melhor solução, mecânica, econômica, ambiental e operacional da rede de distribuição rural. A implantação do traçado baseia-se na rede elétrica existente (ponto de tomada de corrente), nas rodovias malhas viárias rurais, elaborado por ocasião do levantamento planialtimétrico georreferenciado do local.

Deverão ser analisados e estudados todos os fatores que influenciem no projeto, dentre os quais, entre outros, citam-se:

- a) Para as situações de ausência de rodovias, Malhas viárias rurais ou estradas vicinais e demais acessos deverão ser tomadas as diretrizes de traçado optando-se pelo mais retilíneo, menos acidentado possível e que esteja afastada de



vegetações de comprimento igual ou superior a estrutura da rede aérea de distribuição a ser projetada;

- b) Havendo rodovias estas serão adotadas como diretrizes, no traçado observando o distanciamento mais próximo e paralelo possível de uma das margens das referidas rodovias em observância com as legislações dos órgãos estaduais e federais;
- c) No caso das rodovias como diretrizes que tenham faixas bem definidas, o traçado deve, em princípio, desenvolver-se totalmente fora das respectivas faixas e distante, no mínimo, 1,50 metros dessa região limítrofe. Neste caso, devendo ser imprescindíveis e obrigatórias as consultas e observâncias as normas próprias de ocupação dos órgãos responsáveis pelas rodovias (Federais - DNIT ou Estaduais - DER);
- d) Nas situações das indefinições das diretrizes das definições ou dimensões das faixas de escape de segurança das rodovias, o traçado deverá contemplar o afastamento mínimo da margem delas, sem o prejuízo de uma possível ampliação da pista;
- e) A sinalização das redes aéreas de distribuição é feita em conformidade com os procedimentos adotados para linhas de transmissão, de acordo com as ABNT NBR 6535, ABNT NBR 7276, ABNT NBR 15237 e ABNT NBR 15238, mediante a consulta aos órgãos e estradas e rodagem estadual ou federal. Na NDU 005 consta os detalhes da disposição da sinalização;
- f) Dependendo do fluxo e tráfego de veículos (leves, médio e pesado) com número de ocorrências de abalroamento deverão ser produto de análise de instalação defensas (definidas pelos órgãos nas esferas municipais, estaduais e federal) com localização as margens das rodovias estaduais (DER) e federais (DNIT) e quando tratar de órgãos municipais deverá ser consultado os órgãos de mobilidade locais. De forma a proteção a estrutura de rede área de distribuição.
- g) O ângulo de travessia é o menor ângulo formado pelo eixo da linha com o eixo do obstáculo atravessado. O seguinte ângulo mínimo recomendado: 15° para travessias sobre linhas elétricas, conforme ABNT NBR 5422. Enquanto o ângulo de travessia das redes de distribuição com o eixo da linha deve ser superior a 60° ,



pois não há induções significativas nestes casos. Na impossibilidade será realizado um estudo de compatibilidade do trecho.

- h) Dependendo das condições topográficas da região a distribuidora poderá promover alteração das angulações de travessia das redes aéreas de distribuição. Para as situações de travessias deverá ser consultada a NDU 031 que trata acerca de topografia.
- i) O traçado pode afastar-se da diretriz escolhida, sempre que haja anuência dos órgãos públicos responsáveis pelas estradas e rodagens e distribuidora de energia elétrica. O traçado poderá afastar-se ou mesmo cruzá-la a fim de cortar as curvas ou desviar obstáculos, mediante autorização dos órgãos competentes;
- j) No caso das rodovias, é conveniente que o afastamento da rede aérea de distribuição rural não seja superior a 50 m, para não dificultar o acesso à rede, entretanto será necessário o respaldo documental dos órgãos federal e estadual;
- k) O traçado, sempre que possível, deve contornar os seguintes tipos de obstáculos naturais ou artificiais:
 - Canaviais, bambuzais e árvores nativas (ex. araucárias);
 - Mato denso;
 - Áreas reflorestadas ou áreas reservadas para reflorestamento;
 - Cafezais;
 - Pomares;
 - Lagoas, lagos, represas, açudes;
 - Locais impróprios para fundação;
 - Erosões;
 - Terrenos muito acidentados;
 - Terrenos com inclinações transversais superiores a 50%;

- Picos elevados;
- Locais onde normalmente são detonados explosivos;
- Loteamento e terrenos muito valorizados;
- Benfeitorias em geral;
- Aeródromos;
- Outros não mencionados, mas que, a critério do topógrafo e/ou projetista, mereçam ser contornados.

l) O traçado deve considerar como de preservação permanente, as áreas e / ou vegetação situadas nos seguintes locais:

- Ao longo dos rios ou de qualquer curso d'água;
- Ao redor das lagoas, lagos e reservatórios d'água naturais ou artificiais;
- Nas nascentes permanentes ou temporárias incluindo os olhos d'água seja qual for sua situação topográfica;
- No topo de morros, montes, montanhas e serras;
- Nas bordas dos tabuleiros ou chapadas;
- Nas encostas ou partes destas;
- Nas cavidades naturais subterrâneas.

m) Quando a passagem por estas áreas for inevitável, deve ser objeto de consulta a Órgão Estadual Competente e qualquer prosseguimento aos serviços sem a prévia consulta, deve correr por conta e risco da Empreiteira e do proprietário.

n) Caso o traçado tenha que necessariamente atravessar loteamento ou terrenos muito valorizados, deve-se aproveitar o mais possível as regiões limítrofes as vias vicinais, procurando desta forma, minimizar as desapropriações;

- 
- o) O traçado não pode passar sobre qualquer tipo de edificação;
 - p) Caso o traçado tenha que se aproximar muito de aeródromos, deve ser observado o plano básico de zonas de proteção regulamentado pelos órgãos competentes e normas específicas, dentre eles, o Código Brasileiro do Ar.
 - q) O número de ângulos do traçado e seus valores devem ser reduzidos ao mínimo indispensável para a boa execução do traçado, para não implicar em estruturas especiais que oneram o custo do projeto.

NOTAS:

- I. Em terrenos agrícolas mecanizáveis, os marcos ou piquetes, conforme especificado na NDU 031 de modo a evitar que sejam danificados ou danifiquem máquinas agrícolas.
- II. Nas áreas de fluxo intenso de maquinários ou implementos agrícolas, os postes da rede da distribuição deverão ser instalados e concebidos no momento do projeto por defensas no sentido de mitigar possíveis abalroamentos das estruturas da rede elétrica.
- III. No caso de ocupação da faixa de linhas de distribuição de alta tensão (LDAT) da própria distribuidora, em especial próximo de subestações congestionadas, os setores responsáveis devem ser consultados previamente, assim como nos casos de paralelismo com outras redes de distribuição.
- IV. O traçado deve ser tal que, permita a existência de uma faixa livre, a partir do eixo, os valores de largura de faixas deverão ser consultados na NDU 016. No caso de ocupação de faixas de rodovias, o traçado deve atender rigorosamente às normas próprias dos órgãos responsáveis por elas;
- V. Em obras contratadas pela Energisa, devem ser instalados marcos de concreto no vértice e a cada 02 (dois) km em alinhamentos longos. O marco de concreto deve ter a forma de um tronco de pirâmide de seção reta quadrada, com 50 cm de altura e bases superior e inferior com 10 e 20 cm de lado, respectivamente. O marco deve ser denominado de MA para alinhamento e MV para os vértices e numerados separadamente, em ordem crescente, a partir do MA = 0 e MV = 1.

13.2. Levantamento Planialtimétrico

O levantamento do eixo da rede de distribuição rural deve ser feito tomando como base os pontos de referência instalados ou definidos durante a implantação do traçado. O levantamento da faixa e o nivelamento do perfil correspondente ao traçado devem ser executados concomitantemente com o lançamento deste último no terreno. Na planimétrica devem constar, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Indicação de estradas de rodagem, municipais, federais, estaduais, ferrovias, hidrovias, aeroportos e helipontos;
- b) Todas as linhas de transmissão, distribuição de energia e comunicações;
- c) Indicação de divisas das propriedades com os nomes dos respectivos proprietários;

Tabela IV. Sistemas de coordenadas georreferenciadas.

Distribuidoras do Grupo Energisa.	Sistemas de Georreferenciamento.
EMR	UTM SIRGAS 2000 23 e UTM SIRGAS 2000 24
ETO/ESS	UTM SIRGAS 2000 22S e UTM SIRGAS 2000 23S
EMT	UTM SIRGAS 200 21
EMS	UTM SIRGAS 200 21 e UTM SIRGAS 200 22
ERO	UTM SIRGAS 2000 20S
EAC	UTM SIRGAS 2000 19S
ESE	UTM SIRGAS 2000 24S
EPB	UTM SIRGAS 2000 24

- d) Todas as culturas, tipos de vegetação e tipo de terreno;
- e) Detalhes dos pontos de saída, chegada e deflexão de rede, inclusive suas coordenadas geográficas, segundo tabela IV.
- f) Indicação do rumo ou azimuth em todas as tangentes;
- g) Indicação das estacas do levantamento topográfico com as distâncias progressivas acumuladas nas mesmas e as respectivas cotas;
- a) Indicação da existência de aeroportos;

- 
- b) Indicação das cercas existentes, com o número de fios de que é composta.
(Exemplo: 4FF = 4 fios de arame farpado e 4FL = 4 fios de arame liso).

13.3. Perfil

O perfil deve conter:

- a) O traço do perfil do terreno;
- b) Escala de cotas marcada a esquerda de cada desenho;
- c) Altura dos obstáculos localizados no eixo da rede de distribuição rural.

13.4. Caderneta de Campo

Os documentos como cadernetas de campo do levantamento topográfico, planta e desenhos de perfil e a planta do traçado, devem ser apresentados em via impressa e meio magnético como resultado do levantamento topográfico do eixo da linha de distribuição com ART/CREA do profissional responsável e memória de cálculo.

Deverá ser consultada as especificações e procedimentos de preenchimento de informações conforme especificações definidas na NDU 031.

13.5. Desenhos Especiais

Devem ser desenhados sempre que se fizer necessários, por imposição de circunstâncias especiais, quando o simples desenvolvimento planialtimétrico não for suficiente para definir com precisão a montagem das estruturas, a disposição dos condutores, dos estais etc., geralmente na escala Horizontal (H) 1:100 e vertical (V) 1:500.

13.5.1. Desenhos de Travessias

Os desenhos de travessias devem ser elaborados dentro das necessidades e nas escalas recomendadas pelos órgãos responsáveis. Os desenhos de levantamento de dados técnicos devem ser elaborados conforme padrão do desenho NDU 007.01 a NDU 007.06.

13.5.2. Desenhos Complementares

Os desenhos complementares quando necessário, devem ser apresentados para melhor entendimento do projeto.



Considera-se como complementares, detalhes de chegada ou saída de subestação, passagem sobre loteamento, zona rural, com indicação das estradas, entre outros.

13.6. Entrega dos Trabalhos Topográficos

Devem ser entregues os seguintes documentos:

- a) Caderneta de campo com cópias em todas as vias do projeto, em arquivo digital;
- b) Planta definitiva do traçado, inclusive detalhes planialtimétricos da interconexão às Subestações e/ ou redes aéreas de distribuição rural e das construções ou benfeitorias na faixa, em arquivo digital (CAD);
- c) Desenho de planta e perfil do levantamento da faixa, inclusive detalhes planialtimétricos das travessias e acidentes mais importantes, em arquivo digital (CAD);
- d) Desenho de dados técnicos para elaboração de projetos de travessia (NDU 007.01 a NDU 007.06);
- e) Eventuais levantamentos especiais em separado, na escala 1:100, em arquivo digital (.kml ou .kmz).

NOTAS:

- I. Para projetos particulares, a critério da Energisa, pode ser verificada no campo, a veracidade de correlação de dados topográficos da Caderneta de campo e terreno natural. Caso os valores obtidos extrapolem os erros máximos admitidos, devem ser cobrados da Empreiteira todos os gastos concernentes ao deslocamento, homem hora etc., e reexecução do levantamento pela Empreiteira.
- II. Para aprovação do levantamento topográfico, a Empreiteira deve encaminhar (cópias em digitais dos desenhos. A Energisa, após análise, deve devolver uma das cópias, com as ressalvas ou observações, se necessárias. Feitas as correções, se houver, a Empreiteira deve encaminhar os originais para aprovação em definitivo.

13.7. Levantamento de Dados Técnicos para Travessias

13.7.1. Travessias de Estradas e Ferrovias

Devem constar todos os detalhes dos pontos do levantamento planialtimétrico georreferenciados levantados como estradas e nomes das localidades mais próximas por ela servidas, posição quilométrica do ponto de cruzamento a mais exata possível, cotas do eixo da estrada e das cristas dos cortes ou pés de aterro, ângulos de cruzamentos e posições relativas das cercas e postes das redes de telecomunicações (telefonia e dados) existentes e localidades adjacentes ao ponto de cruzamento da rede de distribuição rural. No caso de ferrovia, indicar se essa é eletrificada. Os ângulos de cruzamentos estabelecidos no desenho NDU 007.05 e NDU 007.06 somente podem ser adotados se a distância entre os limites da faixa de domínio da rodovia, medida ao longo da rede de distribuição rural, não deverá exceder a 100 metros. Caso isto ocorra, deve ser alterado o traçado de modo a satisfazer esta exigência ou avaliar a viabilidade técnica de vãos maiores.

13.7.2. Travessias de Redes Aéreas de Distribuição

Deverá constar em projetos situações de paralelismo ou pontos de cruzamento com posição e cotas inclusive croqui com as dimensões principais, sua altura e altura dos condutores e fios mais altos e mais baixos no ponto de cruzamento e nas estruturas adjacentes, tensão de operação e as localidades mais próximas por ela servidas. Sendo necessário a indicação da aferição da temperatura ambiente no momento do levantamento das alturas dos condutores.

a) Sobre outras redes aéreas de distribuição da Energisa

- O ângulo mínimo entre os eixos das redes deve ser de 60°;
- Sempre que uma rede aérea em média tensão projetada estiver em nível superior a uma rede aérea em média tensão existente, as estruturas de travessia da primeira devem ser de ancoragem e não é permitida o uso de emenda no vão da travessia;
- Os vãos no cruzamento das redes devem ser de, no máximo, 40 m. Vãos maiores podem ser projetados mediante análise específica da distribuidora;

- Não é recomendado que no posteamento das redes aérea de 24,2/36,2 kV possua redes de baixa tensão de transformadores de distribuição pertencentes a circuitos de tensão 15 kV. Caso seja necessário, os procedimentos de trabalho e segurança devem ser revistos.

b) Sobre redes aéreas particulares

Recomenda-se que não sejam realizados travessias e cruzamentos de redes aéreas particulares com a redes aéreas da Energisa, mas, em condições de excepcionalidade e, exclusivamente para atendimento a centrais geradoras, o cruzamento deve, preferencialmente, ser de forma subterrânea.

Se, após a validação da distribuidora, for detectado a impossibilidade dos quesitos anteriores, deve-se seguir, no mínimo, os seguintes pontos:

- Permitido cruzamento somente para circuitos de média tensão.
- Os eixos das redes devem ser projetados e executados de forma perpendicular (90 graus).
- Tratando-se de circuitos no mesmo nível de tensão, a distribuidora deve avaliar e definir o melhor posicionamento da rede aérea de distribuidora em relação a rede particular (acima ou abaixo), atendendo as distâncias de segurança mínimas padrão das normas da ABNT, os procedimentos de trabalho e normas de segurança vigentes, etc.;
- Quando houver cruzamento de circuitos de média tensão de tensões diferentes, a rede aérea de maior tensão deve sempre ser construída em nível superior ao de tensão mais baixa, devendo atender as distâncias mínimas de segurança, conforme normas da ABNT;
- O vão do cruzamento da rede aérea deve ser de no máximo 40 m. Vãos maiores podem ser projetados mediante análise específica da distribuidora;
- O ponto de cruzamento deve estar equidistante em relação aos postes;

- 
- Os postes envolvidos nos cruzamentos da rede da distribuidora e da rede particular devem possuir estruturas de encabeçamento (pontos mecânicos);
 - Nos postes de encabeçamento devem prever condições para a adoção de aterramento temporário;
 - Nos casos em que a rede particular é convencional (rede nua), ela deve ser com alma de aço;
 - Quando da travessia de rede áreas particulares em redes áreas distribuição existentes da distribuidora (Energisa) essa deve possuir, no mínimo, o mesmo padrão da rede (nua ou compacta ou multiplexada) da distribuidora. Caso a distribuidora altere o padrão da rede, o padrão da rede particular, nos pontos de cruzamento, também deve ser revisado conforme regra estabelecida, mesmo em operação, com custos de responsabilidade do acessante, conforme legislação vigente;
 - Não é permitida emenda de condutores no vão das redes aéreas envolvidas no cruzamento;
 - a Redes aéreas particulares devem ser possui identificação feita, no mínimo, em cada poste em altura visível do solo. Em instalações grandes ou extensas, é recomendado repetir essas indicações ao longo do trajeto, nos pontos acessíveis e nos pontos onde ocorrem mudanças como, cruzamentos, derivações, etc. Os dispositivos utilizados para a identificação não podem possuir informações ambíguas, devem ser duráveis e permanentes;
 - Recomenda-se a instalação de pontos de seccionamento, a montante e a jusante ao cruzamento de ambas as redes, de forma a possibilitar flexibilidade de manobra e procedimentos de segurança. A distribuidora deve validar a quantidade e posicionamento dos pontos de seccionamento considerando as características dos alimentadores.

13.7.3. Travessias de Rios

Nas situações das travessias fluviais, devem ser levantadas as cotas do nível d'água normal e da enchente máxima. No caso de rios navegáveis, a cota de enchente máxima deve ser a cota real, necessitando-se, portanto, da amarração do eixo a um rio navegável(RN) verdadeiro.

Informações sobre a navegabilidade dos rios podem ser adquiridas através dos Órgãos Federais e Estaduais competentes. Deverá observar os detalhes do desenho NDU 007.06 nas situações:

CM: Nível (Cota) máximo alcançado pela água da via navegável ou não navegável, na maior cheia já verificada.

L: Leito ou calha da via navegável ou não navegável.

APP: Largura, em metros, da área de preservação ambiental permanente, medida desde o nível mais alto da água em faixa marginal.

H: Altura, em metros, do maior mastro de embarcação que trafega pela via navegável.

D: Distância vertical mínima de segurança, metros, entre o condutor mais baixo da linha e a cota máxima, já verificada, da água da via navegável ou não navegável.

A: Altura da lâmina d'água medida em relação à menor cota do leito (cota zero ou de referência) da via fluvial.

C: Cota zero ou referência (menor cota do leito ou calha da via fluvial).

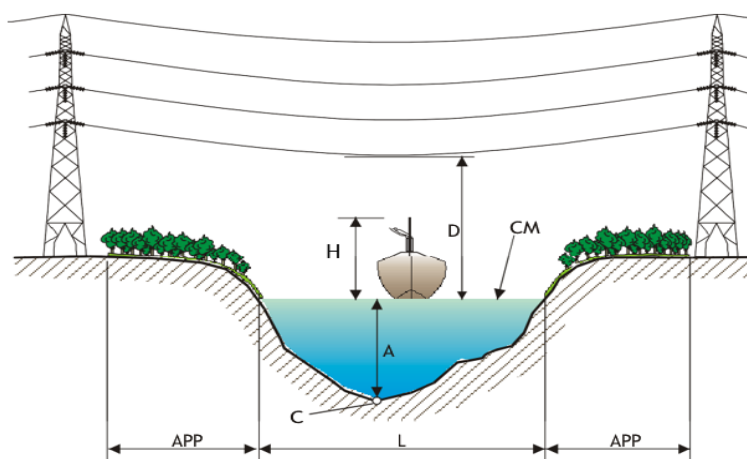


Figura 01. Distância vertical de segurança e faixas de preservação ambiental.

Tabela V. Distância vertical em relação a classe de tensão nominal.

Tensão máxima de operação da linha (kV)	Navegabilidade da via	D - Distância mínima de segurança (m)
Até 36,2	Navegável	$H + 2,00$
Maior 36,2		$H + 3,00$
Até 765	Não Navegável	6,00

Tabela VI. Distância em relação a faixa de proteção ambiental.

Área de preservação	
L - Leito da via navegável ou não navegável (m)	APP - Faixa mínima de preservação(m)
até 50	50
maior que 50 e até 200	100
maior que 200 e até 600	200
maior que 600	500

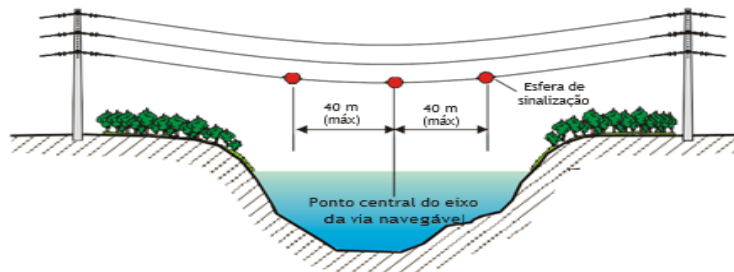


Figura 02. Configuração para redes com tensão superior a 36,2 kV.

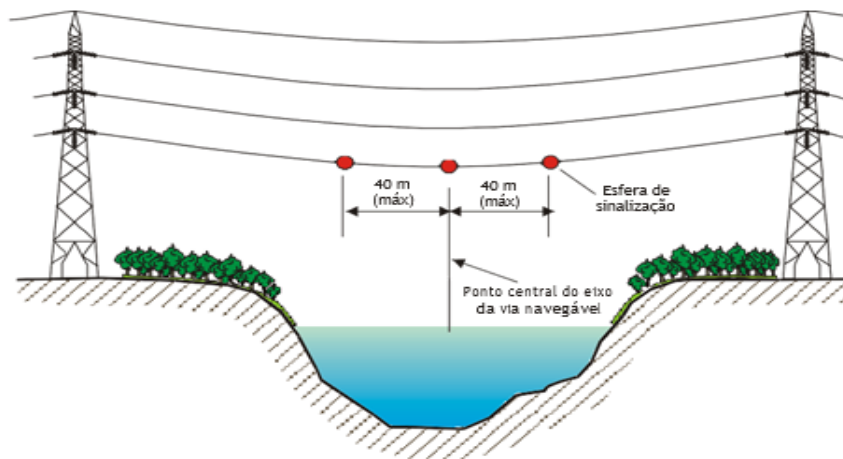


Figura 03. Configuração para redes com tensão inferior a 36,2 kV.

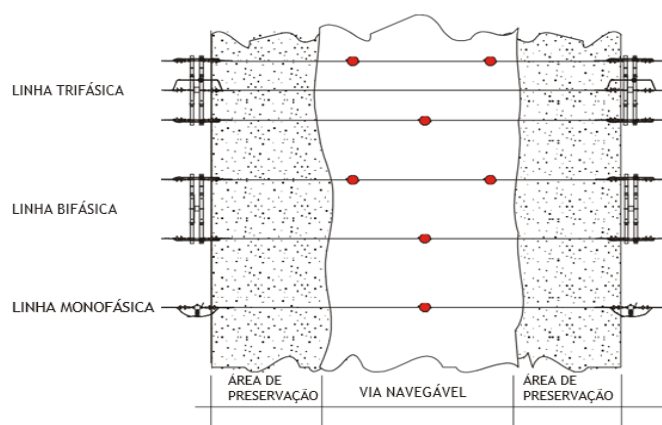


Figura 04. Sinalização com diversas configurações de redes.

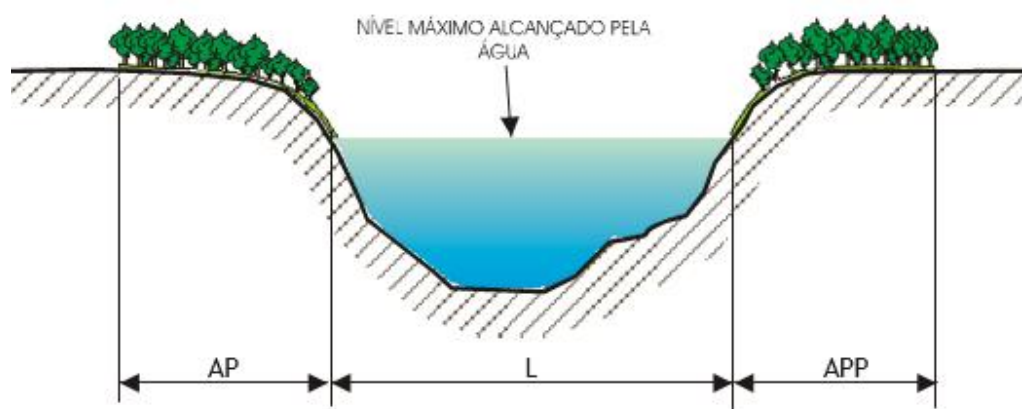


Figura 05. Áreas de APP ao longo do curso da d'água.

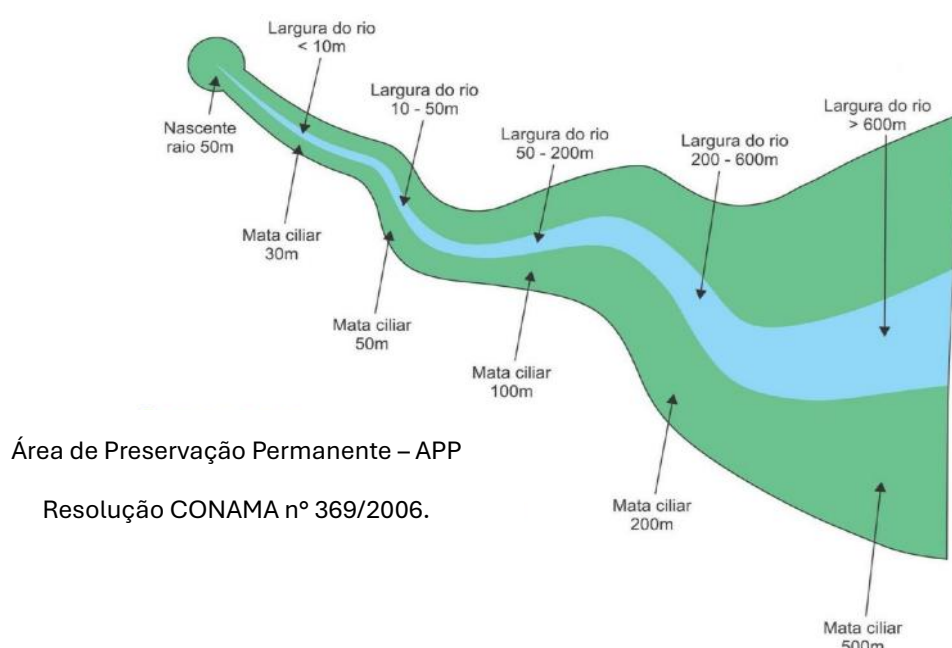


Figura 06. Regiões circunvizinhas de lagos, represas, nascentes cachoeiras.

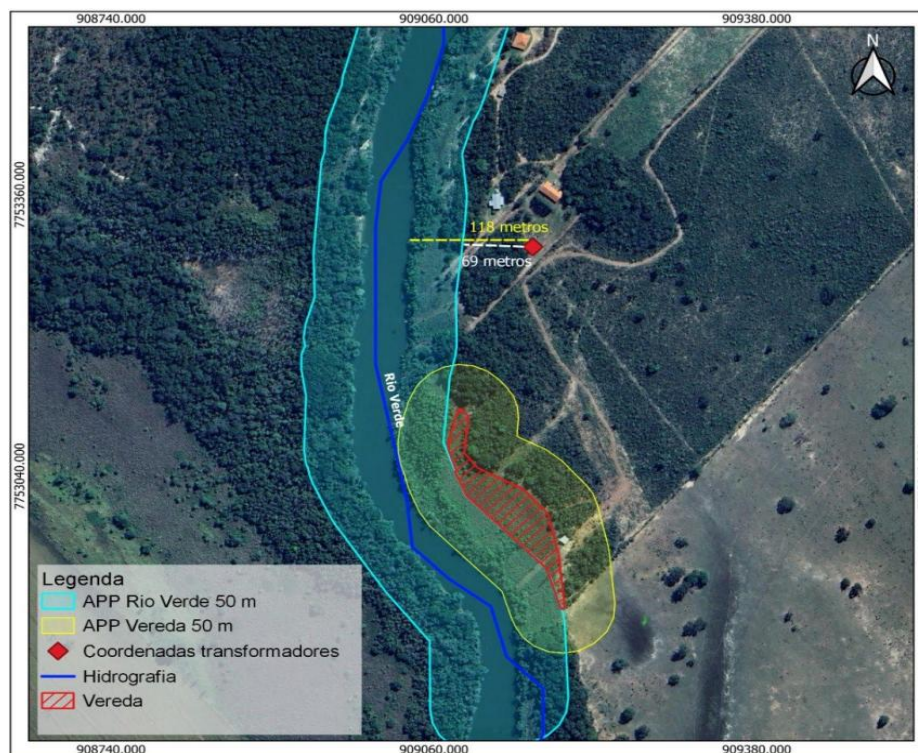
Nota (Legenda Figura 06):

- 30 (trinta) metros, para os cursos d'água de menos de 10 (dez) metros de largura;
- 50 (cinquenta) metros, para os cursos d'água que tenham de 10 (dez) a 50 (cinquenta) metros de largura;
- 100 (cem) metros, para os cursos d'água que tenham de 50 (cinquenta) a 200 (duzentos) metros de largura;
- 200 (duzentos) metros, para os cursos d'água que tenham de 200 (duzentos) a 600 (seiscentos) metros de largura;
- 500 (quinhentos) metros, para os cursos d'água que tenham largura superior a 600 (seiscentos) metros;

II - As áreas no entorno dos lagos e lagoas naturais, em faixa com largura mínima de

- 100 (cem) metros, em zonas rurais, exceto para o corpo d'água com até 20 (vinte) hectares de superfície, cuja faixa marginal será de 50 (cinquenta) metros;
- 30 (trinta) metros, em zonas urbanas.

Para faixas de comprimentos menores dos que foram apresentados na figura 06 esses deverão ter anuência dos órgãos ambientais competentes.



Exemplo georreferenciado de rede área de distribuição nas proximidades de APP.

NOTAS:

A elaboração dos projetos de travessia sobre rios deverá atender às Normas prescritas pelo órgão do Ministério da Marinha - Capitania dos Portos local. Deverão ser observadas as seguintes recomendações:

- I. Os consultores ou projetistas deverão submeter projeto ao Grupo Energisa, com anexo do projeto de rede de distribuição, os projetos de travessias de rios, se houver, devidamente aprovados pelo Ministério da Marinha/Capitania dos Portos locais;
- II. Quando houver cruzamento de rios que exijam vãos superiores a 100 metros, deverá ser efetuado um levantamento planialtimétrico no caminhamento da rede, no trecho da travessia, a fim de determinar a flecha e a altura dos postes;
- III. O ângulo mínimo entre o eixo da linha e o curso da água será de 60 graus;
- IV. As distâncias verticais mínimas dos condutores (superfície de águas navegáveis) na condição de flecha máxima, serão de $(H + 3,0 \text{ m})$ para classe de tensão de 24,2/36,2 kV, enquanto para 15 kV $(H + 2,0 \text{ m})$. Nesta fórmula, o valor de H corresponde à altura do maior mastro, na condição de maior maré, e deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada;
- V. Os cabos condutores a serem utilizados nas travessias deverão ser com cabo de alumínio nu com alma de aço - CAA ou Cabo de alumínio nu liga - CAL - (liga 6201).
- VI. As figuras 01, 02 e 03 são ilustrativas, podem as estruturas serem representadas por postes de concreto duplo T, seção circular, fibra de vidro ou até mesmo torres metálicas.

13.8. Levantamentos Complementares

Os levantamentos complementares de acidentes na faixa ou nas suas imediações, que possam interessar ao projeto da rede aérea de distribuição rural, devem ser executados com precisão e detalhamento compatíveis com cada caso. A seguir, os casos mais comuns com respectivos requisitos mínimos:

1. Acidentes Isolados Importantes

Entram nesta categoria edificações, blocos de pedra, etc. Devem constar: posição relativa, contorno aproximado, cota do topo e indicações de sua natureza;

2. Cursos d'água

Entram nesta categoria, rios, córregos, ribeirões, etc. Deve constar: o sentido da correnteza, sua denominação, nível do fio d'água por ocasião do levantamento, bem como estimativa provável da área inundável;

3. Terrenos Impróprios para Fundação

Entram nesta categoria, brejos, pântanos, erosões, terrenos pouco consistentes, rochas, etc. Deve constar: posição relativa, delimitação e indicação de sua natureza;

4. Tipo de Vegetação e Cultura

Entram nesta categoria: mato, cerrado, capoeira, pasto, pinheiral, cafezal, etc. Deve constar: tipo de divisas e sua posição dentro da faixa;

5. Tipo de Divisas de Propriedades

Entram nesta categoria: muros, cercas e valas divisórias, etc. Deve constar: tipo de divisas e sua posição dentro da faixa;

6. Nomes de Proprietários

Entre duas divisas consecutivas qualquer, deve sempre constar o nome do proprietário do trecho de faixa a ser levantada.

7. Outros Acidentes

Qualquer outro acidente de importância que interferir no desenvolvimento do traçado deve ser levantado. De modo geral, deve constar: posição geográfica e cotas relativas, alturas, delimitação e indicação de sua natureza, conforme a importância que possa ter para o desenvolvimento do traçado.



As cercas que cruzam a diretriz da rede de distribuição rural devem ter os mourões adjacentes ao eixo, pintados de vermelho para facilitar localização futura.

a) Levantamento Especial

Toda vez que houver necessidade de reproduzir um determinado acidente com maior fidelidade, deve-se lançar mão de levantamento com maior precisão, geralmente na escala 1:1.000, e desenhá-lo no projeto, à parte para um melhor detalhamento.

b) Planta do Traçado (localização).

Na planta devem ser indicados, a direção, o norte magnético, os detalhes de saída e de chegada e todos os acidentes principais existentes nessa faixa, tais como: casas (com nome do proprietário), córregos, estradas de ferro e de rodagem, redes telefônicas, telegráficas e de energia elétrica existentes, cercas etc.

Quando o alimentador tronco ou ramais derivarem de rede existente, deve constar na Planta do Traçado, trecho destas redes aéreas de distribuição, contendo os números das estruturas de derivação e das adjacentes, bem como sua identificação (origem e destino, e vão entre elas).

c) Simbologia

A simbologia a ser observada para os trabalhos topográficos e para representação gráfica em projetos deve ser a constante nos desenhos do Anexo A.

13.8.1. Locação Direta

O projeto com locação direta é uma alternativa que pode ser utilizada em projetos de redes, cujas extensões não sejam superiores a 2.000 m ou mesmo maiores a critério da Energisa, em terreno plano, no seu caminhamento e que não tenha travessias de rodovias, ferrovias, linhas de transmissão e telecomunicação.

Esta alternativa pretende associar a rapidez da locação direta com a segurança e benefícios do projeto convencional.

Na locação direta deverão ser apresentados as mesmas informações do levantamento completo, como tipo de solo, divisas (cercas e nomes de proprietários), acidentes geográficos, construções, entre outros.

No caso de terrenos desnivelados, deve ser apresentado o perfil topográfico. O projeto consiste basicamente na locação direta dos postes no campo por piquetes, num método expedito de levantamento topográfico.

A determinação da altura e do tipo da estrutura deve ser feita com base na experiência do projetista, consoante as exigências mínimas vigentes. No auxílio e gestão do processo de locação, segue no modelo 17 uma tabela modelo.

NOTAS:

- I. Nos critérios de locação deverão ser observados as especificações definidas na NDU 031.
- II. Para situações excepcionais onde necessitem de vãos superiores a 80 metros em estruturas tipo T ou N em virtude de terrenos desnivelados, acidentados etc. ou ainda em qualquer tipo de travessia caberá a unidade local do Grupo Energisa solicitar em projeto o perfil planialtimétrico.

13.8.2. Desenho da Planta e do Perfil

13.8.2.1. Escalas

A planta e o perfil devem ser desenhados em CAD no formato A0, A1, A2 ou A3, conforme escalas especificadas na tabela VII para áreas de concessão do Grupo Energisa e modelos 15 e 16.

Tabela VII. Especificações de Escalas Vertical e Horizontal.

Empresas do Grupo Energisa	Escalas	
	Vertical	Horizontais
EPB/EMR/ESS	1:500	1:5000
ESE	1:100	1:1000
EMT	1:200	1:2000
ERO/EAC/ETO/EMS	1:500	1:5000

14. TENSÕES DE CONEXÃO

A escolha da tensão deve ser compreendida sob melhor solução, econômica e operativa, para cada projeto. Na elaboração de projetos que envolvem grandes áreas, para definição da tensão de alimentação, faz-se necessário um estudo minucioso da região observando-se o planejamento global do sistema de distribuição.

NOTA:

- I. As informações contidas nas tabelas I e II estabelecem os níveis de tensões primárias e secundárias padronizadas nas áreas de concessão do grupo Energisa.

15. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO

Consiste na definição da configuração, carregamento e seção dos condutores das Rede primária aérea de distribuição e secundária, características da iluminação pública, localização e carregamento de transformadores, definição e coordenação da proteção e seccionamento da rede.

O resumo dos cálculos elétricos dos dimensionamentos deve ser feito observando-se:

- A corrente admissível pelo condutor;
- A queda de tensão máxima permitida;
- O custo global mínimo que inclui a análise dos custos de instalação e perdas;
- Limite térmico dos condutores.

Os dimensionamentos dos circuitos das redes aéreas de distribuição primárias e secundárias deverão prever também o crescimento vegetativo para a região que eles atendem.

15.1. Rede Primária

15.1.1. Definição Básica

O sistema de distribuição deve ser a 02 (dois) fios para sistemas monofásicos e 04 (quatro) fios para sistemas trifásicos, em que o condutor neutro, oriundo da malha de

aterramento da subestação de distribuição (SED), comum aos circuitos primário e secundário, acompanha toda a rede primária, sendo regularmente conectado à terra, em pontos definidos, de modo a constituir uma rede de terra contínua e de baixa impedância.

Convém que o condutor neutro seja também interligado ao neutro de outros alimentadores, quando disponíveis, inclusive daqueles originários de outras subestações. A seção transversal do condutor neutro é determinada em função da seção dos condutores da rede primária, conforme especificado na Tabela VIII.

Tabela VIII. Seção do Condutor Neutro Contínuo.

Condutor primário		Condutor neutro
Convencional (AWG/MCM)	Protegido (mm ²)	
2	35	2 AWG
1/0	53	
4/0	120	
336,4	170	1/0 AWG

NOTAS:

- I. Para fins de projeto de aterramento, enquadram-se nesta classificação todos os ramais primários monofásicos (fase × neutro) e bifásicos (fase × fase × neutro), que são sempre derivados de troncos trifásicos a quatro fios.
- II. Em ação mitigadora a furtos e vandalismos o neutro contínuo deverá ser em cabo aluminizado, segundo especificação técnica da ETU 125.2.
- III. O dimensionamento de neutro contínuo em redes áreas de distribuição em média tensão deverá ser concebido a cada conjunto circuito elétrico monofásicos ou trifásicos.

15.1.2. Níveis de Tensão

15.1.2.1. Geral

As tensões nominais padronizadas da rede primária são de 11.400/6.582 V, 13.800/7.967 V, 22.000/12.700 V e 34.500/19.920 V, de acordo com as distribuidoras do Grupo Energisa. As Tabelas I e II relacionam as tensões primárias e secundárias padronizadas para cada empresa do Grupo Energisa.

Em sistemas isolados, não interligados ao sistema nacional, a concessionária deverá ser consultada sobre o nível de tensão. As faixas de tensão adequadas no ponto de CONEXÃO devem atender ao PRODIST, módulo 8. Em condições normais de operação, o sistema deverá operar na faixa adequada.

15.1.2.2. Medidas para Correção dos Níveis de Tensão Primária

Nos projetos de rede, devem ser cuidadosamente analisados os critérios utilizados para correção ou regulação da tensão, dentro dos critérios estipulados. As ações mais utilizadas para correção ou regulação de tensão são a instalação de equipamentos reguladores de tensão e de banco de capacitores.

A instalação do dispositivo de regulação de tensão deve estar de acordo com os padrões estabelecidos na NDU 023. Devendo este instalado em local de fácil acesso, na divisa da área urbana com a área rural. Evitar locais próximos a residências ou em vias estreitas ou ainda de fluxo constante de veículos que poderão acarretar abalroamento nas estruturas do equipamento. A instalação de banco de capacitores deve estar de acordo com o item de compensação reativa dessa norma.

15.1.3. Configuração Básica, Trajeto e Faseamento

15.1.3.1. Configuração Básica

A configuração da rede de primaria pode ser definida de acordo com o grau de continuidade de serviço e da importância da carga ou localidade a ser atendida, conforme descrito a seguir:

a) Radial simples:



Este tipo de configuração deverá ser adotado nas áreas onde as próprias características da distribuição de carga forçam o traçado dos alimentadores em direções distintas, tornando antieconômico o estabelecimento de pontos de interligação. Sendo nesta condição, a única opção a de interligação entre remais do próprio alimentador, para permitir uma menor área de abrangência no caso de uma falta de energia.

b) Radial com recursos:

Este tipo de configuração deverá ser adotado em áreas rurais com alta concentração de clientes ou que requeiram maior continuidade de serviço, devido à existência de consumidores especiais, tais como hospitais, centros de computação etc., e sempre que 2 (dois) ou mais alimentadores sigam a mesma direção. Para esta situação, deverá observar os seguintes critérios:

- Na existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores adjacentes dela ou de subestações diferentes;
- Previsão de reserva de capacidade em cada alimentador para absorção de carga de outro alimentador em caso de defeito;
- Limitação do número de consumidores interrompidos e diminuição do tempo de interrupção em relação a configuração radial simples, quando da ocorrência de defeito ou manobra.

c) Anel aberto:

Utilizado em casos em que não há subestações de distribuição (SED) próximas o suficiente às quais um alimentador possa ser conectado ou caso haja cargas particularmente altas, concentradas nas imediações de uma subestação de distribuição (SED). Essa configuração é feita por dois alimentadores de saída da mesma subestação de distribuição (SED) que podem ser conectados.

15.1.3.2. Trajeto

Para a escolha do trajeto das redes aéreas de distribuição, deverão ser observados os seguintes aspectos:

a) Tronco de alimentadores

- 
- Procurar sempre utilizar margens das estradas vicinais já definidos e o traçado aprovado pela Prefeitura, sempre que possível onde existam guias colocadas, evitando ângulos e curvas desnecessárias, vias públicas de tráfego de veículos intenso e muito intenso, conforme definido na tabela 48 (tráfego para pedestres) da NDU 006.
 - Procurar passar o mais próximo possível do centro da carga, de forma a equilibrar as demandas entre os alimentadores;
 - Procurar atribuir a cada alimentador, áreas de dimensões semelhantes evitando, sempre que possível, trechos paralelos na mesma rua ou circuitos duplos;
 - Acompanhar a distribuição das cargas e previsões futuras de expansão;
 - Obedecer à sequência de fases desde a subestação;
 - Sendo necessário mais de um alimentador, deve ser prevista a interligação deles para manobras de emergência, através de seccionadores que permitam a transferência de carga de um para outro;
 - O posicionamento de interligação e chaveamento de alimentadores deve ser de tal forma que favoreça a confiabilidade dos consumidores especiais, tais como, hospitais, torres repetidoras, bombas d'água, laticínios etc.;
 - Para os arruamentos onde há previsão de rede aérea primária, o posteamento da rede aéreas secundária deverá ser dimensionada de modo a permitir a sua futura implantação;

b) Ramais de alimentadores

- Os ramais devem ser, sempre que possível, dirigidos em sentido paralelo uns aos outros, orientados de maneira a favorecer a expansão prevista para o bairro ou localidades por eles alimentados;
- Deve ser levada em consideração a posição da fonte de energia no sentido de se seguir o caminho mais curto;

- Devem ser planejados evitando-se voltas desnecessárias;
- Conservar a sequência de fases do alimentador tronco.

NOTAS:

- I. Deverão analisar as possibilidades de instalação das defensas padronizadas, segundo especificações técnicas unificadas do Grupo Energisa.
- II. Quando houver tráfego intenso em estradas vicinais, deverá analisar a possibilidade da instalação de defensas no sentido da mitigação de acidentes com caminhões, maquinários e implementos agrícolas que venham a promover danos na continuidade do fornecimento de energia elétrica, assim como sinistros patrimoniais. Neste processo, é importante a consulta dos órgãos municipais ou estaduais responsáveis pela permissão necessária à instalação das defensas nos postes que apresentem maior probabilidade de ocorrência de abalroamento.

15.1.3.3. Faseamento

O tronco do alimentador deve ser sempre trifásico. Deve ser identificada a sequência de fases, no projeto, em todas as derivações:

- a) A sequência de fases na saída da subestação de distribuição (SED), considerando se o observador **de costas para o pórtico** de saída, deve ser, da direita para a esquerda:”
 - Placa Vermelha - Fase A.
 - Placa Azul - Fase B.
 - Placa Branca - Fase C.

O reconhecimento do faseamento, nas saídas dos alimentadores existentes, deve ser feito observando-se as placas indicativas instaladas no pórtico da subestação de distribuição (SED).

Em caso de interligação entre alimentadores, além de ser observada a sequência de fases que deve ser sempre indicada nos projetos, devem ser também verificados os

defasamentos angulares introduzidos em cada circuito pelos seus respectivos transformadores de distribuição.

NOTAS:

- I. Na NDU 005 consta uma seção com desenhos descrevendo o sequenciamento de fase de uma rede aérea primária, entretanto a sequência de fases em redes aéreas primárias de média tensão refere-se à disposição física das fases (A, B, C) dos condutores nas estruturas(postes), que é padronizada e importante para a segurança e operação. A identificação e o sequenciamento corretos podem ser observados ao se posicionar de frente para o poste, **com a subestação à frente**, onde as fases seguem uma ordem específica, como a fase A no **lado direito**, a fase B no meio e a fase C no **lado esquerdo**, ou uma distribuição invertida dependendo da configuração da rede área de distribuição.”

Exemplo:

Identificação das Fases

- **Referência de Posicionamento:** Fique de frente para o poste e com a subestação (fonte de energia) à sua frente.
- **Estrutura da Rede:** A identificação das fases se dá a partir da sua posição no poste.

Exemplo de Sequenciamento (Estrutura N1)

- **Fase A:** O condutor do lado direito do poste.
- **Fase B:** O condutor do meio.
- **Fase C:** O condutor mais distante à direita (do lado esquerdo do observador).

15.1.4. Condutores Padronizados

15.1.4.1. Tipo e Seção

Os condutores utilizados em redes aéreas primárias são condutores de alumínio nu CAA (com alma de aço), liga de alumínio (CAL 6201) ou cabos de alumínio multiplexados

autossustentados, variando a utilização conforme a tipologia de rede aéreas de distribuição.

15.1.4.1.1. Rede Convencional

Serão utilizados condutores de alumínio nu:

- Tipo CAA (ABNT NBR 7270 e ETU 113.1);
- Tipo CAL (ABNT NBR 10298 e ETU 112.2).

Tabela IX. Seção de Condutores de alumínio padronizados no grupo Energisa.

Seção Transversal do Conductor (AWG/MCM)	Seção Nominal mm ²	
	CAA	CAL 6201
2	33,59 (Sparrow)	33,54
1/0	53,52 (Raven)	53,52
4/0	107,22 (Penguin)	107,41
336	170,55 (Linnet)	177,62

NOTA:

- É vetada a construção de redes em cabo de alumínio CAA nas áreas compreendidas pela NDU 027, pois nestas deverão ser instalados os cabos de alumínio liga 6201.

15.1.4.2. Dimensionamento

Os critérios de carregamento e dimensionamento da rede primária deve atender à carga prevista para o horizonte de 10 (dez) anos de acordo com a tabela III. As saídas dos alimentadores, nas subestações de distribuição (SED), deverão apresentar seções transversais mínimas de 4/0 AWG para rede convencional ou 120 mm² em cabos protegidos (XLPE ou XLPE/HDPE).

O tronco dos alimentadores deverá apresentar seções transversais mínimas de 120 mm² para rede protegida e/ou 4/0 AWG para rede convencional. Os ramais trifásicos dos alimentadores deverão apresentar seções transversais mínimas de 2 AWG para redes



aéreas convencionais, mediante a critérios definidos pela assessoria de planejamento orçamentário(ASPO) na expansão do sistema.

Os ramais monofásicos dos alimentadores deverão apresentar seções transversais de 2 AWG para rede convencional. O dimensionamento dos condutores de uma rede primária deve ser feito observando-se os seguintes pontos básicos:

- Máxima queda de tensão admissível.
- Ampacidade:
 - Condutores nus: Em regime nominal: 40°C de temperatura ambiente + 30°C de elevação de temperatura (70°C);
 - Condutores cobertos e isolados: Em regime permanente, a temperatura máxima no condutor deve ser 90°C.

15.1.4.3. Carregamento de Alimentadores

O carregamento de alimentadores é função da configuração do sistema (radial ou radial com recursos), que implicará ou não numa disponibilidade de reserva para absorção de carga por ocasião das manobras e emergências.

O carregamento máximo deve situar-se entre:

- Tronco de alimentador radial com recursos (interligáveis): até 60% da capacidade condutiva dos condutores;
- Tronco de alimentador radial (não-interligáveis): até 75% da capacidade condutiva dos condutores;
- Ramais monofásicos (FN e/ou FF): até 80% da capacidade condutiva dos condutores.

Embora a configuração básica seja radial, em localidades onde se dispõe de mais de uma rede saindo de uma mesma subestação ou subestações diferentes, devem ser previstas, na medida do possível, interligações com chaves seccionadoras a fim de possibilitar a transferência de carga de uma para outra em caso de emergência ou de

manutenção. Deste modo, ao projetar a interligação, deve-se observar se existe capacidade de reserva para absorção de carga na eventualidade de defeito. Além disso, adotar condutores de seções transversais compatíveis, até o ponto de interligação, de tal forma a atender a demanda total das redes, com queda de tensão aceitável.

O critério usual para fixação do carregamento de circuitos, em regime normal de operação, é o de se definir o número de circuitos que irão receber a carga a ser transferida. Usualmente, dois circuitos socorrem um terceiro, e estabelece-se que o carregamento dos circuitos que receberão carga não exceda o correspondente ao limite térmico. Assim sendo:

$$S_{\text{term}} = S_{\text{reg}} + \frac{S_{\text{reg}}}{n}$$

$$S_{\text{term}} = \left(\frac{n}{n+1} \right) \cdot S_{\text{reg}}$$

Onde:

n : número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;

S_{term} : Carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;

S_{reg} : Carregamento do circuito para operação em condições normais.

15.1.5. Equilíbrio de Carga

15.1.5.1. Máximo Desequilíbrio Permissível

O desequilíbrio de corrente nas fases de um circuito primário pode causar queda de tensão elevada na fase mais carregada, provocando o desequilíbrio de tensão e o surgimento de corrente no neutro.

O equilíbrio deve ser alcançado ao longo de todo o comprimento do circuito e, principalmente, no horário de carga máxima, quando ocorrem as maiores quedas de tensão. Para redes trifásicas e monofásicas, deve-se adotar o limite de 15% para o máximo desequilíbrio, calculado pela fórmula abaixo:

- Trifásico:

$$Deseq(\%) = \frac{3 \cdot \sqrt{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) - (I_a \cdot I_b + I_b \cdot I_c + I_c \cdot I_a)}}{I_a + I_b + I_c} \cdot 100$$

- Monofásico:

$$Deseq_{\%} = \frac{2 \times (I_a - I_b)}{(I_a + I_b)} \times 100$$

Onde:

I_a , I_b , I_c são os módulos das correntes nas fases em ampères (A).

Nos projetos de reforço e reforma/melhoramento, quando o desequilíbrio verificado for superior ao valor máximo permissível, deve, sempre que possível, ser ajustado de forma que seja atendido o limite de desequilíbrio.

15.1.5.2. Compensação de Reativos

A localização dos bancos de capacitores deve ser escolhida em função da necessidade de correção de reativo e tensão no local da instalação, sendo definida pela área de planejamento.

a) Considerações gerais

A configuração dos bancos de capacitores é estrela isolada.

Os bancos de capacitores são fixos (não automáticos) ou automáticos.

A distância mínima entre os bancos de capacitores deve ser 1,50 km confirmado mediante a avaliação do departamento de planejamento orçamentário local do Grupo



Energisa. Esta distância deve ser respeitada entre os bancos da rede aérea de distribuição Energisa e o banco da unidade consumidora, quando esse existir.

Os padrões construtivos de bancos de capacitores em redes aéreas de distribuição deverão ser concebidos segundo a NDU 023.

b) Bancos fixos

As potências dos bancos fixos são 150, 300 e 600 kVAr.

Os bancos de capacitores fixos devem ser instalados em um ramal da rede de forma que os equipamentos fiquem instalados afastados da rede tronco. O conjunto de para-raios deve ser instalado no poste do banco de capacitor fixo.

A derivação do banco fixo deve ser construída com rede protegida. Caso haja alteração no tipo de rede na derivação, deve ser instalado um único conjunto de para-raios no poste do banco de capacitor fixo.

c) Bancos automáticos

As potências dos bancos automáticos são 300, 600 e 900 kVAr.

Os bancos de capacitores automáticos são instalados sob a rede de distribuição. Deve ser projetado sempre um transformador de potencial exclusivo padronizado para fornecer o sinal de tensão ao comando e este deverá ser instalado segundo padrões definidos na NDU 023.

15.1.6. Interligação, Seccionamento e Derivação

15.1.6.1. Interligação

Na definição de critérios de interligação, deve-se distinguir interligação entre os troncos de alimentadores e entre ramais. Ao se projetar estas interligações, considerar o atendimento aos seguintes requisitos:

- Transferência de toda a carga de um alimentador para alimentadores vizinhos, com o menor número de manobras de transferências possíveis.

- Transferência de carga em excesso de uma subestação para outra vizinha, de acordo com o planejamento elétrico da localidade.

Para cumprir os requisitos acima, em localidades servidas por mais de um alimentador, em cada um deve ser prevista no mínimo, duas interligações do tronco, de preferência com alimentadores diferentes.

15.1.6.2. Seccionamento

O projeto de seccionamento deve prever a complementação dos recursos operativos necessários, após a conclusão do projeto de proteção. Ou seja, primeiramente deve ser executado o projeto de proteção e, a seguir, o projeto de seccionamento.

Como critério mínimo, deve ser instalado um conjunto de chave seccionadora unipolar para cada grupo de até 500 clientes. Essa etapa do projeto deve ser analisada pelas áreas de projeto e operação.

Tipos de chaves a serem utilizadas:

a) Redes monofásicas:

- Chave fusível com lâmina by-pass, 300 A;
- Chave seccionadora unipolar, 400 A;
- Religadores monofásico.

b) Redes trifásicas:

- Chave seccionadora de 400 e 630 A.

As chaves seccionadoras devem ser definidas pelo critério de ampacidade do condutor elétrico (consultar tabela X-A e X-B), sendo implementadas de forma a minimizar os impactos nas áreas afetadas pela interrupção, durante os serviços de manutenção ou emergências, bem como nos casos de transferência de carga de um alimentador para outro, nas interligações.

Na transição da rede convencional para a rede aérea protegida, é obrigatório a utilização de chaves seccionadoras, as correlações entre seções transversais dos

condutores elétricos e chaves seccionadoras unipolares estão definidas nas tabelas 37 e 38.

Quando adotadas, podem ser instaladas na própria estrutura de transição. Havendo impossibilidade para tal, esta deverá ser instalada em estrutura imediatamente anterior ou posterior à transição.

Tabela X-A. Chave Seccionadora e Ampacidade dos Cabos Condutores CAA.

Condutor CAA (Alumínio de NU)		
Seção Transversal (AWG/MCM/mm ²)	Ampacidade (A)	Chave Seccionadora Unipolar (A)
2 AWG (33,59 mm ²)	175	400
1/0 (53,52 mm ²)	230	
2/0 (67,35 mm ²) (*)	265	
3/0 (84,91 mm ²) (*)	310	
4/0 (107,41 mm ²)	350	
266,8 (135,25 mm ²) (*)	440	630
336,4 (170,48 mm ²)	510	

Tabela X-B. Chave Seccionadora e Ampacidade dos Cabos Condutores CAL 6201.

Condutor CAL 6201 (Alumínio de NU)		
Seção Transversal (AWG/MCM/mm ²)	Ampacidade (A)	Chave Seccionadora Unipolar (A)
2 WG (33,54 mm ²)	195	400
1/0 AWG (53,52 mm ²)	261	
4/0 AWG (107,41 mm ²)	404	630
336,4 MCM (177,62 mm ²)	555	

NOTAS:

- I. (*) As redes aéreas de distribuição não deverão ser projetadas ou construídas com condutores especificados.

15.1.6.3. Derivação

Em todas as derivações, chave seccionadoras ou dispositivos de proteção deverão ser projetados.

As derivações trifásicas sem dispositivos de proteção projetadas a partir do tronco de alimentadores com condutores convencionais igual ou superior 1/0 AWG ou protegidos de 120 mm² devem ser projetadas com condutor mínimo de seção transversal 1/0 ou 50 mm² até o equipamento de proteção ou final de circuito.

As derivações monofásicas projetadas a partir do tronco de alimentadores com condutores convencionais igual ou superior 1/0 AWG devem ser projetadas com condutor mínimo de seção transversal de 2 AWG até o equipamento de proteção ou final de circuito.

15.1.7. Proteção Contra Sobrecorrente

As diretrizes detalhadas de proteção, incluindo critérios de instalação, dimensionamento, ajustes e coordenação de equipamentos de proteção, segundo critérios estabelecidos pelas unidades locais do Grupo Energisa.

15.1.7.1. Critérios de Instalação

As principais diretrizes estão resumidas a seguir:

a) Na saída de alimentadores nas subestações de distribuição (SED):

- Religadores de SED:

Nos circuitos alimentadores onde se deseja coordenação ou seletividade com os demais equipamentos de proteção instalados nas redes aéreas de distribuição.

b) Nos troncos de alimentadores:

- Religador de linha monofásico (1Φ):

- 
- a) Derivações ou início de ramais, preferencialmente monofásicos, com elevada ocorrência de faltas momentâneas (transitórias);
 - b) Derivações, preferencialmente monofásicas, que requeiram maior flexibilidade de ajustes para viabilizar Coordenação e/ou Seletividade com demais dispositivos;
 - c) Pontos onde há a necessidade de viabilizar rapidez e/ou precisão de atuação da proteção;
 - d) Pontos onde há histórico de intervenções indevidas de terceiros em elos fusíveis.
- Religador de linha trifásico (3Φ):
 - a) Em redes aéreas de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja probabilidade elevada de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos;
 - b) No início de grandes ramais sujeitos a defeitos transitórios, com grandes extensões de rede ou que possuam traçado de difícil acesso ou com presença de vegetação nas proximidades das redes aéreas de distribuição;
 - c) Logo após um consumidor importante ou uma grande concentração de cargas;
 - d) Início de trechos extensos, nos quais os níveis de curto-circuito não sejam suficientes para sensibilizar o dispositivo de proteção de retaguarda;
 - e) Em pontos específicos de fronteira de trechos Urbano/Rural de alimentadores;
 - f) Em troncos de alimentadores demasiadamente extensos, onde se necessite definir parcelas de trechos ou pontos estratégicos, com prerrogativas de manobras e recomposições, por exemplo, a cada 30 km no tronco, antes ou após uma travessia de rio etc.;
 - g) Em pontos que venham resultar na melhoria da recomposição de alimentador, na transferência de blocos de cargas para alimentadores vizinhos ou de socorro (premissas de self-healing);
 - h) Nas derivações que constituem bifurcações de troncos de alimentadores;
 - i) No início de trechos de linha de uso exclusivo de acessantes, onde a manutenção do trecho é provida pelo acessante;
 - j) Em ramais onde não se permita a utilização de elos fusíveis devido ao carregamento ou à existência de unidades geradoras;

- 
- k) Após o ponto de conexão derivante do alimentador de um gerador/carga com potência considerável (>1 MW), com fins de evitar que o restante do alimentador fique sem sensibilidade ou sem cobertura de proteção;

NOTAS:

- I. A depender do modelo do religador monofásico, deverá ser efetuada uma análise da carga no ponto onde ele será instalado (Rocket One: deverá haver pelo menos 2A de corrente de carga);
 - II. Deve ser evitada a instalação de religadores monofásicos à jusante de chaves fusíveis;
 - III. Pode ser avaliada a possibilidade da utilização de 03 religadores monofásicos num ponto trifásico com chaves fusíveis, desde que economicamente viável, ou seja, 01 religador monofásico por fase num ramal.
- Seccionador:
 - a) Em redes aéreas de distribuição onde se deseja suprir áreas sujeitas a falhas transitórias, cuja elevada probabilidade de interrupção tenha sido constatada através de dados estatísticos.
 - b) Em pontos de manobra na configuração NA (Normalmente Aberta), a fim de possibilitar a transferência de carga em trechos de um mesmo alimentador ou entre alimentadores diferentes.
 - Seccionalizador Monopolar Eletrônico (tipo cartucho):
 - c) Pontos da rede em que há registros de elevada atuação de elos fusíveis por defeitos momentâneos (transitórios);
 - d) Em início de ramais extensos após religadores, onde há uma grande quantidade de elos-fusíveis em sequência, para aumentar a seletividade;
 - e) Logo após um consumidor importante ou uma grande concentração de cargas, desde que não sejam criticamente impactados pelos religamentos do religador à montante;
 - f) Derivações ou ramais em que a corrente de carga é alta para os elos fusíveis;

- Chave fusível:
 - a) Em ramais, observando que o número máximo de elos instalados em série não deve exceder a 03 (três), sem considerar a chave de proteção do transformador de distribuição, desde que exista visualização do ponto de transformação a partir do ponto de derivação.
 - b) Nas derivações para atendimento a consumidores em média tensão deve ser seguidos os critérios estabelecidos na NDU 002.
 - c) Nos transformadores de distribuição deve ser observadas as seguintes condições de acordo com o tipo de transformadores aéreo de distribuição:
 - d) Transformadores convencionais: deve ser sempre instalada a chave fusível independentemente do tipo de rede primária convencional ou protegida (Compacta). O elo fusível deve ser dimensionado de acordo com as Tabelas 06 a 07.
- Transformadores auto-protegidos: a proteção é feita pelos fusíveis e disjuntor existente no transformador de distribuição, porém devem ser observados os critérios de sobrecarregamento e quantitativo de descargas atmosféricas.
- Instalados em redes convencionais: prever a instalação de chaves fusíveis com elos fusíveis 25 K para todas as potências nas situações de derivação da rede aérea de distribuição.
- e) Em todas as derivações de tronco;
- f) Em locais de grande arborização ou grande incidência de pipas, objetos na rede etc.;
- g) Após cargas cuja importância queira maior continuidade de serviço;
- h) Estrutura de entrada (ponto de entrega) de loteamentos, condomínios, dimensionados de acordo com a carga estimada para o loteamento;
- i) Ramal de cliente atendido em tensão primária com potência instalada ≤ 300 kVA;
- j) No início do perímetro rural, quando a rede de distribuição rural derivar de alimentadores urbanos, neste caso, sendo mais recomendável a instalação de chave fusível religadora;

- k) Em ramais injustificáveis, economicamente, a instalação de Seccionizador ou religador automático;

Tabela XI. Dados dos elos fusíveis.

Elos do tipo K	Corrente nominal (A).	Corrente máxima permanente admissível (A).	Límitar da sensibilidade para o menor curto-circuito do trecho (A).
6	6	9	24
10	10	15	40
15	15	22,5	60
25	25	37,5	100
40	40	60	160

- l) No início de ramais monofásicos ou bifásicos derivados de um sistema trifásico.
- m) Chaves Fusíveis, Chaves Fusíveis Religadora e Elos Fusíveis A instalação de chaves fusíveis deve ser feita nos seguintes casos:
- Nas situações de ramais primários até 300 metros, deve-se avaliar a inviabilidade da instalação de chave fusível na estrutura do transformador de distribuição, uma vez validada a possibilidade mencionada anteriormente os equipamentos relatados na letra “l” deverão ser instalados na derivação, desde que estes equipamentos estejam visíveis ao transformador de distribuição.
 - Enquanto para ramais com comprimento acima de 300 metros devem ser instalados os equipamentos definidos na letra “l” na estrutura de derivação que antecede ao transformador de distribuição.

Limite da sensibilidade do elo
de 25 K: I_{cc} de 100 A.

Limite da sensibilidade do elo
de 15K: I_{cc} de 60 A.



Figura 13. Disposição das chaves fusíveis.

NOTAS:

- I. Os elos fusíveis das chaves fusíveis devem ser dimensionados de acordo com a corrente máxima do trecho sem prejuízo à sensibilidade aos menores valores de curto-circuito.
 - II. Enquanto o elo, sob o aspecto de curto-circuito, deverá ser sensível aos valores até 1/4 da menor corrente de curto-circuito no trecho onde ele é a proteção de retaguarda.
 - III. Limita-se ao uso dos elos de 40 K somente em redes rurais de 13,8 kV.
 - IV. Em redes de 34,5 kV, o maior elo fusível que poderá ser utilizado é o de 25K.
 - V. O menor elo fusível para proteção de ramais em redes de 13,8 kV e 34,5 kV é o de 10 K.
 - VI. O uso de elos de 6 K deverá ser observado criteriosamente devido à sua maior susceptibilidade às aberturas por descargas atmosféricas.
- Chaves Fusíveis Religadoras
 - a) No início de ramais extensos onde a chave fusível possua histórico de muitas queimas de Elos Fusíveis por faltas momentâneas (transitórias);
 - b) No início de trechos de circuitos que se estendem a áreas rurais, após atender áreas urbanas (cidades ou pequenas localidades).

NOTAS:

- I. Evitar o uso de duas ou mais chaves fusíveis religadoras em série, exceto em casos em que existam garantias de 100% de seletividade entre elas.
- II. Evitar o uso em pontos da rede de distribuição localizados em áreas de grande concentração de terceiros (pessoas), povoados e distritos. A operação em sequência da chave poderá assustar a população quando da atuação dos elos.

- 
- III. A chave fusível ou fusível Religadora deve ser instalada em estrutura de ancoragem;
 - IV. Chaves fusíveis, seccionalizadores ou chave fusíveis religadoras, deverão ser conectadas à rede principal, por meio de grampo de linha viva;
 - V. Os jumpers dos equipamentos deverão apresentar ampacidade igual ou superior à do equipamento;
 - VI. As bases das chaves fusíveis, seccionalizadores ou chave fusíveis religadoras, deverão ter a base do cartucho, alimentando a carga;
 - VII. Nas estruturas trifásicas, a chave central deve ser instalada em posição oposta ao do neutro, quando houver;
 - VIII. Poderá ser utilizados isoladores para auxiliar na fixação dos jumpers quando houve necessidade de maior resiliência e segurança do padrão construtivos.
 - IX. Nas estruturas monofásicas a chave deve ser instalada em posição oposta ao do neutro.
 - X. Sob hipótese alguma não deverá existir estai(s) lateral(is) do lado de quaisquer tipos de chave padronizadas no Grupo Energisa.

- Bancos de capacitores:

A proteção de banco de capacitores deve ser dimensionada, conforme padrões definidos na NDU 023 e tabela 09.

15.1.7.2. Dimensionamento e Ajustes

- a) Religadores e seccionalizadores

O ajuste desses equipamentos deve ser executado pela operação e planejamento.

- b) Chaves fusíveis:

Devem ser usadas chaves fusíveis com porta-fusíveis de corrente nominal, conforme especificações da ETU 122.1.

15.1.8. Proteção Contra Sobreensões

A proteção da rede primária contra as sobreensões é assegurada no projeto por decisões que envolvem o uso de dispositivos de proteção (para-raios de distribuição).

Os para-raios de distribuição deverão ser instalados em estrutura apropriada e/ou no equipamento e devidamente conectados ao neutro quando existir e interligados ao sistema de aterramento. Sua conexão junto à rede de distribuição aérea, deverá se dar utilizando-se o conjunto de grampo de linha viva (GLV). Os para-raios de distribuição deverão ser aplicados, com corrente de descarga nominal de 10 kA, equipados com desligador automático para desconectar eletricamente e sinalizar para-raios defeituosos, do tipo óxido de zinco, classe 1, com base isolante e desligador automático com tensão nominal:

- 10 kV para sistemas de 11,4 kV / 6,58 kV;
- 12 kV para sistemas de 13,8 kV / 7,97 kV;
- 18 kV para sistemas de 22,0 kV / 12,70 kV;
- 30 kV para sistemas de 34,5 kV / 19,92 kV.

Os para-raios de distribuição deverão ser projetados nos seguintes pontos:

- a) Em transformadores de distribuição;
- b) Em estruturas de equipamentos especiais (banco de capacitores, reguladores de tensão, religadores de linha etc.), seccionalizadores e chaves seccionadoras NA (normalmente abertas);

No caso envolvendo chaves seccionadoras NA é obrigatório a instalação no lado fonte e carga. Alternativamente, pode ser instalado nas estruturas anterior e posterior ao equipamento.

- c) Em estruturas de rede convencional com mudança de NBI, segundo Tabela 17;
- d) Em todas as 03 (três) fases de um fim de rede trifásica, mesmo quando prossegue apenas uma das fases;
- e) Nas transições de rede:

- Convencional para protegida ou vice-versa;
 - Convencional/protegida/isolada para subterrânea ou vice-versa.
- f) Em derivação;
- g) Na transição de rede urbana para rede rural ou vice-versa, instalados sempre do lado da rede rural.
- h) Em todo final de rede.

Deverão ser instalados para-raios de distribuição, ao longo das redes de distribuição rural, em intervalos de no máximo até 5,0 quilômetros, conforme critérios estabelecidos nos projetos de construção de redes e/ou estudos técnicos.

NOTA:

- I. Sendo permitida nas regiões acometidas por elevados índices e níveis cerânicos a deliberação sobre intervalos de instalação dos para-raios em média tensão com distanciamentos inferiores a 5,0 quilômetros. Para tanto, caberá ao demandante dos projetos (projetistas, consultores técnicos etc.) consultar a unidade local da Energisa.
- II. A interligação da rede aérea primária de distribuição convencional ou protegida aos para-raios em média tensão deverá ser feita através de cabo protegido com seção transversal de 50 mm².
- III. O para-raios de média tensão central deverá ser aterrada através de cabo de aterramento especificado segundo a NDU 034 e os laterais deverão ser interligados através de um único cabo, conectado ao cabo do sistema de aterramento. O cabo terra deverá ser contínuo do para-raios até a haste de aterramento. O barramento deverá passar entre os suportes dos mesmos e a cruzeta, por baixo desta.
- IV. Os para-raios em média tensão deve ser envolvidos com protetores de polietileno de alta densidade.

15.1.9. Circuitos Múltiplos

Os circuitos múltiplos ficam limitado a 03 (três) níveis nas estruturas, limitando a:



Os circuitos múltiplos ficam limitado a 03 (três) níveis nas estruturas, sobre a disposição, deverão obedecer aos critérios do nível mais afastado ao próximo em relação ao solo, iniciando do maior nível de tensão ou maior seção transversal do condutor elétrico, para o menor nível ou seção transversal do condutor. Em casos de reconfiguração de rede área de distribuição (novos alimentadores e/ou recondutoramento), a lógica acima pode ser alterada, a fim de se manter a carga derivada no alimentador de origem.

Sobre a disposição, deverão obedecer aos critérios do nível mais afastado ao próximo em relação ao solo.

a) Nas redes convencionais (cabos nus CAA ou CAL 6201):

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Seção transversal dos condutores.

b) Nas redes com mais de um tipo de rede áreas de distribuição:

- Circuitos expressos e/ou exclusivos;
- Nível de tensão;
- Seção transversal dos condutores.

NOTA:

- I. Os transformadores de distribuição deverão ser alimentados, obrigatoriamente, pelo(s) circuito(s) do nível mais baixo.

15.1.10. Definição Básica

A rede aérea secundária deverá ser alimentada por transformadores de distribuição, monofásicos ou trifásicos, cuja potência deverá ser definida conforme item 13.3.1. As redes secundárias deverão ser do tipo monofásica a 02 fios (F+N), bifásica a 03 fios (2F+N) e/ou trifásica a 04 fios (3F+N).



Em locais com circuitos primários trifásicos, a expansão da rede aérea secundária deverá, obrigatoriamente, ser trifásica. O neutro é multiterrado e comum ao primário e secundário.

15.1.11. Níveis de Tensão

As tensões nominais da rede secundária deverá ser conforme padrão da distribuidora. As tensões secundárias padronizadas são:

- Redes secundária trifásica: 380/220 V e/ou 220/127 V;
- Rede secundaria bifásica: 254/127 V, 240/120 V e/ou 230/115 V;
- Rede secundaria monofásica: 230 V (F/N).

15.1.11.1. Equilíbrio de Carga

O desequilíbrio máximo recomendado, em qualquer ponto de um circuito secundário é de 7,5%.

15.1.11.2. Queda de Tensão e Correção dos Níveis de Tensão

O limite de queda de tensão deve ser:

- a) 3% na rede de Baixa Tensão;
- b) 1% no ramal de conexão;
- c) 4% caso o ramal derive diretamente do secundário do transformador.

O processo de cálculo elétrico utilizado para fins de projeto de redes secundárias é o dos coeficientes de queda de tensão em $\%/kVA \times 100$ m sendo a carga sempre considerada equilibrada. Para o cálculo de queda de tensão, deve ser usado o formulário próprio, conforme tabela apresentada no Desenho NDU 007.010 adotando os coeficientes das Tabelas 21 a 25.

As faixas de tensão adequadas, precárias e/ou críticas, no ponto de entrega, devem atender aos critérios definidos no PRODIST, Módulo 8.

Este valor máximo é fixado para verificação da possibilidade de ligação de novos consumidores sem necessidade de modificação de rede aérea e distribuição, dentro do



horizonte de planejamento considerado. No caso de circuito em anel (ver Figura da NDU 006), não é necessário que as quedas de tensão no ponto escolhido para abertura sejam iguais, bastando que ambas sejam inferiores aos máximos permitidos.

Em reforma da rede secundária, quando for verificada queda de tensão superior ao limite máximo permitido, o projetista deverá adotar as ações, de acordo com avaliações técnicas e econômicas, para correção do problema:

a) Equilibrar as fases

Remanejar cargas entre as fases, de forma que o desequilíbrio seja igual ou inferior ao estabelecido no item 10.2.2.1.

b) Fechamento em anel

Fechar o circuito secundário do transformador aéreo de distribuição em anel para redução da queda de tensão, desde que um dos lados apresente menor queda de tensão. Para maior eficácia desse recurso, o transformador de distribuição deverá ser inserido nessa metodologia de fechamento em anel.

c) Divisão de circuitos

Dividir o circuito secundário instalando um novo transformador ou transferir cargas para o circuito adjacente.

d) Recolocação do transformador

As frequentes mudanças do circuito secundário para atender ao crescimento de carga podem resultar em um mau posicionamento do transformador com relação às cargas atendidas. Isso pode resultar em elevada queda de tensão no circuito secundário. Relocar o transformador para o novo centro de carga para se obter uma menor queda de tensão.

e) Troca de condutores

Esta alternativa deve ser considerada quando o crescimento de carga é elevado e o planejamento é feito para um horizonte maior. A troca dos condutores, nos trechos



críticos, para redução da impedância do circuito pela troca dos condutores permitindo uma redução proporcional da queda de tensão.

15.1.11.3. Faseamento

O faseamento dos condutores isolados se dará através de cores distintas, observada os terminais de baixa tensão do transformador de distribuição:

- X0 - Neutro - Azul ou nu;
- X1 - Fase A - Preto;
- X2 - Fase B - Cinza;
- X3 - Fase C - Vermelho.

NOTAS:

- I. Não será permitido, em hipótese alguma, a elaboração de projetos de redes secundária convencionais em condutores em alumínio nus;
- II. Em redes existentes, a identificação do faseamento, conforme ETU 213.2.

15.2. Condutores

15.2.1. Tipo e Seção

Os condutores a serem utilizados nos projetos de rede secundária dos tipos isolados multiplexados.

As seções padronizadas são:

- a) Monofásico:
 - 1x1x35+35 mm²;
 - 1x1x70+70 mm².
- b) Bifásico:
 - 2x1x35+35 mm²;

- $2 \times 1 \times 70 + 70 \text{ mm}^2$.

c) Trifásico:

- $3 \times 1 \times 35 + 35 \text{ mm}^2$;
- $3 \times 1 \times 70 + 70 \text{ mm}^2$;
- $3 \times 1 \times 120 + 70 \text{ mm}^2$.

As características básicas desses condutores estão indicadas na ETU 111.1.

Os condutores $1 \times 1 \times 35 + 35 \text{ mm}^2$, $2 \times 1 \times 35 + 35 \text{ mm}^2$, $1 \times 1 \times 70 + 70 \text{ mm}^2$ e $2 \times 1 \times 70 + 70 \text{ mm}^2$ deve ser utilizado somente em circuitos provenientes de transformadores monofásicos, ficando proibida a ligação de qualquer unidade circuito secundário trifásico ou transformadores trifásicos. Os cabos destinados a iluminação pública deverão obedecer às seções transversais especificadas na NDU 035, ficando proibida a ligação de qualquer unidade consumidora nesses circuitos. Para as áreas de alta poluição atmosférica, conforme NDU 027, deverá ser utilizados os condutores de alumínio isolados, multiplexado autossustentado, com neutro isolado.

15.2.2. Dimensionamento

A rede secundária deve ser dimensionada de tal forma a minimizar os custos anuais de investimento inicial, ampliações, modificações e perdas dentro do horizonte do projeto, normalmente de 10 (dez) anos.

As redes secundárias devem ser projetadas, em princípio, de modo a não serem necessárias trocas de condutores, mas somente redivisão de circuitos para atendimento ao crescimento esperado da carga.

Os troncos mínimos a serem utilizados são os indicados na Tabela 09. A distância máxima entre o transformador de distribuição e o último poste atendido por ele deve ser de:

a) Circuitos trifásicos:

- 380/220 V - 400 metros;
- 220/127 V - 200 metros.

b) Circuitos monofásicos e bifásicos - 120 metros.

O cálculo desse segmento da rede deverá ser feito na planilha de cálculo de queda de tensão, com o auxílio dos coeficientes de queda de tensão e com base no traçado da Rede e seção transversal do condutor, calcula-se a queda de tensão considerando a carga estimada no fim do horizonte de projeto. A equação destinada ao tal cálculo de queda de tensão traduz em Aplicado: Em coeficiente de queda de tensão:

$$k_i = \frac{(r_{\ell i} \cdot \cos \varphi_i + x_{\ell i} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

NOTA:

- I. Para circuitos monofásicos o coeficiente de queda de tensão deverá ser multiplicado pelo fator 2, enquanto os trifásicos pelo fator 1,73.

Em novos empreendimentos imobiliários, com características residenciais, as extensões em circuitos secundários deverão ser, obrigatoriamente:

- Trifásicas - com seção transversal mínima de 3x1x35+35 mm² (Exceto em condomínio fechados ou abertos, segundo padrões estabelecidos na NDU 006, com dimensionamento de condutores elétricos com seção transversal mínima de 3x1x70+70 mm². Para essas situações de padrões de loteamentos citados anteriormente deverão ser aplicadas as tabelas de kVA/lotes definidas na NDU 006);
- Bifásica e monofásicas - com seção transversal mínima de 2x1x35+35 mm².

Em reforma da rede secundária, se a rede secundária existente for construída com condutores nus, a substituição por rede isolada é obrigatória.

15.2.3. Carregamento

Além dos critérios indicados anteriormente, devem ser adicionalmente observados os seguintes planos básicos:

- Máxima queda de tensão admissível, em condições normais e de emergência;
- Ampacidade dos condutores, em regime nominal, deve ser considerada a 40 °C de temperatura ambiente.
- Ampacidade nominal dos condutores isolados é especificada a 90 °C.

15.2.4. Proteção Contra Sobretensões

Devem ser instalados para-raios de baixa tensão, de corrente de descarga nominal de 10 kA, equipados com desligador automático para desconectar eletricamente e sinalizar para-raios defeituosos, com tensão nominal de:

- Tensão contínua de 280 V para sistemas de 220/127 V;
- Tensão contínua de 440 V para sistemas de 380/220 V.

Devem ser instalados nos seguintes casos:

- Proteção de transformadores

Os para-raios destinados a rede secundária devem ser instalados em todo transformador entre fase e neutro.

a) Final de rede

Opcionalmente, deverá ser instalado para-raios de rede secundária no final de redes secundárias radiais.

b) Proteção de consumidor reclamante

No caso de reclamações relacionadas a sobretensões devido a surtos atmosféricos, desde que, comprovadamente, seja constatada a existência do problema decorrente de sobretensão, devem ser instalados para-raios de rede secundária também na estrutura da qual deriva o ramal de conexão que atender ao consumidor reclamante, além dos já instalados no transformador.

Esses para-raios devem obedecer aos padrões estabelecidos nas normas de instalações básicas e atender aos critérios de aterramento definidos na NDU 034.

c) Ramal de Conexão de Consumidor

Devem ser seguidos os critérios estabelecidos na NDU 001 e NDU 003. Em conversão de rede secundária convencional para isolada ou substituição de condutores isolado, será obrigatório a substituição de todos os ramais de ligação convencionais para isolados.

15.3. Transformadores de Distribuição

Deverão ser utilizados transformadores de distribuição, monofásico e/ou trifásicos, imersos em óleos isolantes (mineral e/ou vegetal) com resfriamento natural, conforme padronização da ETU 109.1 e ETU 109.2.

Os transformadores de distribuição trifásicos com potências iguais ou superiores a 30 kVA deverão ser instalados com seus respectivos suportes de fixação aos postes de concreto.

15.3.1. Potência Padronizada

As potências nominais padronizadas para transformadores de distribuição a serem utilizados em redes rurais, são as seguintes:

- Transformadores trifásicos: 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA e 112,5 kVA;
- Transformadores monofásicos: 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA.

Os transformadores de distribuição trifásicos de 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA deverão ser utilizados, exclusivamente para unidades do Grupo A.

NOTAS:

- I. Os transformadores de distribuição instalados em áreas compreendidas por nevoa salina, maresia ou poluição industrial deverão obedecer aos critérios especificados pela NDU 027.
- II. Todos os transformadores de distribuição trifásicos devem ser instalados com os seus respectivos suportes de fixação descritos na ETU 130.1, deverão ser implementados em transformadores com potência elétrica igual ou superior a 30 kVA.

15.3.2. Dimensionamento

Os transformadores de distribuição deverão ser dimensionados, de tal forma a minimizar os custos anuais de investimento inicial, substituição e perdas, dentro de um horizonte considerado adequado.

a) Novas extensões

Para projeto de novas extensões, os transformadores projetados deverão ter potência nominal máxima de 75 kVA para circuitos trifásicos e 25 kVA para circuitos monofásicos e/ou bifásicos. Em locais com circuitos primário trifásicos, quando necessário deve-se analisar a viabilidade técnica/econômica da instalação de transformadores aéreos de distribuição de natureza monofásica (01, 02 ou 03 buchas) ou trifásica, conforme especificado na ETU 109.1.

Em empreendimentos imobiliários rurais com características residenciais, poderão ser instalados transformadores de distribuição de 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA e/ou 75 kVA.

b) Reforma e/ou melhoria de rede

Em projetos de reforma/reforço ou melhoria de rede, os transformadores projetados deveram ter potência nominal máxima de 112,5 kVA para circuitos trifásicos e 25 kVA para circuitos monofásicos e/ou bifásicos. Em conversão de rede primária monofásica para trifásica, os transformadores monofásicos e suas respectivas redes secundárias podem ser mantidos. Avaliar a substituição dos transformadores monofásicos para trifásicos. No entanto, mantendo-se os transformadores monofásicos, suas ligações devem ser modificadas de forma a equilibrá-los entre as três fases.

15.3.3. Carregamento dos Transformadores

a) Circuitos novos

Em circuitos novos de BT, planejados ou projetados para permitir a ligação de novas cargas, reequilibrar circuitos, regularizar níveis de tensão e carregamento etc., no processo de carregamento inicial dos transformadores de distribuição deverão ser observados os critérios de taxa de crescimento decenal estabelecidos na tabela III no item 12.10.



O carregamento máximo deve ser verificado no horário de ponta de carga do transformador.

b) Circuito existentes

Em circuitos de baixa tensão existentes, o carregamento máximo admitido para os transformadores de distribuição para a liberação de carga deverá ser de:

- Para especificação da demanda nominal dos transformadores convencionais aéreos de distribuição deverão ser aplicados os critérios de taxa de crescimento decenal, conforme especificado na tabela III da NDU 007.
- 95% da capacidade nominal para os transformadores auto protegidos.

O carregamento máximo deve ser verificado no horário de ponta de carga do transformador de distribuição.

15.3.4. Localização

A instalação de transformadores de distribuição deve atender, no mínimo, aos seguintes requisitos básicos:

- Localizá-lo tanto quanto possível no centro de carga;
- Localizá-lo próximo às cargas concentradas, principalmente as que ocasionam flutuação de tensão;
- Localizá-lo de forma que as futuras relocações sejam minimizadas;
- Localiza-lo em locais de fácil acesso, visando facilitar a operação e substituição;
- Evitar a instalar de transformadores sob o tronco dos alimentadores;
- Não instalar transformadores em postes próximos as esquinas;
- Não instalar em estruturas de equipamentos de manobra e/ou proteção;
- Não instalar em estrutura de derivações de ramais primários;
- Não instalar em frente a edificações com marquises e sacadas;

- A norma NBR 14639 especifica os critérios para instalações elétricas em postos de gasolina, definindo zonas de risco (zona zero, zona um, zona dois) que exigem cuidados especiais. Por exemplo, dentro de uma subestação, a norma IEC 61936-1 pode especificar uma distância mínima de 7,50 metros.
- Não instalar em estruturas com deflexões superiores a 5 graus.
- Deve-se avaliar a viabilidade de estruturas para derivação e fins de linha com instalação de transformador aéreos de distribuição.

Em função da possibilidade de ocorrências de flutuações de tensão deve ser dada especial atenção ao atendimento das seguintes cargas:

- a) Motor monofásico com potência superior a 2 CV, alimentado em tensão fase-neutro;
- b) Máquina de solda a transformador com potência superior a 2 kVA, alimentada em tensão fase-neutro;
- c) Motor monofásico com potência superior a 5 CV, alimentado em tensão fase-fase;
- d) Motor de indução trifásico com potência superior a 30 CV;
- e) Máquina de solda tipo motor-gerador com potência superior a 30 CV;
- f) Máquina de solda a transformador, 220 V - 2 ou 3 fases, ligação V-V invertida com potência superior a 15 kVA;
- g) Máquina de solda a transformador 220 V - 3 fases, com retificação com potência superior a 30 kVA.

15.4. Aterramento

Os sistemas de aterramento nas redes primárias e secundárias de distribuição, assim como na instalação de equipamentos, devem observar os critérios e projetos estabelecidos na NDU 034.

15.5. Neutro Contínuo

O sistema de distribuição deve ser com neutro contínuo, multi e solidamente aterrado e interligado à malha da subestação para novos circuitos alimentadores.

Na extensão/melhoria de redes de existentes que em sua concepção original não foi previsto o condutor neutro, será obrigatório a elaboração de um sistema de

aterramento do neutro, segundo critérios estabelecidos na NDU 034 a partir do ponto da nova construção. Para o caso em que o início da extensão esteja a 100 metros da Subestação a interligação à malha da subestação do neutro deverá ser executada. A seção transversal do condutor neutro é determinada em função da seção dos condutores da rede primária, conforme especificado na Tabela 27.

Os novos projetos de redes de distribuição em média tensão deverão contemplar o sistema a 4 fios (3F + N) e (1F + N), conforme módulos construtivos estabelecidos na NDU 005 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rural), assim como as especificações de aterramentos contidas na NDU 034 (Critérios para projetos e procedimento para execução de aterramentos nas redes de distribuição). Nas situações de neutro contínuo originando-se da malha de aterramento da subestação de distribuição ou partindo de rede de distribuição rural (RDR) com sistema a 03 fios (3F).

15.6. Neutro Ramais Monofásicos

Os ramais monofásicos deverão ser limitados preferencialmente a condutores elétricos com seção transversal de 2 AWG em alumínio com alma de aço (CAA) onde estes ficarão condicionados a capacidade de potência (kVA) e a queda de tensão.

A aplicação do sistema monofásico terá como limitantes preferencial a queda de tensão máxima permitida, o nível mínimo de curto-circuito de 60 A e a corrente de carga máxima de 8 A e quando o somatório da potência total dos transformadores no ramal monofásico deve ser considerado para um horizonte de 10 anos, não devendo ser superior aos valores definidos na tabela XII abaixo:

Tabela XII. Limite de demanda (kVA) por ramal monofásico.

Tensão Fase/Neutro (kV)	Demanda (kVA)
6,58	145
7,97	160
12,7	200
19,92	265



Os critérios estabelecidos no parágrafo anterior definem a demanda máxima preferencial comportada pelos ramais monofásicos, acima desses patamares deverão ser concebidos tão somente ramais trifásicos.

Na implantação da rede de distribuição rural monofásica devem ser atendidos os seguintes requisitos:

- a) A carga (KVA) máxima instalada na rede primária monofásica não deve ser superior aos valores apresentados na tabela XII.
- b) A extensão máxima da rede de distribuição primária monofásicas não deve ser superior a 10 km, onde deverá observar a queda de tensão máxima de 5%.
- c) Para os núcleos populacionais rurais, com no máximo 10 unidades de construção, poderão ser atendidos desde que satisfaçam as condições previstas nas alíneas “a” e “b”.
- d) A potência da maior carga motriz utilizada na rede de distribuição monofásica não deve ser superior a 5 CV.
- e) Os estudos de redes rurais nos quais existam unidades consumidoras que justifiquem alimentação trifásica, devem resultar na elaboração de projetos de rede de distribuição rural.
- f) Os estudos de redes rurais nos quais são previstas futuras cargas que impliquem numa potência instalada superior a referida na alínea “a” e/ou extensões superiores a referida na alínea “b”, devem resultar na elaboração de projetos de redes de distribuição rural.
- g) Não deverá ser concebidas redes de distribuição monofásicas em regiões rurais que se destinem a projetos de irrigação de médio e grande porte.
- h) Não deve ser permitida a utilização de máquina de solda a transformador de distribuição monofásico com potência superior a 2,0 KVA.
- i) A localização dos transformadores deve ser o mais próximo possível do ponto de carga.
- j) É vedada a utilização de rede aérea de distribuição monofásica em regiões cuja previsão de crescimento vegetativo da carga instalada nos consumidores supere o valor de 5% ao ano e que ao cabo de 10 anos sejam ou possam vir a ser consideradas redes trifásicas.

16. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO

Os postes de distribuição padronizados para uso em redes de distribuição são de concreto, em seção circular ou duplo T (DT). Os postes de fibra de vidro devem ser utilizados em locais de difícil acesso.

As estruturas devem ser definidas em função do ângulo dos cabos, da quantidade de circuitos em um poste, da estabilidade da rede, dos esforços de tração dos condutores, do comprimento do vão, da posição da estrutura em relação à rede (tangente ou fim de linha) e à distância entre os condutores no balanço dos condutores. Para o dimensionamento de postes e determinação das estruturas, devem ser verificados os parâmetros relacionados abaixo.

- Trações de projeto e flechas;
- Ação do vento sobre o poste;
- Ação do vento sobre os condutores;
- Comprimento, distâncias mínimas entre cabos e solo, resistência mecânica e engastamento dos postes;
- Vão máximo devido ao balanço dos condutores.

NOTA:

- I. No dimensionamento dos postes deverão ser contabilizados os esforços mecânicos das trações mecânicas dos condutores de baixa e média tensão, dos cabos de comunicação e dados, estais e quando este for composto por equipamentos (transformadores, religadores, bancos de capacitores etc.), também deverão ser computados os esforços mecânicos desses.

16.1. Condições Ambientais

Foram adotadas as seguintes condições para dimensionamento mecânico dos cabos e estruturas que os sustentam:

Vento máximo: 60 km/h a 15 °C;

- Pressão do vento em superfícies cilíndricas (cabos e postes circulares):

$$P = 0,00471 \times V^2$$

- Pressão do vento em superfícies planas (poste duplo T)

$$P = 0,00754 \times V^2$$

Sendo:

p = pressão do vento, em daN/m².

V = velocidade do vento, em km/h.

Temperatura 0 °C a 50 °C.

Vãos calculados: até 150 m (de 5 m em 5 m);

Cabos básicos:

- Alumínio: 2 AWG.
- Cobre: 25 mm².

Estado básico 1:

- Temperatura: 0 °C.
- Velocidade do vento: 0 km/h (sem vento).
- Tração horizontal máxima: 15% da tração de ruptura do cabo básico.

Estado básico 2:

- Temperatura: 15 °C.
- Velocidade do vento: 60 km/h.

- Tração horizontal máxima: 20% da tração de ruptura do cabo básico.

16.1.1. Trações e Flechas

Os cálculos das trações e flechas de montagem dos condutores foram efetuados pelo processo analítico, através de equação de mudança de estado, considerando os seguintes fatores:

a) Critério de flecha constante

Flechas constantes, ou seja, para cada comprimento de vão, na condição sem vento, qualquer que seja a seção transversal do cabo, as flechas devem ser sempre iguais à da seção transversal escolhida como básica.

b) Cabo básico.

Os cabos básicos definidos foram: 2 AWG para cabos de alumínio tipo CAA. Foram escolhidas as seções transversais mínimas como básicas, de forma que, para as demais seções transversais (diâmetros maiores), na condição de carga máxima de vento, nunca se tenha coeficiente de segurança menor que o estabelecido para as seções transversais básicas.

a) Características dos condutores

Peso, dimensões e demais características, especificadas conforme na Tabela especificadas no anexo desse documento normativo.

b) Tração horizontal máxima do cabo.

A tração máxima do cabo verificada à temperatura de 15°C, com vento máximo ou à temperatura mínima sem vento será:

- 50% da tração de ruptura do condutor para cabos de alumínio tipo CAA;

c) Coeficientes de dilatação linear dos condutores:

Para condutores de alumínio nu tipo CAA:

- $18,4 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$

d) Módulo de elasticidade dos condutores

Para condutores de alumínio nu tipo CAA:

- 6.820 daN/mm²

e) Flechas e trações de montagem

As flechas e trações de montagens dos condutores estão especificadas na NDU 005.

16.1.2. Vão Regulador

Para a aplicação das tabelas de flechas e trações para vãos contínuos (vãos nivelados, apoiados em diversos pontos intermediários e ancorados nas extremidades) deve ser calculado o vão regulador do trecho pela seguinte fórmula:

$$V_r = \sqrt{\frac{V_1^3 + V_2^3 + V_3^3 + \dots + V_n^3}{V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n}} = \sqrt{\frac{\sum V_n^3}{V_n}}$$

Sendo:

V_n - Comprimento do vão regulador, em metros;

V_i - Comprimentos individuais dos vãos que compõe o trecho, em metros.

16.1.4. Cálculo das Curvas do Gabarito

São utilizados normalmente dois tipos de gabaritos para projetos de redes aéreas de distribuição rural, ou seja, um gabarito para vãos contínuos e outro para vãos ancorados.

a) Gabarito para vãos contínuos

O gabarito para vãos contínuos é constituído das seguintes curvas:

- Curva de arrancamento - Construída a partir das flechas calculadas para a temperatura mínima.
- Curva de flecha máxima - A curva de flecha máxima é construída com as flechas calculadas para a temperatura máxima de 50°C. Linha da estrutura e linha do solo



são linhas paralelas indicando, respectivamente, o pé das estruturas e a distância mínima, do condutor ao solo, na situação de flecha máxima, conforme o Tabela 14.

b) Gabarito para vãos ancorados

- A confecção do gabarito para vãos ancorados é mais simples, pois dispensa a curva de arrancamento e não há necessidade de conceito de vão básico.
- A curva de flecha máxima é construída a partir das flechas calculadas para a temperatura máxima de 50°C.

c) Gabaritos para projetos

- Para confecção de gabaritos para projetos as flechas em função dos vãos estão especificadas nos desenhos NDU 007.12 a NDU 007.40.

16.1.5. Trações de Projeto

a) As trações de projeto de cada condutor utilizado nas redes rurais estão especificadas nas Tabela 18 a 21.

b) A tração de projeto corresponde ao maior valor de tração que pode estar submetido ao condutor, durante a vida útil da rede, e foi calculado a partir de uma das seguintes condições:

- Condição de vento máximo, ocorrendo à temperatura de 15 °C;
- Condição de temperatura mínima sem vento.

a) As temperaturas mínimas consideradas são:

- Leves: 0°C;
- Médias: -5°C;
- Pesadas: -10°C.

b) São consideradas as seguintes velocidades de vento máximo para os tipos de redes rurais:

- Leves: 80 km/h à temperatura de 15 °C.
- Médias: até 100 km/h à temperatura de 15 °C.
- Pesadas: até 130 km/h à temperatura de 15 °C.
- Rajadas: até 160 km/h à temperatura de 15 °C.

c) A pressão do vento atuando sobre superfície dos condutores e estrutura é determinada pelas seguintes equações:

- Para superfícies planas: $P = 0,00754 \times V^2$
- Para superfícies cilíndricas: $P = 0,00471 \times V^2$

Sendo:

P - Pressão do vento, em daN/m²;

V - Velocidade do vento, em km/h.

d) Para superfícies cilíndricas, como nos condutores e postes circulares, nas condições acima, a pressão do vento será:

- Leves: 30,15 daN/m²;
- Médias: 47,10 daN/m²;
- Pesadas: 79,60 daN/m².
- Rajadas: 120,58 daN/m².

e) Para superfícies planas, como nos postes de concreto duplo T, a pressão máxima do vento será:

- Leves: 48,26 daN/m²;
- Médias: 75,40 daN/m²;
- Pesadas: 127,42 daN/m².

- Rajadas: 193,02 daN/m².

NOTAS:

- I. Nas situações de rajadas de ventos que abrangem as regiões IV e V da figura 13 que compreendem as concessões Sul/Sudeste e Mato Grosso do Sul do Grupo Energisa deverão avaliar a real necessidade da adoção da velocidade dos ventos em 160 km/h segundo tabelas contidas na NDU 005. As tabelas com tração dos cabos 2 AWG, 1/0 AWG, 4/0 AWG e 336,4 MCM para as situações de redes leves, médias e pesadas estão especificadas na NDU 005.
- II. Para a presente norma foram consideradas sempre as condições de cálculo para redes médias (velocidade do vento de 105 km/h a uma temperatura ambiente de 15 °C).

16.1.6. Disposição dos Condutores

Nos circuitos trifásicos os condutores serão dispostos num mesmo plano horizontal, com afastamento horizontal mínimo entre condutores de um mesmo circuito, dado por:

$$D = 0,00762 \times V + 0,368 \times \sqrt{f}$$

Onde:

D = espaçamento horizontal mínimo entre condutores, em metros;

V = tensão nominal do sistema, entre fases, em kV;

f = flecha máxima dos condutores a 50°C, em metros.

16.1.7. Distância Vertical entre Condutores de Circuitos Diferentes

A distância vertical mínima entre condutores de circuitos diferentes deve estar de acordo com a Tabela 14 e 16.

16.1.8. Distância de Segurança entre dois Circuitos Paralelos em Estruturas Diferentes

A distância horizontal mínima entre os condutores mais próximos de dois circuitos paralelos é dada por:

$$D_H = 0,00762 \times V + 0,1778 \times \left[\sqrt{\left(\frac{F}{0,0762} - 8 \right)} \right]$$

Onde:

D_H = distância horizontal mínima, em metros;

V = tensão nominal mais elevada dos dois circuitos, em kV;

F = maior flecha entre os condutores dos circuitos, em metros.

O valor D_H não deve ser inferior a 1,50 metro. Em locais onde não houver restrições de espaço para a locação dos postes, a distância entre os dois circuitos deve ser aumentada de forma a facilitar eventuais manutenções nas redes.

16.1.9. Ventos

O território brasileiro é delimitado por curvas de nível que representam regiões de mesma cota (altura em relação a um referencial, que geralmente é o nível médio do mar), chamadas de isopletas, onde é apresentada a variabilidade da intensidade dos ventos no Brasil. Devido à abrangência do grupo Energisa no território nacional, são compreendidas todas as 05 regiões (I, II, III, IV e V) de isopletas básicas dos ventos do Brasil, segundo a Figura 14 do mapa a seguir. Para as definições das estruturas de redes de distribuição rural, deverão ser observados e aplicados parâmetros básicos tais como: distâncias de segurança, afastamentos mínimos e características mecânicas e elétricas dos materiais, conforme a padronização de materiais definida pelo grupo Energisa.

O vento é um fator determinante no dimensionamento mecânico dos postes, estruturas da rede, vãos e flechas. Na figura 14 as regiões III (Amarelo escuro), IV (laranja) e V (marrom) onde existem concessões do Grupo Energisa, as redes de distribuição deverão ser concebidas com postes de concreto duplo T ou seção circular com esforço mecânico

mínimo de 300 daN, segundo especificado na tabela XII deverão e vãos médios máximos limitados a 80 metros para estruturas do tipo N e T. Enquanto para as estruturas especiais (TE, HTE e HTTE) deverá ser avaliado pela unidade local do Grupo Energisa o tamanho dos vãos, segundo perfis planialtimétricos, condições do relevo e etc. Para estruturas com esforços mecânicos igual ou superior a 600 daN o engastamento deverá ser com base concretada. Enquanto para estruturas tipo U vãos médios máximos de 100 metros.

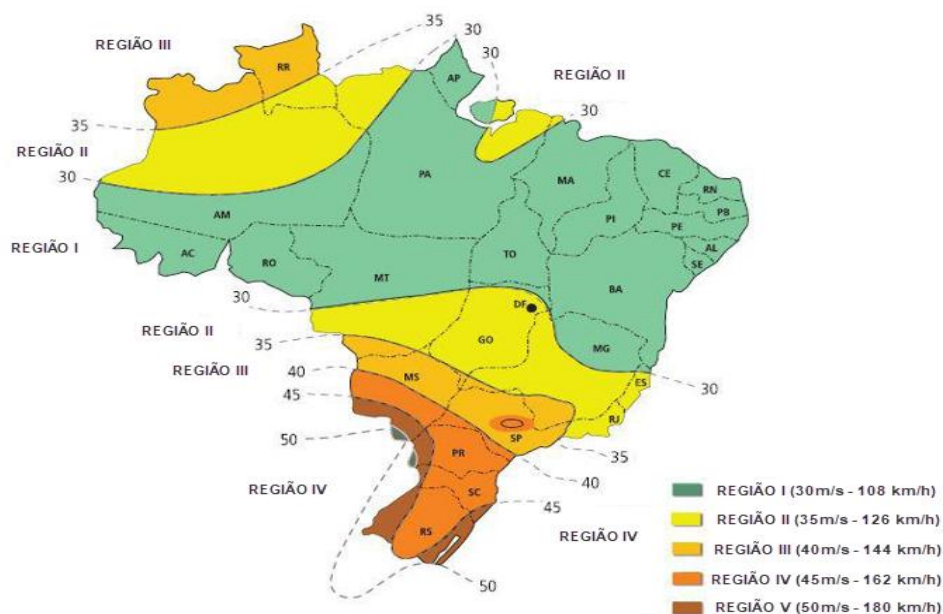


Figura 14. Gráfico das isopletas de velocidade básica.

Enquanto na situação de utilização em obras com condutor de seção transversal 336,4 MCM nas regiões III, IV e V e os vãos devem ser limitados médios máximos de 60 metros em áreas rurais nas estruturas do tipo T e N. Enquanto os critérios de construtivos deverão atender às condições mínimas de redes de distribuição pesada especificadas na NDU 005. Para as regiões I e II os vãos médios máximos definidos para as estruturas dos tipos N e T deverão ser limitados em 80 metros e esforços mecânicos mínimos dos postes delimitados, segundo tabela XII, enquanto para as estruturas especiais (TE, HTE e HTTE) deverá ser avaliado pela unidade local do Grupo Energisa o tamanho dos vãos, segundo perfis planialtimétricos, condições do relevo etc.

Enquanto para cabos de seção transversal 336,4 MCM nas regiões I e II os vãos para tipo de condutor deverá ser limitado 80 metros para estruturas do tipo N e T. Para todas as

áreas de concessão do Grupo Energia o vão máximo médio para estruturas monofásicas tipo U será limitada em 100 metros.

Tabela XIII. Critérios Regiões - Grupo Energisa.

Regiões Isopletas	Região do Brasil	Empreses do Grupo Energisa
I	Norte e Nordeste	ESE, EPB, ERO, EAC e ETO
II	Sudeste	EMR.
III	Centro Oeste e Sudeste	EMS, EMT e ESS.
IV		
V		

Tabela XIV. Esforços mecânicos mínimos dos postes de acordo com a figura 14.

Rede aérea de distribuição primária - Esforços mecânicos mínimos dos postes (daN)					
Seção transversal dos condutores CAA (AWG/MCM)	Região I	Região II	Região III	Região IV	Região V
2	300	300	300	300	300
1/0	300	300	300	300	300
4/0	300	300	300	300	300
336,4	300	300	300	600	600

Tabela XV. Esforços mecânicos mínimos das estruturas de ancoragem (I e II).

Aplicação de Poste Mínimo/Vão - Área Rural - Regiões (I e II).							
Seção Transversal Condutores CAA (AWG/MCM)	Esforço Mecânico Mínimo Poste - Tangente - daN	Esforço Mecânico Mínimo Poste - Ancoragem - daN	Tipo de Cruzeta		Tração Plena (daN)	Tração de Projeto (daN)	Ancoragem de Rede Aérea Trifásica (m)
			Simples (Cruzeta)	Dupla (Cruzetas)			
2	Cons. Tabela XVI	600	250	250	606	454	1000
1/0	Cons. Tabela XVI	600	250	250	757	605	800
4/0	Cons. Tabela XVI	1.000	400	400	1414	1212	500
336,4	Cons. Tabela XVI		400	400	1719	1517	500

Tabela XVI. Esforços mecânicos mínimos das estruturas de ancoragem (III, IV e V).

Aplicação de Poste Mínimo/Vão - Área Rural - Regiões (III, IV e V).							
Seção Transversal Condutores CAA (AWG/MCM)	Esforço Mecânico Mínimo Poste - Tangente - daN	Esforço Mecânico Mínimo Poste - Ancoragem - daN	Tipo de Cruzeta		Tração Plena (daN)	Tração de Projeto (daN)	Ancoragem de Rede Aérea Trifásica (m)
			Simples (Cruzeta)	Dupla (Cruzetas)			
2	Cons. Tabela XVII	600	250	250	606	454	1000
1/0	Cons. Tabela XVII	1.000	250	250	757	605	800
4/0	Cons. Tabela XVII	1.000	400	400	1414	1212	500
336,4	Cons. Tabela XVII	1.500	400	400	1719	1517	500

Tabela XVII. Aplicabilidade de Cruzetas pela seção transversal dos condutores.

Código SISUP	Tipos de Cruzetas (mm)	Esforço Mecânico (daN)	Seção transversal dos condutores de alumínio nu CAA							
			2 AWG		1/0 AWG		4/0 AWG		336,4 MCM	
			N° de Cruzetas		N° de Cruzetas		N° de Cruzetas		N° de Cruzetas	
			01	02	01	02	01	02	01	02
90400	T 1.900	250	S	S	N	S	N	N	N	N
91384	T 2.400	400	S	S	S	S	N	S	N	S
90401	Quadrada 2.000	250	S	S	N	S	N	S	N	S
90622	Retangular 2.400	400	S	S	N	S	N	S	N	S
	Cruzeta	1000	X	X	X	X	S	S	N	S

16.2. Poste Padronizados

16.2.1. Tipo

Os postes de distribuição a serem utilizados devem ser, preferencialmente, de concreto seção Duplo T ou seção circular. A Tabela 08 apresenta os postes de distribuição padronizados pela Energisa. A escolha do tipo dos postes deverá levar em conta não só o grau de urbanização e uniformidade, mas principalmente aspectos técnicos e econômicos.



O poste de distribuição de seção circular deverá ser utilizado, preferencialmente, em redes:

- Localizadas na orla marítima;
- Em áreas de tráfego intenso;
- Em áreas de trânsito rápido, com velocidade igual e superior a 50 km/h;
- Em locais onde forem exigidos grandes esforços mecânicos nos diversos sentidos;
- Em saída de subestações de distribuição.

Deverão ser utilizados postes de concreto classe IV em áreas de poluição industrial e nevoa salina.

16.2.2. Comprimento

O comprimento do poste é definido em função da altura mínima dos condutores ao solo, portanto depende da flecha máxima para o vão médio do trecho de rede a 50 °C. Os postes de distribuição utilizados deverão ser:

a) Postes de concreto 7 metros:

Devem ser utilizados exclusivamente como apoio do sistema de estaiamento (contra - poste).

b) Postes de concreto 10 metros:

Devem ser utilizados exclusivamente para redes secundárias.

c) Postes de concreto 11 metros:

Devem ser utilizados em:

- Em redes primárias convencionais, protegidas e/ou isoladas, com ou sem rede de distribuição secundária;
- Cruzamentos aéreos de redes primárias protegidas;

- Derivação de rede aérea primária para consumidores atendidos em média tensão (MT), exceto entrada com rede subterrânea (mufla).

a) Postes de concreto com comprimento superior a 11 metros:

Devem ser utilizados nos mesmos casos previstos para o poste de 11 metros, e ainda em casos especiais, como:

- Derivação de rede aérea primária convencional;
- Instalação de transformadores de distribuição, para-raios, chave fusíveis e/ou seccionadora, equipamentos especiais etc.;
- Em circuitos múltiplos de média tensão (MT);
- Travessias em geral (Águas fluviais, Rodovias, linhas férreas etc.).

b) Postes ou cruzetas de poliéster reforçado em fibra de vidro (PRFV) terão apenas aplicabilidade exclusiva nas obras de manutenção exceto nas situações abaixo:

- Em obras de construção em redes aéreas de distribuição rurais localizadas em regiões remotas de acessibilidade remota;

Tabela XVIII. Esforço mecânico de postes PRFV para transformadores.

Equipamento	Tipo/potência	Comprimento mínimo (m)	Poste PRFV
			Resistência mecânica (daN)
Transformador monofásico	≤ 25 kVA	11	600
	≥ 37,5 kVA		1.000
Transformador Trifásico	≤ 75 kVA	12	1.000

Nas situações de instalação de postes em locais com acesso restrito a veículos pesados (vias com leitos carroçáveis estreitos, morros e taludes, núcleos de regularização de ligações informais e áreas rurais de difícil acesso) deve ser prevista a instalação de postes de fibra.

Também os postes PRFV poderão ser aplicados em obras com MIGDI e SIGFI que necessitem de transformadores e distribuição, segundo especificado na tabela XVII. Os



postes de fibra não são permitidos em travessias de redes e em regiões com histórico de vandalismo ao patrimônio público e queimadas.

NOTAS:

- I. As redes rurais de média tensão deverão satisfazer às distancias de segurança dos condutores de fase e neutro contínuo em relação ao solo.
- II. A aplicação dessa da situação proposta pela Tabela XV deverá ter aplicabilidade mediante a avaliação técnica da unidade local do Grupo Energisa.
- III. É vetada a instalação de equipamentos (transformadores, religadores, chaves fusíveis, chaves facas e demais) em postes com comprimento inferior a 11 metros.
- IV. Para demais poste padronizados neste documento normativo deve ser consultada a tabela 10.

16.2.3. Determinação dos esforços, estaiamento, resistência mecânica e engastamento.

16.2.3.1. Determinação dos Esforços de Condutores e outros Cabos de uso Mútuo

.A determinação dos esforços nos postes será feita considerando-se as cargas devido à rede primária aérea de distribuição, secundárias, ramais de ligação e outros cabos de uso mútuo. A tração de projeto de cada condutor da rede primária é dada pela Tabela 26. Os valores das trações de projeto para o uso mútuo devem ser fornecidos pelo ocupante, ou ocupantes, da faixa.

Os valores de tração de montagem para cabos telefônicos estão apresentados nas Tabelas da NDU 006 e NDU 009. Os esforços exercidos por todos os condutores e cabos do uso mútuo devem ser referenciados a 0,20 m do topo do poste, conforme Tabela 30 da NDU 006. O esforço resultante deve ser calculado, nas seguintes situações:

- Ângulos;

- Fins de rede;
- Mudança da seção dos condutores;
- Estruturas em situações de arrancamento e compressão (fincamento) nas Tabelas 32 a 34;
- Mudança de quantidade de condutores;
- Esforços resultantes dos cabos de uso mútuo etc.

16.2.3.2. Resistência Mecânica

Calculado o esforço resultante no poste, devido à tração dos condutores e cabos do uso mútuo aplicados a 100 mm do topo (T), define-se o tipo de estaiamento necessário e a resistência nominal do poste, procurando-se otimizar o custo do conjunto postes/estais. Os casos de dimensionamento do poste, engastamento e estai estão exemplificados nas tabelas 30 a 31. Outras observações devem ser feitas relacionadas à escolha da resistência do poste e outros aspectos mecânicos:

- a) Cuidados especiais devem ser observados com relação ao poste de concreto de seção Duplo T, devido a sua assimetria na distribuição de esforços. O lado de menor resistência suporta apenas 50% de sua carga nominal.
- b) O poste de concreto duplo T deve ser instalado com o lado de maior resistência voltado para a direção da bissetriz do ângulo formado pelos condutores, exceto para ângulo de deflexão de 90°, ficando nesse caso, o lado de maior resistência, voltado para o lado de maior esforço. No caso de haver também derivação na estrutura de deflexão, o alinhamento do poste deve ser definido pelo melhor dimensionamento mecânico;
- c) Quando o valor da resultante no topo ultrapassar a 1.500 daN para postes de concreto duplo T e 2.000 daN para os postes de concreto seção circular, e não for possível a transferência por estais, a tração deve ser adequadamente reduzida;

NOTA:

I. Não se aplica tração reduzida em rede aéreas primárias protegida e/ou isoladas.

- a) Para a estrutura de transição entre:

- Rede primária convencional e protegida, utilizar os critérios definidos na NDU 004.1;

- b) Não é permitida a instalação de equipamentos (transformador de distribuição, religador automático, regulador de tensão, banco de capacitor) em estruturas de ângulo ou em postes de esquinas;
- c) Para novas extensões de rede, os transformadores de distribuição devem ser projetados, preferencialmente, em poste de concreto duplo T e ter resistência nominal mínima conforme Tabelas 11 a 12;

Quando instalado em postes de concreto duplo T, os transformadores de distribuição devem ser instalados no lado de maior resistência do poste, observando-se também os padrões definidos nas normas de instalações básicas.

- a) Para reformas e modificações de rede, quando houver a necessidade de substituição de poste devido à instalação de transformador de distribuição trifásico, este deverá ser poste de concreto duplo T e ter resistência nominal mínima conforme Tabelas 11 a 12;
- b) As condições técnicas que não permitem a instalação do transformador são:
 - Poste de madeira;
 - Poste de concreto com comprimento inferior a 11 metros;
 - Poste de concreto com resistência nominal inferior a 300 daN (Transformadores monofásicos de distribuição) e igual ou inferior a 600 daN (Transformadores trifásicos de distribuição);
 - Poste de concreto em mau estado de conservação;
 - Nas saídas das subestações de distribuição (SED), a estrutura do primeiro poste da rede primária deverá ser de ancoragem, podendo os postes serem duplo T ou em seção circular de resistência nominal mínima de 1.000 daN;
- c) Os postes nas estruturas de transições (ancoragem) e fim de rede aérea primária devem ter resistência mínima de:

- Em redes Monofásicas e trifásicas deverão atender aos esforços mecânicos mínimos estabelecidos na tabela XII.
 - Secundária: mínima apresentar esforço mecânico mínimo de 150 daN.
- d) Em longos trechos de alinhamento de rede aérea primária, é recomendável intercalar estruturas de ancoragem, a cada:
- 750 metros para rede convencional. Tais medidas visam assegurar maior confiabilidade ao projeto mecânico, além de facilitar a construção e eventual troca de condutores.
- a) Nas estruturas de encabeçamento tipo N3 e T3 devem receber estai de cruzeta a poste. Neste caso, o estai deve ser instalado em oposição à fase central e de modo a absorver totalmente o esforço dos três condutores de fase. Para as estruturas N4 e T4, projetar o estai somente se houver mudança de seção transversal, com diferença de tração acima da 75 daN;
- b) Em estruturas de transição de rede convencional e para rede protegida e/ou isolada, usar o estai no lado da rede convencional, se for o caso. Caso o mensageiro trabalhe também como estai (absorver parte dos esforços da rede convencional - ex: cabo coberto 240 mm² de um lado e cabos convencionais 120 mm² CA do outro), a estrutura anterior à transição deve ser com o cabo mensageiro ancorado com alças pré-formadas no poste.
- c) As estruturas de transição não devem apresentar ângulos de deflexão horizontal e/ou vertical.

NOTA:

- I. É obrigatório o uso de dinamômetro no lançamento de condutores.

16.2.3.3. Estaiamento

16.2.3.3.1. Geral

É vetada a utilização de estai de âncora em áreas rurais, exceto em regiões onde o relevo se apresenta acidentado, tais como: serras, montanhas, morros, chapadas ou até quando não exista trânsito de maquinários ou demais implementos agrícolas. Quando



houver necessidade, deverá ser utilizado sistema de estaiamento poste-a-poste (contra - poste). Poderão ser utilizados estais para se obter a estabilidade de estruturas sem equilíbrio, ocasionado por solo excessivamente fraco ou por elevado esforço mecânico, o qual acarreta um momento fletor solicitante também elevado. Pode ser necessário estaiamento nas seguintes estruturas:

- Fim de linha;
- Ângulo;
- Mudança de seção de condutor;
- Derivação;
- Ancoragem.

O estaiamento deve ser projetado quando os esforços atuantes nos postes forem superiores às resistências nominais deles ou ainda, quando a resistência do solo não suportar esses esforços.

Para efeito de aplicação desta norma, foi adotada a seguinte classificação para os diferentes tipos de solos que eventualmente podem ser encontrados:

- Solos de consistência normal, como terra firme, terra compactada, terrenos com algumas pedras e semelhantes;
 - Solos de consistência baixa, como os de terrenos da faixa litorânea, arenosos, aterros e semelhantes;
 - Solos de consistência baixíssima, como os de mangues, pântanos, várzeas, brejos e semelhantes.
- a) No dimensionamento da resistência de engastamento, foi considerado poste implantado em terreno de consistência normal ou de consistência baixa.
- b) Nos terrenos de consistência baixíssima onde for impraticável o estaiamento de âncora, pode ser usado estai de pântano (sapata de pântano ou sapata de concreto

ou tubulão). Recomenda-se, nestes casos, reduzir o tamanho do vão e, se necessário, a tração do condutor.

- c) Os estais laterais foram calculados considerando os esforços devido ao vento atuando sobre os condutores e poste, calculado para o vento máximo ocorrendo a 10°C.
- d) Os estais longitudinais foram calculados para suportarem os esforços longitudinais devido à tração máxima dos condutores.
- e) Normalmente deve ser projetado estai de âncora, entretanto, quando houver necessidade de se manter altura em relação ao solo, como no caso de ângulos próximos a estradas, eventualmente pode ser utilizado estai com contra poste.
- f) Estais laterais devem ser previstos, quando necessários, nos seguintes casos:
 - Nas estruturas em ângulos e de ancoragem;
 - Nas estruturas de travessias de obstáculos que exijam medidas especiais de segurança;
 - Nas estruturas de derivações e no máximo a cada quilômetro de trecho em tangente, prevenindo a ação do vento lateral.

Tabela XIX. Critérios de locação regiões I e II.

Aplicação de Poste Mínimo/Vão - Área Rural - Regiões (I e II) - Passagem (Tangência).							
Seção Transversal Condutores CAA (AWG/MCM)	Região I	Região II	Método de Locação		Cálculo de Esforços Mecânicos/Vento	Ancoragem de Rede Aérea Trifásica (m)	Ancoragem de Rede Aérea Monofásica (m)
			Vão ≤ 80 m	Vão ≥ 80 m			
2	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	1.000	1.000
1/0	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	800	(*)
4/0	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	500	(*)
336,4	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	500	(*)

Tabela XX. Critérios de locação regiões III, IV e V.

Aplicação de Poste Mínimo/Vão - Área Rural - Regiões (III, IV e V)) - Passagem (Tangência).								
Seção Transversal Condutores CAA (AWG/MCM)	Regão III	Regão IV	Regão V	Método de Locação		Cálculo de Esforços Mecânicos/Vento	Ancoragem de Rede Aérea Trifásica (m)	Ancoragem de Rede Aérea Monofásica (m)
				Metros (m)				
				Vão ≤ 80	Vão ≥ 80			
2	300	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	1.000	1.000
1/0	300	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	800	(*)
4/0	300	300	300	Direta	Topografia	Apresentar	500	(*)
336,4	300	600	600	Direta	Topografia	Apresentar	500	(*)

NOTAS:

- I. Vãos contínuos sucessivos devem ser encabeçados em estruturas de ancoragem/encabeçamento a cada 1.000 metros no máximo, para circuitos monofásicos com condutor CAA 2 AWG.
- II. As redes aéreas de distribuição rurais de média tensão deverão satisfazer às distâncias de segurança dos condutores de fase e neutro contínuo em relação ao solo.
- III. É vetada a instalação de equipamentos (Transformadores, religadores, chaves fusíveis, chaves facas e demais) em postes com comprimento inferior a 11 metros em obras de construção, entretanto nas obras de manutenção esta situação deverá ser avaliada.
- IV. Postes de concreto de comprimento de 9 metros, poderão ser aplicados em estrutura exclusivamente ocupadas por redes em baixa tensão em áreas rurais e especificamente em obras próprias do Grupo Energisa, desde que não previsto crescimento vegetativo considerável da região.
- V. É necessário conceber aceiros concretados com raio mínimo de 2,0 metros no entorno do eixo dos postes tipo PRFV a fim de mitigar danos causados por incêndio.

- 
- VI. Nos casos de campo aberto, recomenda-se estais laterais em lances menores, observando-se ainda o diâmetro do condutor e a velocidade do vento na região. Nos terrenos onde é impraticável o estaiamento de âncora, poderá ser usado engastamento especial, conforme previsto na NDU 005. Neste caso, reduzir o tamanho dos vãos e a tração nos condutores. Os estais longitudinais deverão ser calculados considerando-se inicialmente o encabeçamento dos condutores apenas de um lado da estrutura, procurando assim, garantir a sua estabilidade mesmo na hipótese de rompimento destes condutores.
- VII. Devido às limitações técnicas da aplicação do neutro contínuo, custos operacionais e segurança de terceiros, é vetada a elaboração de projetos que contemplem os tipos de estruturas P1A, P1, PT, PTA, P3 e P4.
- VIII. Veda-se a aplicação de isoladores tipo pino polimérico nas estruturas discriminadas nos itens anteriores, sendo apenas permitida a utilização de isoladores tipo pilar de porcelana ou híbrido.

16.2.3.3.2. Estai de Poste-a-Poste

O poste a ser estaiado não ficará sujeito a nenhum esforço de flexão no seu ponto de engastamento no solo. Tais esforços serão absorvidos pelo outro poste, dentro de suas limitações construtivas, devido aos esforços resultantes dos circuitos primário, secundário e outras redes que porventura utilizem a mesma estrutura. O esforço absorvido pelo cabo de aço do estai poderá ser transferido para um ou mais postes, recomendando-se transferi-lo para, no máximo, 2 (dois) postes. A transferência de esforços por meio de estai poste a poste pode ser realizada de 2 (duas) formas:

- Primeiro poste: instalação ao nível do primário; segundo poste: instalação a 100 mm acima do secundário;
- Primeiro e segundo postes: instalação a 100 mm acima do secundário.

Os postes de fim de linha, ângulos ou submetidos a esforços excepcionais, deverão ficar, depois de completada toda a instalação, no máximo na posição vertical e nunca inclinados no sentido do esforço. Para isso recomenda-se colocar o topo do poste de 400 a 500 mm além da posição final desejada, pois se deve prever na sua instalação

que, ao absorver os esforços solicitantes, ele fletirá, e, além disso, haverá um acomodamento de sua base.

Em fins de linha onde se prevê extensão de rede em futuro próximo, não se deve inclinar o poste ou instalar o contra - poste.

Normalmente, é empregado em fim de linha para absorver os esforços excedentes atuando sobre o poste, nas condições estabelecidas abaixo:

- Resistência nominal do contra - poste: 400 daN;
- Comprimento: 7 metros;
- Taxa de compressibilidade do solo: 2.000 daN/m³(demais taxas de compressibilidades poderão ser consultadas na NDU 005.).
- Ângulo de inclinação do contra - poste com a vertical: 30°.

16.2.3.3.3. Estai de Cruzeta a Poste

Para as redes aéreas primárias construídas em cruzeta beco, haverá necessidade de estaiamento dessa cruzeta no fim de linha ou na mudança de seção transversal ou de tração.

16.2.3.3.4. Estai de Cruzeta-Cruzeta

Normalmente é empregado em estruturas de ancoragem dupla, para ângulos superiores a 60°, de rede convencionais, para absorver os esforços excedentes atuando sobre a cruzeta.

16.2.3.4. Engastamento

A profundidade de engastamento, para qualquer tipo de poste, é determinada pela fórmula:

$$e = \left(\frac{L}{10} \right) + 0,60 \text{ m}$$



Onde:

L = comprimento do poste em metros;

e = profundidade do engastamento (mínimo 1,5 metros).

São definidos os tipos básicos de engastamento:

- Simples;
- Profundidade aumentada;
- Com reforço ou escora;
- Base concretada.

O engastamento dos postes 11/300 e 12/300 deverá ser avaliado quanto à necessidade do tipo de profundidade aumentada, com profundidade de engastamento igual a 1,80 metros, para que a resistência fique igual a 300 daN.

Em posteamento existente, pode ser usada escora de subsolo ou concretagem para conseguir a resistência de 300 daN. Em locais com grande probabilidade de abalroamento do poste, situações temporárias, não utilizar engastamento concretado. Nesses casos, deve ser utilizada escora de subsolo ou profundidade aumentada.

16.2.4. Tipos de Estruturas

A escolha das estruturas, incluindo respectivos índices, é definida de acordo com as normas de instalações básicas, levando-se em consideração os seguintes detalhes:

a) Tipo de rede

- Rede primária protegida, conforme definição da NDU 004.1;
- Rede secundária isolada, conforme definição da NDU 004.3.

b) Largura do passeio;

c) Seções transversais dos condutores;

d) Ângulo de deflexão horizontal e vertical da rede.

A estrutura de rede em locais com problemas de afastamento de rede deve estar de acordo com as Tabelas 10 a 14 e os DESENHO NDU 006.01 ao DESENHO NDU 006.06.

NOTAS:

- I. Os postes e cruzetas do tipo PRFV devem ser aplicados em obras que apresentem limitação de acessibilidade nas situações de execução sejam essas de construção ou manutenção emergencial.
- II. Todas as estruturas trifásicas e monofásicas concebidas acima deverão prever a adoção de neutro contínuo de forma a atender as distâncias de segurança entre condutores/condutores e condutores/solo, segundo NBR 15688 (Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus.).
- III. Nos projetos com redes aéreas primárias de distribuição com condutores nas seções transversais 4/0 AWG e 336,4 MCM é vetado projetos com estruturas do tipo 1, tais como N1 e T1 devido a limitação dos esforços mecânicos das cruzetas.

16.3. Condições Básicas de Cálculo

Considerando-se as curvas de vento máximo e temperatura mínima, as redes de distribuição, na área da distribuidora, serão dimensionadas para valores regionais das velocidades de ventos e temperaturas conforme descritos abaixo:

Tabela XXI. Velocidades determinadas com base nas Isopletras NBR 6123.

Velocidade Máxima dos Ventos (km/h)	ESE	ETO	EMR	EPB	EMS	EMT	ESS	EAC	ERO
	108	108	126	108	162	126	162	108	108

Tabela XXII. Temperaturas (média e máxima) e velocidade isopletras.

Temperatura Regional (°C)	ESE	ETO	EMR	EPB	EMS	EMT	ESS	EAC	ERO
Média	27,3	24,9	22,5	27,5	24,6	26,8	21,5	25,2	-
Máxima	30,4	30,4	27,2	30,5	30,1	32,6	27	29,2	-
C/ Vento Máximo Coincidente	108	108	126	108	162	126	162	108	108

- Pressão de vento nos postes de seção duplo T: 90,75 daN/m²;
 - Pressão de vento nos condutores: 44 daN/m².
- a) Carga nos Condutores - Na hipótese de velocidade máxima de vento (44 daN/m²), o esforço de tração axial nos condutores não deve exceder 50% da sua carga nominal de ruptura. Na condição de temperatura mínima, não deve exceder a 33% da sua carga nominal de ruptura. Para os condutores CAA 2, 1/0 e 4/0 AWG, os esforços mecânicos nos condutores não excedem os limites de 50% da carga de ruptura, para os vãos básicos usuais.
- b) Condição de Maior Duração (EDS) - A condição de maior duração (EDS) deve ser de 18% da carga de ruptura à temperatura de 22° C. Para os vãos em que as condições aqui estabelecidas, não forem satisfeitas, a tração na condição de maior duração (EDS) deve ser reduzida.
- c) Condição de Flecha Máxima - A condição de flecha máxima deve ser de 50°C, sem vento, condição final, "creep" de 10 anos.
- d) Condições de Flecha Mínima - A condição de flecha mínima deve ser de 0°C, sem vento, condição inicial.
- e) Condição de Máxima Solicitação - A condição de carga máxima deve ser de 10°C, com vento (44 daN/m²), condição final ou a 0°C, sem vento, condição inicial.
- f) Distância de Segurança Condutor Solo - A distância mínima do condutor ao solo deve ser de 6,5 m, na condição de flecha máxima;
- g) Para fins de flecha nos condutores, em termos de orçamentação, os quantitativos devem prever um aumento de 5% no comprimento dos vãos.

NOTA:

- I. É obrigatório o uso do dinamômetro no lançamento de condutores nas obras de construção e manutenção de redes de distribuição.

16.4. Ábacos ou Gráficos de Utilização das Estruturas

Os ábacos ou gráficos de utilização devem ser elaborados levando-se em conta o carregamento máximo dos condutores (considerar 33% da CR (Carregamento de Tração Máxima), condição final), força de vento atuando nos condutores e estruturas (desprezar a ação do vento nos acessórios).

Na elaboração dos gráficos ou tabelas de utilização de estruturas, devem ser observados os seguintes critérios básicos:

- a) As estruturas de fim de rede e as de ângulo devem ser dimensionadas com vistas a suportar a carga máxima atuando nos condutores (33% da CR).
- b) Os postes devem ser utilizados até o limite de 100% de sua carga nominal para cargas transitórias (carga de vento) e 95% para cargas permanentes (deflexão e fim de rede).
- c) A carga de vento atuando em postes estaiados pode ser desprezada para efeito de dimensionamento do poste.
- d) Os estais devem ser dimensionados para suportar toda a carga atuando no poste.
- e) A carga máxima aplicada aos postes de concreto estaiados deve ser determinada de acordo com a Norma NBR-8451, de modo a se evitar que o poste rompa no ponto de fixação do estai.
- f) Deve ser utilizado o fator de segurança igual a 02 (dois), para os condutores de estai e para os pinos de isoladores. Refere-se, neste caso, à resistência mecânica do pino a esforços de flexão.
- g) O vão máximo admissível entre as estruturas, deve ser determinado pela, seguinte expressão:

$$V_m = 7,644 * \sqrt{T/P} * (D - 0,076 * kV)$$

Onde:

V_m = Vão Máximo;

T = Tração na EDS;

P = Peso do condutor;

D = Distância elétrica projetada no suporte transversal ao sentido do condutor;

kV = Valor eficaz da tensão nominal entre fases.

h) Para as redes monofásicas os critérios devem ser idênticos às redes trifásicas.

i) Os ábacos/gráficos de utilização do Anexo de desenhos fornecem as limitações do vão médio devido ao carregamento nos postes e pinos de isoladores, levando em consideração as condições acima exigidas.

Os referidos gráficos se aplicam aos condutores CAA, 336 MCM, 4/0 AWG, 1/0 AWG e 2 AWG, para redes trifásicas.

O número de estais será conforme apresentado nos gráficos de utilização de estruturas ou ábacos, constantes no documento complementar, a norma NDU 007 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais.

16.5. Gabaritos

Baseado nos dados dos gabaritos dos desenhos NDU 007.12 a NDU 007.40 devem ser construídos na mesma escala dos desenhos de planta e perfil.

Para os condutores CAA ou CAL 6201 recomendam-se gabaritos com vãos básicos de 80 a 600 m (Os 600 metros deverão tão somente ser avaliados para estruturas do tipo especial TE, HTE e HTTE pelas unidades locais do Grupo Energisa).

Para condições de tensionamento diferentes daquelas utilizadas para cálculo dos gabaritos usuais, devem ser elaboradas novas tabelas de flechas, para confecção dos gabaritos especiais (casos de trações reduzidas).

16.6. Locação das Estruturas em Planta e Perfil

16.6.1. Critérios para Locação

Na fase de locação das estruturas em planta e perfil, devem ser adotados os seguintes critérios:

- a) As redes exclusivas de baixa tensão deverá ser projetadas com postes mínimos de 10 metros. Enquanto as redes exclusivas, em média ou em compartilhamento, com baixa tensão, deverão ser projetadas com postes mínimos de 11 metros.
- b) Os postes de concreto de seção Duplo T devem ser instalados de modo que a seção de maior esforço fique voltado na direção da rede aérea de distribuição;

- 
- c) A utilização das estruturas tipo N3/T3, N4/T4, e TE é limitada para condutores CAA até 1/0 AWG com tração total, tendo-se em vista a resistência mecânica das cruzetas. Para as redes construídas com condutores 4/0 AWG a 336,4 MCM, as estruturas de encabeçamento deverão ser do tipo N4, T4 ou TE (estruturas que permitem a transferência de uma das fases para o poste, tirando o desequilíbrio de duas fases de um lado contra uma do outro), sendo a resistência nominal mínima do poste igual a 600 daN.
- d) É possível, utilizando trações reduzidas (60%) o uso de cabos com seções transversais maiores que 1/0 AWG nas estruturas tipo N3/T3, N4/T4, e TE, conforme projeto, sendo a resistência nominal mínima do poste igual a 600 daN para regiões I e II mencionadas na figura 14, enquanto nas demais regiões superiores a 600 daN.
- e) Para realização de tracionamento em estruturas tipo ancoragem (N4 e U4) em poste Duplo T este deverá ser feito na face de maior esforço (face lisa) voltado para a direção da rede, quando não houver ângulo de deflexão.
- f) Quando houver ângulo de deflexão menor que 60 graus, o poste deve ser instalado com o lado de maior resistência voltado para a direção da bissetriz do ângulo formado pelos condutores. Para ângulos entre 60 e 90 graus o poste Duplo T deve ficar com o lado de maior resistência voltado para o sentido (maior esforço), conforme descrito na NDU 005 (Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rurais).
- g) Nos trechos em que a rede de distribuição rural atravessar zonas urbanas, deve ser utilizada tração reduzida nos condutores, com a consequente redução de vãos entre as estruturas;
- h) Nas estruturas de fim de rede com poste Seção Duplo T, sem estais longitudinais, o lado de maior resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
- i) Nas estruturas de fim de rede trifásica com poste Seção Duplo T, com estais longitudinais, o lado de maior resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
- j) Nas estruturas de fim de rede monofásica com poste Seção Duplo T, com estai longitudinal, o lado de menor resistência do poste deve ser voltado para a direção da rede.
- k) Nos projetos de derivação em rede nova, o poste deve ser dimensionado como fim de rede e a tração no condutor do ramal deve ser normal;

- l) As derivações devem ser feitas com ângulos de partida entre 60 e 120 graus;
- m) Em cruzamentos aéreos nos quais se utilize o flying tap, o circuito superior deve ser a fonte de energia.

NOTAS:

- I. Os cruzamentos com conexão aérea devem ser evitados sempre que possível devido à dificuldade de manutenção.
- II. Quando tecnicamente possível deverá ser evitado aplicação de estais nas estruturas e avaliar as opções contidas na NDU 005 que trata dos tipos de engastamentos, atentar para alternativa de aumento do esforço mecânico do poste de forma a balancear a tração mecânica dos cabos condutores de alumínio nu.
- III. Para regiões de alta complexidade como pântanos, travessia de rios, vales etc., deverá ser analisado junto a unidade local da Energisa a possibilidade de aplicação da estrutura HTE.

16.6.1.1.1. Dimensionamento de Estruturas

O dimensionamento mecânico das estruturas é baseado nas trações de projeto especificadas na Tabela 26, respeitando-se os coeficientes de segurança admissíveis para os componentes da estrutura da rede rural.

As solicitações as quais as estruturas de suporte da rede são submetidas devem-se aos esforços de trações dos condutores, à ação do vento e do próprio peso e eventualmente de equipamentos.

Na determinação desses esforços mecânicos são considerados:

- a) Resultante dos esforços

A resultante dos esforços transferidos a 10 cm do topo do poste deve ser no máximo igual à resistência nominal do poste.

- b) Comprimentos dos vãos e variações de temperatura



As variações de temperatura têm ação direta sobre o comprimento do condutor e consequentemente sobre a tração e flecha, sendo que estes dois elementos, flecha e tração, atuam de maneira inversamente proporcional.

O comprimento do vão, também, tem influência nos valores da tração e flechas do condutor.

c) Flechas e trações para vãos contínuos

Para trechos de vãos contínuos deve-se calcular o vão regulador, de acordo com o item 15.1.2, para utilização das tabelas de flechas e trações. Os ábacos ou gráficos para escolha de estruturas determinam para as situações de tangência e em ângulos, a limitação máxima de cada estrutura de acordo com o vão, as seções transversais dos condutores e o ângulo de deflexão da linha.

Sendo inevitável o emprego de vãos ou ângulos superiores aos previstos nos gráficos, deverá ser especificada estrutura especial, cujo desenho deve fazer parte do projeto, de preferência constando da própria folha do perfil onde está projetada.

NOTA:

- I. É obrigatório o uso do dinamômetro no lançamento de condutores nas obras de Podem ocorrer situações em que poderão ser utilizados mais de um tipo de estrutura, recomendando-se neste caso, optar pelo tipo de construção mais econômica. Se o objetivo for garantir uma maior confiabilidade da rede, poderá definir o tipo de estrutura que deverá ser utilizada sem observar este critério.

16.6.1.2. Esforços de Arrancamento e Compressão

Em locais onde existem grandes desníveis nos lances adjacentes de uma estrutura, normalmente aparecem esforços de compressão ou de arrancamento que precisam ser levados em conta na escolha da estrutura ou dos estaiamentos necessários.

16.6.1.2.1. Arrancamento

No caso de arrancamento, qualquer que seja o esforço vertical, é necessário se projetar uma estrutura de ancoragem, por conseguinte, fazer-se os cálculos desses



esforços a não serem que eles sejam de grande monta pondo em perigo a própria estrutura.

16.6.1.2.2. Compressão

Nos casos de compressão, principalmente quando a estrutura normalmente projetada for tangente é preciso verificar os limites dos esforços das estruturas.

Também deverão ser observados nos desenhos NDU 006.29 a NDU 006.31. Será considerado para efeito de definição de estrutura o limite de:

- 50% da resistência nominal da estrutura para o esforço vertical;
- 25% da resistência nominal da estrutura para o esforço horizontal.

16.7. Tipos de Cruzetas

As cruzetas padronizadas aplicáveis a projetos de redes de distribuições até 36,2 kV no grupo Energisa compreendem os seguintes modelos e comprimentos:

- Cruzetas de concreto formato retangular 2.000 mm a 2.400 mm (aplicáveis a tensões até 36,2 kV).
- Cruzetas de concreto formato T 1.900 mm (aplicáveis até 13,8 kV) e 2.400 mm (aplicáveis a tensões até 36,2 kV);

Apesar da existência de cruzetas padronizadas em Poliéster Reforçado em Fibras de Vidro (PRFV) a concepção de projetos e obras de construção veta sua aplicabilidade em obras de construção exceto nas situações em que ocorre acessibilidade limitada a sua execução seja no âmbito de construção como manutenção.

Na montagem das estruturas e equipamentos especiais da NDU 023 poderão ser instaladas cruzetas de aço carbono especificada na ETU 115.3 (Cruzeta de Distribuição de Concreto) e do tipo PRFV.

NOTAS:

- I. Nas áreas de compreendidas pela NDU 027 deverão ser implementados os materiais propostos por esta especificadas.

- 
- II. Para maiores detalhes técnicos deverá ser consultada a ETU 115.3.
 - III. A cruzeta tipo beco deverá ser aplicado exclusivamente quando a rede aérea de distribuição rural que realize travessia por vilas, vilarejos distritos etc., quando necessário for e com vãos limitados a 40 metros, conforme especificado no padrão urbano.

16.8. Acessórios

16.8.1. Isoladores Pilar

Os isoladores tipo pilar estão padronizados no Grupo Energisa nas aplicações redes de distribuição rural com cabos de alumínio (CAL 6201 e CAA) nas classes de tensão 15, 24,2 e 36,2 kV com NBI (Nível Básico de Isolamento) respectivamente de 110, 150 e 170 kV.

NOTAS:

- I. O condutor jamais deve ser instalado nas saias inferiores do isolador, pois terá seu Nível Básico de Impulso (NBI) menor que o recomendado para a estrutura, podendo ocasionar falhas no sistema de distribuição de média tensão.
- II. Em projetos de redes de distribuição rural (RDR) com cabos de alumínio nu é vetada a aplicação dos isoladores tipo pino poliméricos nesta situação. Enquanto nas redes de distribuição compactas deverão ser empregados os isoladores tipo pino polimérico.
- III. Em estruturas com ângulo de deflexão horizontal (definidos pelas NDUs 006 e 007), o condutor deve ser instalado na primeira saia lateral da parte superior do isolador (conforme o ângulo), sendo o mesmo fixado com o material de amarração apropriado ao material do isolador.
- IV. Em estruturas sem ângulo de deflexão horizontal (tipo passagem), o condutor deve ser instalado na parte superior do isolador (semelhante a um “berço”), sendo o mesmo fixado com o material de amarração apropriado ao material do isolador.

16.8.2. Isoladores Suspensão Tipo Bastão

Os isoladores tipo ancoragem padronizados, pelo Grupo Energisa, são do tipo de Ancoragem Polimérico tipo bastão em composto polimérico.

Para classes de tensão de 15, 24,2 e 36,2 kV com NBI (Nível Básico de Isolamento) respectivamente 110,150 e 170 kV.

16.8.3. Alça Pré-Formada

As alças adotadas para condutores de alumínio serão de aço galvanizado ou liga alumínio.

16.8.4. Amarrações

As amarrações utilizadas poderão ser:

- a) Rede convencional - convencional: simples com laço pré-formado, simples lateral com laço pré-formado e duplo com laço pré-formado;
- b) Rede protegida: topo com anel de amarração, lateral com anel de amarração e fim de linha com grampo de ancoragem;

16.8.5. Conexões

As conexões utilizadas deverão ser do tipo cunha ou conector tipo H.

NOTAS:

- I. O conector tipo Cunha/Estribo deverá ser aplicado com capa de proteção para GLV, enquanto nas conexões da cunha a capa de proteção.
- II. Em todas as conexões nos condutores fases com cabo coberto, é necessário o restabelecimento da cobertura do cabo, exceto quando da utilização do conector perfurante.
- III. É obrigatório utilização de conector cunha-estribo ou conector H mais alça-estribo em todos e quaisquer transformadores de distribuição e/ou para-raios de linha.

16.8.6. Emendas

Quando forem necessárias emendas nos condutores das redes aéreas de distribuição, primária convencional, estas deverão ser à compressão com uso da ferramenta adequada.

Não é permitida a emenda do cabo mensageiro no meio do vão e nos condutores protegidos ou isolado que estejam sob travessia de rios, rodovias, ferrovias etc.

Tabela XXIII. N° de emendas permitidas por lance de cabo.

N° de Coroas de alumínio do cabo	Número total de emendas
1	02 emendas
2	03 emendas
3	04 emendas
4	05 emendas

16.8.7. Ferragens

Todas as ferragens tais como: parafusos rosca total ou não (M16), pinos para isolador (M20), porcas olhais (M16), hastes de ancoras, Manilha sapatilha, sapatilha e demais ferragens devem apresentar capacidade mínima de ruptura mecânica de 5.000 daN, assim como demais acessórios aplicados nas redes de distribuição rurais (RDR).

16.8.8. Protetor de Bucha

Acessório de material polimérico utilizado para proteção das partes energizadas de buchas de equipamentos deverão ser obrigatoriamente concebidos na elaboração da orçamentação de projetos, assim como na instalação dos seguintes equipamentos abaixo:

- Transformadores de Distribuição.
- Religadores de Linha de Distribuição.
- Reguladores de Tensão.
- Para-raios de média.

17. ATERRAMENTO

Os critérios básicos e as exigências técnicas mínimas que devem ser obedecidas nas elaborações de projetos e nas execuções dos aterramentos nas linhas de distribuição em baixa e média tensão e em padrões de entrada de energia elétrica na área de concessão da Energisa estão descritas na NDU 034.

NOTA:

- I. Nas situações de sistemas aterramentos propostos pelos seccionamentos de cercas descritos pela NDU 034 (Critérios para projetos e execuções de aterramentos nas redes de distribuição e em padrões de entrada de energia elétrica) poderão ser compostas pela aplicação das hastes de cantoneira em aço galvanizado. A aplicação das hastes de cantoneira em aço galvanizado tem aplicação exclusiva no processo de aterramento de cercas e das obras do governo federal que estão vigentes no Grupo Energisa.

18. RELAÇÃO DE MATERIAL

18.1. Material Aplicado

Os materiais e equipamentos utilizados na execução de obras de construções devem ser novos e atender as especificações fornecidas pela distribuidora em suas últimas revisões aprovadas, acompanhados das respectivas notas fiscais e termos de garantia dos fabricantes, de no máximo 24 (vinte e quatro) meses após a emissão da nota fiscal e fabricação após a instalação, prevalecendo o que ocorrer primeiro, sendo vedada a utilização de materiais ou equipamentos reformados ou reaproveitados, conforme Resolução ANEEL N.º 1.000. Todos dos materiais orçados em obras de manutenção e construção de redes aéreas de distribuição deverão ser devidamente homologados pelos Grupo Energisa.

Na elaboração da lista de materiais devemos observar os seguintes tópicos:

- a) Para os condutores isolados e protegidos, o projetista deverá acrescentar 5,0 % do total do comprimento encontrado.

- 
- b) Para os condutores nus o projetista, deverá acrescentar o valor de 5,0 % no peso do condutor, conforme Tabelas 17 a 20 (no caso de se estar utilizando o programa SIAGO Energisa, ele já prevê o citado acréscimo).
- c) Os materiais necessários para concretagem da base de postes e recomposição de passeios não devem ser relacionados.

NOTAS:

- I. Nos projetos particulares (extensão de rede aérea rural com cabine de medição em média tensão em que existam equipamentos ou redes área de distribuição após a cabine primária, cujo materiais, estruturas e critérios divirjam dos documentos normativos da ABNT/NBR:
- As empresas das distribuidoras do Grupo Energisa recomendam que as instalações elétricas internas de baixa ou média tensão sejam especificadas, projetadas e construídas conforme as prescrições da ABNT, através da NBR-5410 e NBR-5419 e aquelas em média tensão, conforme as prescrições da NBR-14039, 15688 e 15992 quanto aos seus aspectos técnicos e de segurança.

O consumidor deve, ainda, obedecer às legislações específicas aplicáveis, relativas ao tipo de atividade a que se destina a unidade consumidora. O projeto, a especificação e a construção da instalação elétrica interna do consumidor deverão obedecer às normas da ABNT, podendo a distribuidora vistoriar essas instalações no intuito de verificar se seus requisitos mínimos técnicos e de segurança, estão sendo obedecidos.

18.2. Material Salvado

Devem ser observados os seguintes critérios nos projetos que envolvam retiradas de materiais da rede existente:

- a) Materiais aproveitáveis e devolvidos ao almoxarifado

São os materiais retirados e não aproveitados na mesma obra, mas em bom estado de conservação a serem devolvidos ao almoxarifado. O valor unitário destes materiais deve ser depreciado de acordo com a Resolução em vigor. Tomar como referência a data de fabricação dos materiais de concreto e que devem ser incluídos neste caso, também,



os materiais fora de padrão, em bom estado de conservação e em condições de reutilização.

b) Materiais não aproveitáveis

São materiais em mau estado de conservação, e que são devolvidos ao almoxarifado como sucata. Estas sucatas são separadas em:

- Sucata de CA nu;
- Sucata de CA isolado;
- Sucata de CA protegido;
- Sucata de CAA;
- Sucata de cobre nu;
- Sucata de cobre isolado;
- Sucata de ferro (cinta, parafuso, armação, sela etc.);
- Sucata de madeira (cruzeta, contraposte, poste);
- Sucata de polimérico (cruzeta, poste);
- Sucata de porcelana (isoladores, para-raios, chaves etc.);
- Sucata de concreto (poste, cruzeta, vigas, defensas etc.).

Estas sucatas devem ser também relacionadas no formulário resumo de orçamento, especificando somente a quantidade dos materiais. Não devem ser considerados os materiais de difícil retirada (haste de terra, escora de subsolo etc.) que serão abandonados no local em que estão instalados.

18.3. Mão-de-Obra

O cálculo de mão-de-obra é feito identificando-se os diversos tipos de serviços previstos na execução da obra.

18.4. Projeto e Orçamento em Estrutura com uso Mútuo

Na elaboração de projetos de reforço, reformas, modificações ou extensões de rede de distribuição rural, que impliquem em utilização mútua, devem ser tomadas as seguintes providências e cuidados:

- a) Em projetos de reforço, reformas e/ou modificações da rede, que resultarem da solicitação de clientes, por interesse próprio e que impliquem na remoção/substituição de postes com uso mútuo, devem ser incluídos no orçamento, os custos referentes aos serviços na rede de utilização mútua (Telecomunicações, Telefonia etc.) conforme especificado na Resolução 1.000/2021 Aneel.
- b) Caso haja interesse do solicitante (cliente) na execução de obras de deslocamento de poste que exista uso mútuo de infraestrutura, a concessionária de local da Energisa deverá solicitar a empresa responsável o devido encaminhamento das custas dos serviços ao cliente afim do processo de negociação.
- c) Após a conclusão do pagamento das custas dos serviços provenientes da utilização mútua (Telecomunicações, Telefonia etc.) o solicitante deverá providenciar o pagamento das custas referente aos serviços solicitado a Energisa, apenas mediante a confirmação dos pagamentos intrínsecos ao uso mútuo e concessionária de energia a solicitação será programada e executada.
- d) Não devem ser previstas instalações de transformadores, chaves em geral e aterramento em postes nos quais já existam equipamentos existentes na rede de uso mútuo.

NOTAS:

- II. Para elaboração dos projetos de compartilhamento de infraestrutura deverá ser consultada a NDU 009 (Critérios para Compartilhamento de Infraestrutura da Rede Elétrica de Distribuição).
- III. Os custos referentes as empresas de utilização mútua deverão ser realizadas diretamente as mesmas e o pagamento devidamente comprovados a Energisa.
- IV. Nas situações de deslocamento de estruturas de redes aéreas de distribuições as quais estejam em conformidade com critérios normativos serão imputados os



custos de tal serviço ao demandante e no caso da existência de redes de compartilhamento (Telecomunicações/Internet) serão gerados dois orçamentos, sendo referente a distribuidora de energia elétrica e outro referente a empresa de compartilhamento de infraestrutura. A execução da solicitação demanda só será iniciada após o pagamento nessa situação dos 02 orçamentos.

19. DIRETRIZES DE CONSTRUÇÃO

As construções das redes de distribuição rural deverão ser executadas de acordo com as normas e procedimentos da Energisa, no que tange à padronização das estruturas, especificações de materiais e alinhamentos contratuais com empreiteiras.

Ao término da construção, a ligação do ramal à rede é de exclusiva atribuição da Energisa, devendo estar devidamente aprovada pela fiscalização e legalizada.

NOTA:

- I. A intervenção nas redes de distribuição das distribuidoras deve ser realizada apenas pelas equipes próprias ou empresas devidamente homologadas aptas ao processo de terceirização. Sendo proibida a intervenção em redes de distribuição das distribuidoras por empresas terceiras sem o prévio conhecimento da Energisa. Consulte a distribuidora local para informações sobre credenciamento de empresas terceiras.

19.1. Limpeza de Faixa

Neste item deverão ser observados os procedimentos padrões adotados nas seguintes NDUs:

- NDU 016 (Compatibilização da Arborização com as Redes de Distribuição.);
- NDU 005 (Instalações Básicas Para Construção de Redes de Distribuição Rurais).

19.2. Seccionamento de Cercas

Todos os seccionamentos de cercas devem ser feitos de acordo com os padrões da Energisa, conforme previsto na NDU 005 (Instalações Básicas Para Construção de Redes



de Distribuição Rurais) e NBR 15668 (Rede de Distribuição Aérea de Energia Elétrica com Condutores nus) e respectivo padrão estabelecido na NDU 034 e NDU 004.3.

19.3. Reaterro

O material originário da escavação deve ser reutilizado observando-se a total ausência da camada orgânica, de detritos, entulhos e de torrões que venham prejudicar a sua homogeneização e, principalmente, seu teor de umidade.

19.4. Compactação

A Empreiteira deve, como resultado do seu trabalho, apresentar o terreno circunvizinho à estrutura, compactado, razoavelmente liso e de tal forma que as águas pluviais sejam desviadas da estrutura.

19.5. Levantamento e Montagem das Estruturas

- a) As estruturas de ângulo devem ser montadas na sua bissetriz. As estruturas com 02 (dois) ou mais postes devem apresentar os topos no mesmo nível.
- b) Nas estruturas com isolador de porcelana tipo pilar, o isolador central deve ser montado, na ordem sucessiva das estruturas, alternadamente, ora de um lado, ora de outro, em relação ao poste, de modo a ter o condutor da fase central em ziguezague.
- c) Nas estruturas de ancoragem do tipo N4, T4, TE e HTE, se os jumpers estiverem por cima da cruzeta, utilizasse 01 (um) isolador de porcelana tipo Pilar por fase. Para os casos em que as fases externas da estrutura estiverem passando por baixo da cruzeta (situações sem estais laterais), utilizar 01 (um) isolador Pilar apenas na fase do meio (obrigatório).

19.6. Lançamento e Instalação de Condutores

No lançamento dos condutores devem ser observadas as seguintes exigências:

- a) Deverá evitar emendas nos condutores, se necessário, não executar mais de uma emenda no condutor, por vão;
- b) Evitar emendas nos vãos de travessias sobre rodovias, ferrovias, rios, Linha de Distribuição em alta tensão (LDAT) de 69 kV e 138 kV;

- 
- c) Não executar emendas em vãos ancorados, assim como em adjacentes;
 - d) As emendas devem ficar, no mínimo, a 10 (dez) metros dos isoladores.

19.7. Instalação de Equipamentos de Proteção e Manobra

As chaves-faca devem ser instaladas, obrigatoriamente, em estruturas de ancoragem e de modo que a lâmina de contato na posição aberta fique do lado oposto à fonte. A ligação da chave-faca à rede primária deverá ser feita com o mesmo condutor da rede, nunca utilizando o conjunto GLV.

Fica restrita a instalação de chave faca, nas estruturas monofásicas onde existam estais laterais.

20. HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das Alterações Realizadas
23/02/2017	4.0	Revisão Geral
29/05/2018	5.0	Revisão Geral com mudança de <i>layout</i>
15/03/2023	6.0	1. Atualização e inclusão de novas tabelas no documento normativo. 2. Melhoria da qualidade dos desenhos da NDU 007. 3. Inclusão de itens e processos padronizados no Grupo Energisa S/A. 4. Revisão bibliográfica do documento normativas. 5. Atualização de REN 1.000/2021. 6. Atualização dos gráficos de utilização de estruturas (ABACOS) que permaneceram em documento a parte da NDU 007.
12/07/2023		1. Ajuste do sumário. 2. Formatação de tabelas e texto, pois apresentavam inconformidade com demais documentos normativos do Grupo Energisa, inclusive da NDU 006. 3. Inclusão da Tabela X de elos fusíveis.
10/11/2023		• Ajustes e inserção de informações na tabela 13. • Formatação do texto da NDU 007. • Formatação das Tabelas. • Ajuste de informações do Anexo B. • Inserção de Referência bibliográfica da NDU 047. • Atualização da tabela 12.

31/12/2024		• 11.10 Tabela III, NOTAS I, II e III, página 63. • 12.5.2.2 Correção de informações da Tabela VII. • 14.5 Inclusão de critérios de construção de redes primárias monofásicas. (páginas 112 e 113). • 15.2.3.3.3. Ajuste do Texto da Nota I. • 15.7. Correlação do comprimento das cruzetas pela classe de tensão. • 15.7. Inclusão da Nota III. • Tabela 13. Valores atualizados (comprimento e esforços mecânicos) dos postes equipados. • Tabela 15. Reformulação da Tabela 15 e inclusão de notas na página 189. • Tabela 28. Inclusão da Nota II. • Tabela 38. Inclusão da Tabela com seção transversal do condutor versus aplicabilidade chave seccionadora unipolar 400 A ou 630 A. • Item 22. Desenhos. Inclusão dos desenhos: Inclusão dos Desenhos: DESENHO NDU 007.011. Distâncias Padrões Estrutura Compacta. DESENHO NDU 007.012. Distâncias Padrões Estrutura Convencional. • ANEXO B. Inclusão da tabela de Demanda (KVA) de núcleos habitacionais ou aglomerados populacionais rurais. • ANEXO E. Inclusão de gráficos de estruturas limitados a vãos de 80 metros para estruturas tipos N, T, MB e B. Assim inserção de tabelas de ângulos de deflexão vertical e horizontal. • ANEXO F. Inclusão do Anexo F Cálculo de Distância de Segurança Aeródromos. • ANEXO G. Inclusão do Anexo F Aplicação de Espaçadores.
01/12/2025		• Inclusão de referências bibliográficas NBR 8451-1 e 2. • Inclusão de referências NDU 031. • Atualização de QR Code da NDU 007. • Inclusão de definição 7.4, 7.35, 7.36, 7.37, 7.38 e 7.39. • Inclusão do item 8.1, a creca de áreas de conservação de terras indígenas e com existência de patrimônio arqueológicos etc. • Inclusão de necessidade de aplicação de redes compactadas com condutores (XLPE/HDPE), conforme padrões definidos na NDU 004.1. • Inclusão de novos critérios de travessias de redes de distribuição de terceiro/Energisa definidos no item 13.7.2.

		• Definição de critérios estabelecidos na Resolução do Conama N° 369/2006. • Ajuste do texto da NDU 007 vigente para “Em locais com circuitos primário trifásicos, quando necessário deve-se analisar a viabilidade técnica/econômica da instalação de transformadores aéreos de distribuição de natureza monofásica (01, 02 ou 03 buchas) ou trifásica, conforme especificado na ETU 109.1, contido no item 15.3.2. • Tabela 12 inclusão do esforço mecânico para reguladores de tensão. • Ajuste da tabela 27 com informação das seções transversais do neutro contínuo. • Inclusão dos Ábacos destinados aplicação nas regiões I, II, III, IV e V definida pela figura 14 desse documento normativo. • Anexo B ajustes de método de previsão de KVA/lotes. • Ajustes/correção do item 11.7 que caberá a análise de viabilização técnica da definição de atendimento de loteamentos, chácaras e etc, por intermédio de redes aéreas de natureza monofásicas ou trifásicas em padrões definidos pelas NDU 005 e NDU 004.1.
--	--	---

21. TABELA

TABELA 01. Demanda Máxima Individual.

TABELA 02. Fatores de Potência.

TABELA 03. Motores Monofásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

TABELA 04. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

TABELA 05. Dimensionamento dos Elos-Fusíveis para Ramais.

TABELA 06. Elos-Fusíveis para Transformadores Monofásicos.

TABELA 07. Elos-Fusíveis para Transformadores Trifásicos.

TABELA 08. Seções Transversais Mínima do Tronco Secundário.

TABELA 09. Elos-Fusíveis para Banco de Capacitores.

TABELA 10. Postes Padronizados.

TABELA 11. Comprimento e Resistência Mínima de Poste para Instalação de Equipamento Regulador.

TABELA 12. Comprimentos/Resistências Mínimas Postes Equipados.

TABELA 13. Distâncias entre Condutores de Circuitos Diferentes.

TABELA 14. Distâncias entre os Condutores e Solo (MT).

TABELA 15. Distâncias entre os Condutores e Solo (AT).

TABELA 16. Distâncias Mínimas das Partes Energizadas as Fases ou Terra em Pontos Fixos.

TABELA 17. Características dos condutores de alumínio nu tipo CA (Seção transversais padronizadas).

TABELA 18. Características dos condutores de liga de alumínio nu tipo CAL (Seção transversais padronizadas).

TABELA 19. Características dos condutores de alumínio nu tipo CAA (Seção transversais padronizadas).

TABELA 20. Características dos Condutores Multiplexados CA/CAL com Neutro Nu - XLPE 0,6/1 kV.

TABELA 21. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA Rede Primária Trifásica.

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA Rede Primária Monofásica.

TABELA 23. Queda de Tensão em Cabo Alumínio CAL 6201 Rede Primária Monofásica e Trifásica.

TABELA 24. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 220/127 Volts.

TABELA 25. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 380/220 Volts.

TABELA 26. Trações de Projeto de Redes Rurais

TABELA 27. Determinação do Cabo de Neutro.

TABELA 28. Equivalência de Esforços a 20 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação.

TABELA 29. Carga de Utilização do Poste de Concreto Duplo T.

TABELA 30. Critérios para Sustentação de Esforços em Função da Resultante de Condutores Cabos Telefônicos e Estais.

TABELA 31. Engastamento com Profundidade Aumentada.

TABELA 32. Escolha de Estruturas - Rede Convencional Trifásica Ângulos de Deflexão Horizontais e Verticais - CAL 6201 e CAA.

TABELA 33. Ângulo de Deflexão Horizontal da Rede Primária Convencional Monofásica - CAL 6201 e CAA.

TABELA 34. Ângulo de Deflexão Vertical da Rede Primária Convencional.

TABELA 35. Demanda diversificada residencial de Loteamento (kVA).

TABELA 36. Larguras das faixas de servidão das linhas e redes de distribuição.



TABELA 37. Correlação de Usabilidade Cabo Condutor e Chave Seccionadora Unipolar
Tipo Faca 400 A/630 A.

TABELA 01. Demanda Máxima Individual.

Método	Fórmula	Observações
Medição de Carga	-	-
Estimativa a partir do consumo, extraído dos dados do faturamento	$D_m(\text{kVA}) = C(\text{kWh}) / (F_C \cdot F_P \cdot 730)$	em kVA
		C - Maior consumo mensal nos últimos três meses (kWh)
		F _C - Fator de carga típico, em função do ramo de atividade
		F _P - Fator de potência da carga
		730 - N.º médio de horas do mês
		Obs. - Na falta de dados, considerar:
		F _P = 0,95 para clientes comerciais e residenciais; para industriais, F _P = 0,92
Estimativa a partir da carga instalada	$D_m = CI \cdot F_{dm\acute{a}x} / F_P$	D _m - demanda máxima do cliente, em kVA
		CI - Carga instalada, em kW
		F _{dmáx} - fator de demanda máximo em função do ramo de atividade.

TABELA 02. Motores Monofásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede (kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)					
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	440 V	01 motor	02 motores	03 a 05 motores	Mais 05 motores
0,25	0,39	0,63	0,47	2,8	1,4	0,62	0,5	0,43	0,37
0,34	0,52	0,71	0,47	3,3	1,6	0,73	0,58	0,51	0,44
0,5	0,66	0,72	0,56	4,2	2,1	0,92	0,74	0,64	0,55
0,75	0,89	0,72	0,62	5,6	2,8	1,24	0,99	0,87	0,74
1	1,1	0,74	0,67	6,8	3,4	1,49	1,19	1,04	0,89
1,5	1,58	0,82	0,7	8,8	4,4	1,93	1,54	1,35	1,16
2	2,07	0,85	0,71	11	5,5	2,44	1,95	1,71	1,46
3	3,07	0,96	0,72	15	7,5	3,2	2,56	2,24	1,92
4	3,98	0,96	0,74	19	9,5	4,15	3,32	2,91	2,49
5	4,91	0,94	0,75	24	12	5,22	4,18	3,65	3,13
7,5	7,46	0,94	0,74	36	18	7,94	6,35	5,56	4,76
10	9,44	0,94	0,78	46	23	10,04	8,03	7,03	6,02
12,5	12,1	0,93	0,76	59	29,5	13,01	10,41	9,11	7,81

NOTAS:

- I. Os valores da tabela foram obtidos pela média de dados fornecidos pelos fabricantes.
- II. As correntes de partida citadas na tabela acima são orientativas e podem ser utilizadas quando não estiverem disponíveis os valores nas placas dos motores.

TABELA 03. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida.

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede (kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)					
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	380 V	01 motor	02 motores	03 a 05 motores	mais 05 motores
0,17	0,25	0,67	0,49	0,9	0,52	0,37	0,3	0,26	0,22
0,25	0,33	0,69	0,55	1,2	0,69	0,48	0,38	0,34	0,29
0,34	0,41	0,74	0,6	1,5	0,86	0,56	0,45	0,39	0,34
0,5	0,57	0,79	0,65	1,9	1,1	0,72	0,58	0,5	0,43
0,75	0,82	0,76	0,67	2,8	1,61	1,08	0,86	0,76	0,65
1	1,13	0,82	0,65	3,7	2,13	1,38	1,1	0,97	0,83
1,5	1,58	0,78	0,7	5,3	3,06	2,03	1,62	1,42	1,22
2	1,94	0,81	0,76	6,3	3,63	2,4	1,92	1,68	1,44
3	2,91	0,8	0,76	9,5	5,48	3,64	2,91	2,55	2,18
4	3,82	0,77	0,77	13	7,5	4,96	3,97	3,47	2,98
5	4,78	0,85	0,77	15	8,65	5,62	4,5	3,93	3,37
6	5,45	0,84	0,81	17	9,81	6,49	5,19	4,54	3,89
7,5	6,9	0,85	0,8	21	12,12	8,12	6,5	5,68	4,87
10	9,68	0,9	0,76	26	15	10,76	8,61	7,53	6,46
12,5	11,79	0,89	0,78	35	20,19	13,25	10,6	9,28	7,95
15	13,63	0,91	0,81	39	22,5	14,98	11,98	10,49	8,99
20	18,4	0,89	0,8	54	31,16	20,67	16,54	14,47	12,4
25	22,44	0,91	0,82	65	37,5	24,66	19,73	17,26	14,8

TABELA 03. Motores Trifásicos - Potência Nominal, Potência Absorvida da Rede, Correntes Nominais e de Partida (Continuação).

Valores nominais dos motores						Demanda individual absorvida da rede(kVA)			
Potência		Cos Φ	η	Corrente (A)					
(CV ou HP)	Absorvida pela rede (kW)			220 V	380 V	01 motor	02 motores	03 a 05 motores	mais 05 motores
30	26,93	0,91	0,82	78	45,01	29,59	23,67	20,71	17,76
50	44,34	0,9	0,83	125	72,12	49,27	-	-	-
60	51,35	0,89	0,86	145	83,66	57,7	-	-	-
75	62,73	0,89	0,88	180	103,86	70,48	-	-	-

NOTAS:

- I. Os valores da tabela foram obtidos pela média de dados fornecidos pelos fabricantes.
- II. As correntes de partida citadas na tabela acima são orientativas e podem ser utilizadas quando não estiverem disponíveis os valores nas placas dos motores.

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico.

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
01.01	Cultivo de cereais	0,59	0,21
01.02	Cultivo de cana-de-açúcar	0,48	0,34
01.03	Cultivo de hortaliças, legumes e especiarias hortícolas	0,56	0,30
01.04	Cultivo de frutas cítricas	0,53	0,28
01.05	Cultivo de outras frutas	0,62	0,27
01.06	Criação de bovinos	0,46	0,37
01.07	Criação de suínos	0,60	0,19
01.08	Criação de aves	0,62	0,38
01.09	Criação de outros animais	0,55	0,40
01.10	Produção mista: lavoura e pecuária	0,58	0,16
01.11	Atividades de serviços relacionados com a agricultura	0,49	0,42
01.12	Exploração florestal	0,93	0,34
PESCA, AGRICULTURA E ATIVIDADES DOS SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
02.01	Pesca	0,55	0,65
INDÚSTRIAS EXTRATIVAS			
03.01	Extração de petróleo e gás natural	0,53	0,64
03.02	Extração de pedra areia e argila	0,59	0,28
03.03	Extração e refino de sal marinho e sal-gema	0,33	0,17
INDÚSTRIAS DE TRANSFORMAÇÃO			
Abate e preparação de produtos de carne e de pescado			
04.01	Abate de reses e preparação de produtos de carne	0,52	0,46
04.02	Abate de aves e outros pequenos animais	0,73	0,44
04.03	Preparação de carne, banha e produtos de salsicharia não associados ao abate	0,96	0,59
04.04	Preparação e preservação do pescado e fabricação de conservas de peixes, crustáceos e moluscos	0,67	0,57

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico.

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Processamento, preservação e produção de conservas de frutas, legumes e outros vegetais			
05.01	Processamento, preservação e produção de conservas de frutas	0,61	0,46
05.02	Produção de sucos de frutas e de legumes	0,84	0,32
Produção de óleos e gorduras			
06.01	Produção de óleos vegetais em bruto	0,53	0,30
06.02	Preparação de margarinas e outras gorduras vegetais e de óleos de origem animal não comestíveis	0,25	0,17
Laticínios			
07.01	Preparação do leite	0,64	0,43
07.02	Fabricação de produtos de laticínios	0,50	0,44
07.03	Fabricação de sorvetes	0,80	0,38
Moagem, fabricação de produtos amiláceos e de rações balanceadas para animais			
08.01	Beneficiamento de arroz e fabricação de produtos do arroz	0,60	0,35
08.02	Moagem de trigo e fabricação de derivados	0,58	0,52
08.03	Fabricação de fubá e farinha de milho	0,58	0,45
08.04	Fabricação de rações balanceadas para animais	0,64	0,35
08.05	Beneficiam. Moagem e preparação de outros alimentos de origem vegetal	0,39	0,24
08.06	Usina de açúcar	0,24	0,29
Fabricação de outros produtos alimentícios			
09.01	Fabricação de produtos de padaria, confeitaria e pastelaria	0,64	0,45
09.02	Fabricação de biscoito e bolachas	0,62	0,51
09.03	Fabricação de massas alimentícias e elaboração de chocolates, balas, gomas de mascar.	0,60	0,45
09.04	Preparação de especiarias e molhos	0,88	0,50
09.05	Preparação de produtos dietéticos, alimentos para crianças e outros alimentos conservados	0,37	0,20
09.06	Fabricação de outros produtos alimentícios	0,55	0,51

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico.

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Fabricação de bebidas			
10.01	Aguardentes e outras bebidas destiladas	0,44	0,26
10.02	Fabricação de vinho	0,52	0,20
10.03	Fabricação de malte, cervejas e chopes	0,50	0,49
10.04	Engarrafamento de gaseificados de águas minerais	0,89	0,37
10.05	Fabricação de refrigerantes e refrescos	0,56	0,39
Fabricação e beneficiamento de fibras têxteis			
11.01	Beneficiamento de algodão	0,51	0,39
11.02	Beneficiamento de outras fibras têxteis naturais	0,57	0,53
11.03	Fiação de algodão	0,67	0,73
11.04	Fabricação de linhas e fios para coser e bordar	0,75	0,35
11.05	Tecelagem de fios de fibras têxteis naturais	0,12	0,28
Fabricação de Artefatos Têxteis Incluindo Tecelagem			
12.01	Fabricação de artigos de tecidos de uso doméstico incluindo	0,35	0,36
tecelagem			
12.02	Fabricação de outros artefatos têxteis incluindo tecelagem	0,85	0,51
12.03	Serviços de acabamento em fios, tecidos e artigos têxteis	0,53	0,61
Fabricação de Artefatos Têxteis a Partir de Tecidos - Exclusive Vestuário			
13.01	Fabricação de artefatos têxteis a partir de tecidos	0,60	0,34
13.02	Fabricação de tecidos especiais inclusive artefatos	0,92	0,32
13.03	Fabricação de tecidos de malha	0,42	0,42
Confecção de Artigos do Vestuário e Acessórios			
14.01	Confecção de artigos do vestuário	0,73	0,30
14.02	Confecção de peças interiores do vestuário	0,50	0,30
14.03	Confecção de outras peças do vestuário	0,67	0,31
14.04	Confecção de roupas profissionais	0,32	0,24
Fabricação de acessórios do vestuário e de segurança profissional			
15.01	Fabricação de acessórios do vestuário	0,91	0,27
15.02	Fabricação de acessórios para segurança	0,41	0,20

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico.

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Preparação de Couros e Fabricação de Artefatos de Couro			
16.01	Curtimento e outras preparações de couro	0,52	0,33
16.02	Fabricação de malas, bolsas, valises e outros artefatos para viagem de qualquer material	0,91	0,25
16.03	Fabricação de outros artefatos de couro	0,94	0,45
Fabricação de calçados			
17.01	Fabricação de calçados de couro	0,69	0,29
17.02	Fabricação de calçados de plástico	0,66	0,45
17.03	Fabricação de calçados de outros materiais	0,54	0,30
Fabricação de Produtos de Madeira			
18.01	Desdobramento de madeira	0,57	0,28
18.02	Fabricação de produtos de madeira, cortiça e material trançado exclusive móveis	0,42	0,22
18.03	Fabricação de esquadrias de madeira	0,42	0,12
18.04	Fabricação de artefatos de tanoaria e embalagens de madeira	0,51	0,24
18.05	Fabricação de artefatos diversos de madeira	0,31	0,14
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel			
19.01	Fabricação de papelão liso, cartolina e cartão	0,70	0,45
19.02	Fabricação de embalagens de papel	0,47	0,36
19.03	Fabricação de embalagens de papelão inclusive a fabricação de papelão corrugado	0,27	0,26
19.04	Fabricação de artefatos de papel	0,80	0,59
Edição e impressão			
20.01	Edição: edição e impressão de jornais	0,70	0,43
20.02	Edição: edição e impressão de livros	0,85	0,36
20.03	Edição: edição e impressão de outros serviços gráficos	0,91	0,28
20.04	Execução de impressão de outros serviços gráficos	0,40	0,37
20.05	Reprodução de discos e fitas	0,69	0,62

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Refino de petróleo, fabricação de coque			
21.01	Refino de petróleo	0,67	0,32
Fabricação de produtos químicos			
22.01	Fabricação de outros produtos inorgânicos gases industriais	0,80	0,68
22.02	Fabricação de resinas termoplásticas	0,75	0,78
Fabricação de produtos farmacêuticos			
23.01	Fabricação de produtos farmacêuticos	0,46	0,55
23.02	Fabricação de medicamentos para uso veterinário	0,62	0,48
Fabricação de sabões, detergentes, produtos de limpeza			
24.01	Fabricação de sabões, sabonetes e detergentes sintéticos	0,45	0,26
24.02	Fabricação de produtos de limpeza e polimento	0,63	0,21
24.03	Fabricação de artigos de perfumaria e cosméticos	0,45	0,36
Fabricação de tintas, vernizes, esmaltes, lacas e produtos afins			
25.01	Fabricação de tintas, vernizes, esmaltes e lacas	0,68	0,23
25.02	Fabricação de tintas de impressão	0,38	0,17
Fabricação de outros produtos químicos			
26.01	Fabricação de outros produtos químicos não especificados ou não classificados	0,50	0,32
Fabricação de artigos de borracha e plástico			
27.01	Fabricação de pneumáticos e de câmara	0,54	0,25
27.02	Fabricação de artefatos diversos de borracha	0,69	0,33
27.03	Fabricação de produtos de plástico	0,51	0,21
27.04	Fabricação de laminados planos e tubulares plásticos	0,75	0,32
27.05	Fabricação de embalagem de plástico	0,56	0,44
27.06	Fabricação de artefatos diversos de plástico	0,61	0,33
Fabricação de produtos de minerais não metálicos			
28.01	Fabricação de artigos de vidro	0,97	0,36
28.02	Fabricação de cimento	0,90	0,56
28.03	Fabricação de artefatos de concreto, cimento, fibrocimento, gesso	0,36	0,24
28.04	Fabricação de produtos cerâmicos	0,67	0,20
28.05	Fabricação de produtos cerâmicos não refratários para uso estrutural na construção civil	0,76	0,27
28.06	Britamento, aparelhamento e outros trabalhos em pedras não	0,56	0,30

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Associados a extração			
28.07	Fabricação de cal virgem, hidratada e gesso	0,73	0,54
28.08	Fabricação de outros produtos de minerais não metálicos	0,68	0,47
28.09	Produção de laminados planos de aço	0,94	0,44
28.10	Metalurgia do alumínio e suas ligas	0,40	0,25
28.11	Fabricação de peças fundidas de metais não ferrosos e suas ligas	0,35	0,15
Fabricação de produtos de metal - exclusive máquinas e equipamentos			
29.01	Fabricação de estruturas metálicas e obras de caldeiraria pesada	0,19	0,31
29.02	Fabricação de estruturas metálicas para edifícios, pontes, torres de transmissão	0,51	0,25
29.03	Fabricação de esquadrias de metal	0,44	0,14
29.04	Fabricação de tanques, reservatórios metálicos e caldeiras para	0,76	0,41
Aquecimento central			
29.05	Produção de forjados de aço	0,68	0,26
29.06	Produção de forjados de metais não ferrosos e suas ligas	0,84	0,40
29.07	Fabricação de artefatos estampados de metal	0,30	0,28
29.08	Metalurgia do pó	0,78	0,23
29.09	Têmpera cimentação e tratamento térmico do aço, serviço de	0,90	0,23
Usinagem, galvanotécnica e solda			
29.10	Fabricação de artigos de serralheira -exclusive esquadrias	0,45	0,19
29.11	Fabricação de embalagens metálicas	0,96	0,79
29.12	Fabricação de artefatos de trefilados	0,60	0,49
29.13	Fabricação de artigos de funilaria e de artigos de metal para uso	0,38	0,22
Doméstico e pessoal			
29.14	Fabricação de outros produtos elaborados de metal	0,13	0,17

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Fabricação de máquinas e equipamentos			
30.01	Fabricação de motores estacionários de combustão interna, turbinas e outras máquinas motrizes não elétricas, exclusive para aviões e veículos rodoviários	0,76	0,18
30.02	Fabricação de bombas e carneiros hidráulicos	0,27	0,13
30.03	Fabricação de outras máquinas e equipamentos de uso geral	0,64	0,26
30.04	Fabricação de máquinas e equipamentos para agricultura, avicultura e obtenção de produtos animais	0,36	0,20
30.05	Fabricação de máquinas e equipamentos vestuário e do couro e calçados	0,77	0,20
30.06	Fabricação de máquinas e equipamentos para a indústria têxtil	0,68	0,27
30.07	Fabricação de outros aparelhos eletrodomésticos	0,92	0,24
Fabricação de máquinas, aparelhos e materiais elétricos			
31.01	Fabricação de transformadores, indutores, conversores e semelhantes	0,56	0,38
31.02	Fabricação de baterias e acumuladores para veículos	0,24	0,11
31.03	fabricação de outros aparelhos ou equipamentos elétricos	0,80	0,22
Fabricação de material eletrônico básico			
32.02	Fabricação de equipamentos transmissores de rádio e televisão e de equipamentos de estação telefônica	0,27	0,22
Fabricação de equipamentos de instrumentação médico-hospitalares, instrumentos de precisão e óticos			
33.01	Fabricação de aparelhos e instrumentos para uso médico-hospitalar	0,21	0,27
33.02	Fabricação de aparelhos instrumentos e materiais óticos, fotográficos e cinematográficos	0,78	0,27
Fabricação e montagem de veículos automotores, reboques e carrocerias			
34.01	Fabricação de automóveis, camionetas e utilitários	0,76	0,27
34.02	Fabricação de cabines, carrocerias e reboques para caminhão	0,62	0,24
34.03	Fabricação de cabines, carrocerias e reboques para outros veículos	0,14	0,22
34.04	Fabricação de peças e acessórios de metal para veículos automotores não classificados em outra classe	0,77	0,46
34.05	Recondicionamento ou recuperação de motores para veículos automotores	0,63	0,37

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Fabricação de outros equipamentos de transporte			
35.01	Construção e reparação de embarcações e estruturas flutuantes	0,87	0,37
35.02	Fabricação de bicicletas e triciclos não motorizados	0,33	0,20
Fabricação de móveis e indústrias diversas			
36.01	Fabricação de móveis com predominância de madeira	0,53	0,22
36.02	Fabricação de móveis com predominância de metal	0,61	0,43
36.03	Fabricação de móveis outros materiais	0,49	0,23
36.04	Fabricação de colchões	0,24	0,23
36.05	Fabricação de aviamentos para costura	0,41	0,39
36.06	Fabricação de produtos diversos	0,79	0,23
36.07	Reciclagem de sucatas não metálicas	0,57	0,22
Eletricidade, gás e água quente			
37.01	Produção e distribuição de energia elétrica	0,68	0,57
37.02	Captação tratamento e distribuição de água	0,71	0,58
Construção			
38.01	Demolição e preparação do terreno	0,71	0,34
38.02	Perfuração e execução de fundações para construção civil	0,42	0,33
38.03	Construção de edifícios e obras de engenharia civil	0,20	0,38
38.04	Edificações, inclusive ampliações e reformas	0,52	0,26
38.05	Obras viárias, inclusive manutenção	0,74	0,39
38.06	Grandes estruturas e obras de arte	0,79	0,31
38.07	Obras de outros tipos	0,45	0,11
38.08	Construção de estações e redes de distribuição de energia elétrica	0,54	0,38
38.09	Construção de estações e redes de telefonia e comunicação	0,41	0,34

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos			
39.01	Comércio e reparação de veículos automotores	0,28	0,31
39.02	Comércio a varejo e por atacado de veículos automotores	0,73	0,29
39.03	Comércio a varejo e por atacado de peças e acessórios p/ veículos	0,47	0,30
39.04	Comércio a varejo de combustíveis	0,65	0,49
39.05	Intermediário do comércio de matérias primas agrícolas, animais vivos, matérias primas têxteis e produtos semiacabados	0,67	0,47
39.06	Intermediários ferragens	0,87	0,28
39.07	Comércio atacadista agropecuário	0,51	0,28
39.08	Comércio atacadista de leite e produtos de leite	0,46	0,53
39.09	Comércio atacadista de feccularia	0,58	0,30
39.10	Comércio atacadista de carnes e produtos de carne	0,54	0,44
39.11	Comércio atacadista de pescados	0,59	0,51
39.12	Comércio atacadista de outros produtos alimentícios	0,62	0,31
39.13	Comércio atacadista de fios têxteis, tecidos, artefatos de tecidos	0,80	0,29
39.14	Comércio atacadista de artigos do vestuário e complementos	0,70	0,30
39.15	Comércio atacadista de calçados	0,33	0,28
39.16	Comércio atacadista de produtos farmacêuticos, médicos, ortopédicos e odontológicos	0,35	0,39
39.17	Comércio atacadista de artigos de escritórios e de papelaria, papel, papelão, livros, jornais e outras publicações	0,63	0,37
39.18	Comércio atacadista de outros artigos de uso pessoal e doméstico	0,66	0,27
39.19	Comércio atacadista de combustíveis	0,46	0,42
39.20	Comércio atacadista de máquinas, aparelhos e equipamentos de uso agropecuário	0,86	0,26
39.21	Comércio atacadista de mercadorias em geral não compreendidas nos grupos anteriores	0,42	0,43
39.22	Comércio atacadista de mercadorias em geral (Não especializado)	0,69	0,36

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
Comércio varejista e reparação de objetos pessoais e domésticos			
Comércio Varejista Não Especializado			
40.01	Comércio varejista de mercadorias em geral, com predominância de Produtos alimentícios, com área de venda superior a 5000 m2 - Hipermercados	0,67	0,58
40.02	Comércio varejista de mercadorias em geral, com predominância de Produtos alimentícios, com área de venda entre 300 e 5000 m2 - Supermercados	0,57	0,60
40.03	Comércio varejista de mercadorias em geral, com predominância de Produtos alimentícios, com área de venda inferior a 300 m2 - Exclusive lojas de conveniências	0,61	0,63
40.04	Comércio varejista de mercadorias em geral, com predominância de Produtos alimentícios, industrializados - Lojas de conveniências	0,76	0,56
40.05	Comércio varejista não especializado, sem predominância de Produtos alimentícios	0,25	0,39
Comércio Varejista de produtos Alimentícios, Bebidas e Fumo em lojas Especializadas			
41.01	Comércio varejista de produtos de padaria, de laticínio, frios e conservas	0,70	0,44
41.02	Comércio varejista de doces, balas bombons, confeitos e semelhantes	0,50	0,44
41.03	Comércio varejista de carnes -açougues	0,56	0,64
41.04	Comércio varejista de bebidas	0,52	0,31
41.05	Comércio varejista de outros produtos alimentícios	0,79	0,57
41.06	Comércio varejista de artigos do vestuário e complementos	0,60	0,31
41.07	Comércio varejista de calçados, artigos de couro e viagem	0,82	0,32
Comércio Varejista de outros produtos em lojas Especializadas			
42.01	Comércio varejista de produtos farmacêuticos, médicos, ortopédicos, de perfumaria e cosméticos	0,20	0,47
42.02	Comércio varejista de máquinas e aparelhos de uso doméstico pessoal, discos e instrumentos musicais	0,46	0,32

42.03	Comércio varejista de moveis, artigos de iluminação e outros para residência	0,89	0,33
42.04	Comércio varejista de equipamentos e materiais para escritório, informática e comunicação	0,86	0,40
42.05	Comércio varejista de gás liquefeito de petróleo (GLP)	0,61	0,27
42.06	Comércio varejista de outros produtos não especificados anteriormente	0,70	0,45

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
43.01	Reparação e manutenção de máquinas e aparelhos eletrodomésticos	0,74	0,43
43.02	Reparação de outros objetos pessoais e domésticos	0,65	0,39
Alojamento e alimentação			
44.01	Estabelecimentos hoteleiros, com restaurante	0,70	0,39
44.02	Estabelecimentos hoteleiros, sem restaurante	0,66	0,32
44.03	Outros tipos de alojamento	0,60	0,29
44.04	Restaurantes e estabelecimentos de bebidas, com serviço completo	0,64	0,40
44.05	Lanchonetes e similares	0,76	0,37
44.06	Outros serviços de alimentação	0,67	0,43
Transporte, armazenagem e comunicação			
45.01	Transporte ferroviário interurbano	0,92	0,40
45.02	Transporte rodoviário de passageiros, regular urbano	0,70	0,48
45.03	Transporte rodoviário de cargas, em geral	0,53	0,38
45.04	Transporte rodoviário de mudanças	0,65	0,21
45.05	Transporte por navegação interior de carga	0,86	0,68
45.06	Transporte aéreo regular	0,11	0,18
45.07	Carga e descarga	0,63	0,37
45.08	Armazenamento e depósito de cargas	0,28	0,52
45.09	Atividades de agências de viagens e organizadores de viagem	0,66	0,31
45.10	Atividades relacionadas a organização do transporte de cargas	0,31	0,19
Correio e telecomunicações			
46.01	Atividades de correio nacional	0,70	0,37
46.02	Telecomunicações	0,62	0,63

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Intermediação financeira, exclusive seguros e previdência privada			
47.01	Bancos comerciais	0,69	0,33
47.02	Bancos múltiplos (com carteira comercial)	0,36	0,32
47.03	Arrendamento mercantil	0,61	0,28
47.04	Seguros de vida	0,89	0,26
47.05	Previdência privada fechada	0,88	0,45
47.06	Planos de saúde	0,71	0,30
47.07	Atividades de intermediários em transações de título e valores mobiliários	0,76	0,28
47.08	Outras atividades auxiliares da intermediação financeira	0,33	0,50
Atividades imobiliárias			
48.01	Incorporação de imóveis por conta própria	0,74	0,21
48.02	Administração de imóveis por conta terceiros	0,59	0,40
48.03	Condomínios prediais	0,45	0,39
48.04	Alugues de objetos pessoais e domésticos	0,97	0,37
Pesquisa e desenvolvimento			
49.01	Pesquisa e desenvolvimento das ciências físicas e naturais	0,53	0,31
Serviços prestados principalmente as empresas			
50.01	Atividades jurídicas	0,62	0,22
50.02	Gestão de participações societárias	0,75	0,23
50.03	Sedes de empresas e unidades administrativas locais	0,64	0,34
50.04	Atividades de assessoria em gestão empresarial	0,20	0,26
50.05	Serviço de arquitetura e engenharia e de assessoramento técnico especializado	0,84	0,35
50.06	Publicidade	0,79	0,44
50.07	Atividades de investigação, vigilância e segurança	0,24	0,40
50.08	Atividades de limpeza em prédios e domicílios	0,39	0,34
50.09	Atividades fotográficas	0,74	0,26
50.10	Outras atividades de serviços prestados principalmente as empresas	0,32	0,43

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Administração pública, defesa seguridade social			
51.01	Administração pública, defesa, seguridade social	0,31	0,39
51.02	Administração do estado e da política	0,69	0,31
51.03	Regulamentação das atividades sociais e culturais	0,73	0,31
51.04	Atividades de apoio a administração pública	0,37	0,20
51.05	Segurança e ordem pública	0,12	0,31
51.06	Seguridade social	0,64	0,33
Educação			
52.01	Educação pré-escolar	0,64	0,24
52.02	Educação fundamental	0,50	0,25
52.03	Educação média de formação geral	0,72	0,24
52.04	Educação média de formação técnica e profissional	0,39	0,22
52.05	Educação superior	0,52	0,25
52.06	Educação supletiva	0,61	0,27
Saúde e serviços sociais			
53.01	Atividades de atendimento hospitalar	0,58	0,36
53.02	Atividades de serviços de complementação diagnóstica ou terapêutica	0,54	0,40
53.03	Outras atividades relacionadas com a saúde	0,62	0,31
53.04	Serviços sociais com alojamento	0,76	0,35
53.05	Serviços sociais sem alojamento	0,61	0,29
Limpeza rural e esgoto e atividades conexas			
54.01	Limpeza rural e esgoto	0,30	0,31
Atividades associativas			
55.01	Atividades de organizações empresariais, patronais	0,78	0,29
55.02	Atividades de organizações profissionais	0,49	0,24
55.03	Atividades de organizações religiosas	0,57	0,35
55.04	Atividades de organizações políticas	0,91	0,15
55.05	Outras atividades associativas	0,54	0,28

TABELA 04. Fatores de Demanda/Carga Típico

FATOR DE DEMANDA MÉDIO POR RAMO DE ATIVIDADE			
Código	Ramo de Atividade	Fator Potência	Fator Carga
AGRICULTURA, PECUÁRIA E SERVIÇOS RELACIONADOS COM ESSAS ATIVIDADES			
Atividades recreativas, culturais e desportivas			
56.01	Projeção de filmes e de vídeo	0,91	0,36
56.02	Atividades de rádio	0,64	0,61
56.03	Atividades de televisão	0,77	0,51
56.04	Outras atividades de espetáculos	0,44	0,15
56.05	Atividades de jardins botânicos, zoológicos, parques nacionais e reservas ecológicas	0,42	0,28
56.06	Atividades desportivas	0,53	0,30
56.07	Outras atividades relacionadas ao lazer	0,36	0,44
Serviços pessoais			
57.01	Lavanderias e tinturarias	0,64	0,40
57.02	Outras atividades de serviços pessoais	0,64	0,25
Habitacional e Cooperativa			
58.01	Habitacional	0,71	0,40
58.02	De eletrificação rural	0,75	0,41

NOTAS:

I. O Cálculo do consumo de energia estimado:

$$\text{Consumo}_{(kWh)} = F_D \times F_C \times F_D \times 730$$

II. Com o valor de consumo temos a seguinte demanda média:

$$kVA_{\text{médio}} = \frac{\text{Consumo}_{(kWh)}}{730 \times 0,92 \times F_D}$$

TABELA 05. Dimensionamento dos Elos-Fusíveis para Ramais.

Elos do Tipo K	Corrente Nominal (A)	Corrente Máxima Permanente Admissível (A)
6	6	9
10	10	15,0
15	15	22,5
25	25	37,5
40	40	60,0

NOTAS:

- I. Os elos K e T admitem sobrecargas de até aproximadamente 1,5 vezes os seus valores nominais sem causar excesso de temperatura à chave fusível, conforme mostrado a Tabela 02.

$$I \text{ (Corrente máxima permanente admissível)} \leq 1,5 I \text{ (Corrente do elo do tipo K)}$$

- II. Por outro lado, a fusão dos elos K e T ocorrem em aproximadamente 2,5 vezes os seus valores nominais, para 300 segundos.

TABELA 06. Elos-Fusíveis para Transformadores Monofásicos.

Transformadores Monofásicos (01 Bucha)	Potência nominal	Elo-fusível (01 Bucha de Média Tensão) - FN			
		6,58 kV/11,4 kV	7,96 kV/13,8 kV	12,70 kV/22,0 kV	19,91 kV/34,5 kV
	(kVA)	Elos			
	5 (**)	0,5 H	0,5 H	0,5 H	0,5 H
	10	1 H	1 H	1 H	0,5 H
	15	2 H	2 H	1 H	1 H
	25	3 H	3 H	2 H	2 H
	37,5 (*)	5 H	5 H	3 H	2 H
	50 (*)	8 K	6 K	5 H	3 H

Transformadores Monofásicos (02 Buchas)	Potência nominal	Elo-fusível (02 Bucha de Média Tensão) - FF			
		6,58 kV/11,4 kV	7,96 kV/13,8 kV	12,70 kV/22,0 kV	19,91 kV/34,5 kV
	(kVA)	Elos			
	5 (**)	0,5 H	0,5 H	1,0 H	0,5 H
	10	1,0 H	1,0 H	0,5 H	0,5 H
	15	2,0 H	1,0 H	1,0 H	0,5 H
	25	2,0 H	2,0 H	1,0 H	1,0 H

NOTAS:

I. Cálculo da corrente nominal em transformadores monofásicos (IN):

$$I = \frac{\text{Potência (kVA)}}{\text{Tensão (kV)}}$$

II. (*) - É vetado a orçamentação em projetos dos transformadores nas empresas do Grupo Energisa.

III. (**) - É permitido apenas nas empresas do Grupo Energisa onde existam obras do Governo Federal tais como: PLPT etc.

TABELA 07. Elos-Fusíveis para Transformadores Trifásicos.

Transformadores Trifásicos	Potência nominal	Elo-fusível							
		11,4 kV		13,8 kV		22,0 kV		34,5 kV	
	(kVA)	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo	I _N (A)	Elo
	15	0,76	1 H	0,63	0,5 H	0,39	0,5 H	0,25	0,5 H
	30	1,52	2 H	1,26	1 H	0,79	1 H	0,5	0,5 H
	45	2,28	2 H	1,88	2 H	1,18	1 H	0,75	1 H
	75	3,8	3 H	3,14	3 H	1,97	2 H	1,26	1 H
	112,5	5,7	5 H	4,71	5 H	2,95	3 H	1,88	2 H
	150	7,6	8 K	6,28	6 K	3,94	5 H	2,51	3 H
	225	11,4	12 K	9,41	10 K	5,9	5 H	3,77	5 H
	300	15,19	15 K	12,55	12 K	7,87	8 K	5,02	5 H

NOTA:

I. Cálculo da corrente nominal em transformadores monofásicos (I_N):

$$I = \frac{\text{Potência (kVA)}}{\sqrt{3} \times \text{Tensão (kV)}} = \frac{\text{Potência (kVA)}}{1,732 \times \text{Tensão (kV)}}$$

TABELA 08. Seções Transversais Mínima do Tronco Secundário.

Transformadores monofásico	Potência nominal	Tronco de Circuito Secundário	
		Fase	Neutro
	(kVA)	(mm ²)	
	5 (*)	35	35
	10		
	15		
	25		
	37,5	70	70
	50	Exclusivo	

Transformadores Trifásicos	Potência nominal	Tronco de Circuito Secundário	
		Fase	Neutro
	(kVA)	(mm²)	
	15	70	70
	30		
	45		
	75	120	70
	112,5		
	150	Exclusivo	
	225		
300			

NOTAS:

- I. A seção do condutor indicada é a mínima, considerando a carga do circuito distribuída de o transformador localizado no centro de carga.
- II. (*) é vetado a orçamentação em projetos nas empresas do Grupo Energisa.
- III. Circuito Secundário Circuito alimentado por um transformador de distribuição, de onde derivam os ramais de ligação para os consumidores de BT e para o suprimento da iluminação pública. Constitui se de tronco e ramais.

- IV. Alternativamente, os transformadores de 225 e 300 kVA podem ter com seção de $3 \times 1 \times 185 + 120 \text{ mm}^2$, desde que parte da carga seja ligada diretamente ao barramento ou bucha secundária do transformador e que circule no máximo 262 A (100 kVA) para cada um dos lados do tronco. Dever-se-á de utilizar jumpers de cabos protegido nos transformadores de distribuição.
- V. O tronco de circuito secundário dos transformadores instalados nas concessões do Grupo Energisa deverão ser bidirecionais, ou seja, os condutores especificados na tabela 06 derivarão dos lados esquerdo e direito do transformador de distribuição.

TABELA 09. Elos-Fusíveis para Banco de Capacitores.

Tipos	Potência nominal	Elo-fusível			
		11,4 kV	13,8 kV	22,0 kV	34,5 kV
	(kVAr)	Elo			
Bancos fixos	150	6 K	6 K	3 H	3 H
	300	12 K	12 K	8 K	6 K
	600	25 K	25 K	15 K	12 K
Bancos automáticos	300	12 K	12 K	8 K	6 K
	600	25 K	25 K	15 K	12 K
	900	-	-	-	-

NOTAS:

- I. Na aplicação conjunta de bancos de reguladores de tensão e bancos de capacitores deve ser observado o posicionamento de um em relação ao outro de acordo com o que está definido no projeto. Esta observação também é válida quando já existir um desses bancos instalados no alimentador. Os bancos de capacitores quando instalados na rede de distribuição, causam uma elevação de tensão ao longo dela, função da corrente capacitiva. A elevação de tensão é dada pela equação:


$$V\% = \frac{(kVAR \cdot d \cdot X)}{10 \cdot V^2}$$

onde:

V% = Elevação percentual de tensão;

kVAr = Potência capacitiva instalada;

d = Distância da Subestação ao ponto de instalação do capacitor (km);

X = Reatância indutiva dos condutores da rede (ohms/km);

V = Tensão nominal entre fases (kV).

- II. Deverão ser consultados os padrões dos equipamentos especiais contidos na NDU 023.

TABELA 10. Postes Padronizados.

Comprimento do poste	Resistência nominal			Utilização
	Poste de concreto			
	Seção Circular	Seção Duplo T		
		Face A	Face B	
(m)	(daN)			
7	-	200	400	Contra - poste
9 (*)	-	150	300	Em redes exclusivamente em baixa tensão em áreas rurais, quando necessário e atendendo as distâncias padrões de segurança.
	-	300	600	
10	300	150	300	
	600	300	600	
11	300	150	300	Em redes de distribuição em média tensão e instalação de equipamentos.
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	
12	300	150	300	
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	
13	-	-	-	Rede em geral, instalação de equipamentos e travessias.
	600	300	600	
	1.000	500	1.000	
	1.500	750	1.500	
	2.000	-	-	

NOTAS:

- I. Engastamento dos postes de concreto e fibra deve obedecer aos seguintes critérios:
- II. (*) Nesta situação a distribuidora local da Energisa deverá ser consultada.

TABELA 11. Resistência Mecânica Mínima de Poste para Instalação de Equipamento Regulador.

Descrição Resumida	Tipo de Ligação Regulador de Tensão.	Volume de Óleo (l) Aproximada.	Massa Total (kg) Aproximada.	Padrão de Instalação
RT 7,6KV 167KVA 219A	Estrela Aterrado	≈330	≈1000	Poste Singelo
RT 13,8KV 138KVA 100A	Delta Fechado	≈310	≈950	Poste Singelo
RT 13,8KV 276KVA 200A	Delta Fechado	≈500	≈600	Poste Singelo
RT 13,8KV 414KVA 300A	Delta Fechado	≈700	≈2400	Plataforma (Bancada)
RT 13,8KV 552KVA 400A	Delta Fechado	≈850	≈2900	Plataforma (Bancada)
RT 19,9KV 200KVA 100A	Estrela Aterrado	≈460	≈1400	Poste Singelo
RT 19,9KV 400KVA 200A	Estrela Aterrado	≈800	≈2200	Plataforma (Bancada)
RT 34,5KV 345KVA 100A	Delta Fechado	≈785	≈2300	Plataforma (Bancada)
RT 34,5KV 690KVA 200A	Delta Fechado	≈1270	≈4000	Plataforma (Bancada)
RT 13,8KV 138KVA 100A	Delta Fechado	≈310	≈950	Poste Singelo
RT 13,8KV 276KVA 200A	Delta Fechado	≈500	≈600	Poste Singelo
RT 13,8KV 414KVA 300A	Delta Fechado	≈700	≈2400	Plataforma (Bancada)
RT 13,8KV 552KVA 400A	Delta Fechado	≈850	≈2900	Plataforma (Bancada)
RT 19,9KV 200KVA 100A	Estrela Aterrado	≈460	≈1400	Poste Singelo
RT 19,9KV 400KVA 200A	Estrela Aterrado	≈800	≈2200	Plataforma (Bancada)
RT 34,5KV 1152KVA 334A	Delta Fechado	≥1270	≥4000	Plataforma (Bancada)
RT 34,5KV 1442KVA 418A	Delta Fechado			

TABELA 11. Resistência Mecânica Mínima de Poste para Instalação de Equipamento Regulador. (Continuação).

Descrição Resumida	Tipo de Ligação Regulador de Tensão.	Volume de Óleo (l) Aproximada.	Massa Total (kg) Aproximada.	Padrão de Instalação
RT 6,58KV 144KVA 219A	Estrela Aterrado	≤330	≤1000	Poste Singelo
RT 22KV 144KVA 100A	Estrela Aterrado	≤460	≤1400	Poste Singelo
RT 22KV 288KVA 200A	Estrela Aterrado	≥500	≤1400	Poste Singelo
RT 22KV 432KVA 300A	Estrela Aterrado	≥700	≥2400	Plataforma (Bancada)
RT 22KV 576KVA 400A	Estrela Aterrado			
RT 11,4KV 66KVA 100A	Estrela Aterrado	≤310	≤950	Poste Singelo
RT 11,4KV 132KVA 200A	Estrela Aterrado			
RT 11,4KV 144KVA 219A	Estrela Aterrado			
RT 11,4KV 198KVA 300A	Estrela Aterrado			
RT 11,4KV 216KVA 328A	Estrela Aterrado			
RT 11,4KV 288KVA 438A	Estrela Aterrado			

NOTAS:

- I. Deverão ser consultados os padrões dos equipamentos especiais contidos na NDU 023.
- II. O comprimento mínimo dos postes destinados a instalação deverá ser de 11 metros
- III. Para padrões de reguladores de tensão consultar NDU 023.

TABELA 12. Comprimentos/Resistências Mínimas Postes Equipados.

Equipamento	Tipo/potência	Comprimento mínimo	Resistência mecânica	
			Poste concreto	
			Circular	Duplo T
		(m)	(daN)	
Banco capacitor	N/A	12	600	600
Chave seccionadora unipolar	N/A	11	300	300
Chave fusível	N/A	11	300	300
Para-raios de distribuição	N/A	11	300	300
Regulador de Tensão	N/A	11	1.000	1.000
Religador automático de linha e afins	N/A	12	1000	1000
Seccionalizador	N/A	11	300	300
Transformador Monofásico	N/A	11	300	300
Transformador Trifásico	≤ 112,5 kVA	12	600	600
	150 kVA		1.000	1.000
	225 kVA			
	300 kVA			

NOTAS:

- I. Postes de poliéster reforçado em fibra de vidro (PRFV) terá apenas aplicabilidade exclusiva nas obras de manutenção ou em locais de acessibilidade limitada:
 - Em substituição dos postes de unidades transformadores limitadas a potência de 75 kVA, nas regiões remotas ou de difícil acesso. Obedecendo os critérios da tabela XVIII.
 - O atendimento ao comprimento mínimo dos postes deverá atender aos seguintes critérios: Distâncias de segurança com relação ao solo, circuito primários, secundários e extra-baixa tensão (uso mútuo), níveis de tensões (15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV) quantitativo de circuitos primários dentre outros parâmetros.
 - (*) Para redes de distribuições existentes deverão ser observados os padrões estabelecidos na NDU 023.

- Para as situações de transformadores de distribuição instalados ao final da rede de média tensão deverão somar aos esforços mecânicos dispostos nessa tabela 13 e os esforços mecânicos, caso haja dos condutores de baixa e média tensão.
- II. Nas obras de manutenção (reforma de rede de distribuição, reforma de circuito nível de tensão etc.), de redes de distribuição quando necessários devem ser avaliados os comprimentos mínimos definidos na tabela 13, situação condicionada a observância das distâncias padrões.
- III. Nas situações em que as estruturas com transformadores de distribuição não possuam chaves fusíveis este transformador poderá ser projetado em postes de comprimento mínimo de 11 metros.

TABELA 13. Distâncias entre Condutores de Circuitos Diferentes.

Tensão U (kV) (circuito inferior)	Distâncias Mínimas (Milímetros)		
	Tensão U (kV) (Circuito Superior)		
	$U \leq 1.0$	$1.0 < U \leq 15.0$	$15.0 < U \leq 36.2$
Comunicação	600	1500	1800
$U \leq 1,0$	600	800	1000
$1,0 < U \leq 15,0$	-	800	900
$15,0 < U \leq 36,2$	-	-	900

TABELA 14. Distâncias entre os Condutores Elétricos ao Solo

Natureza do logradouro	Afastamento mínimo (mm)		
	Tensão U (kV)		
	Comunicação e cabos aterrados	$U \leq 1$	$1 < U \leq 36,2^a$
Vias exclusivas de pedestre em áreas rurais	3 000	4 500	5 500
Vias exclusivas de pedestre em áreas rural	3 000	3 500	5 500
Locais acessíveis ao trânsito de veículos em áreas rurais	4 500	4 500	6 000
Locais acessíveis ao trânsito de máquinas e equipamentos agrícolas em áreas rurais	6 000	6 000	6 000
Ruas e avenidas	5 000	5 500	6 000
Entradas de prédios e demais locais de uso restrito a veículos	4 500	4 500	6 000
Rodovias federais	7 000	7 000	7 000
Ferrovias não eletrificadas e não eletrificáveis	6 000	6 000	9 000

^a Para tensões superiores a 36,2 kV, consultar a ABNT NBR 5422.

NOTA 1 Em ferrovias eletrificadas ou eletrificáveis, a distância mínima do condutor ao boleto dos trilhos é de 12 m para tensões até 36,2 kV, conforme ABNT NBR 14165.

NOTA 2 Em rodovias estaduais, recomenda-se que a distância mínima do condutor ao solo atenda à legislação específica do órgão estadual. Na falta de regulamentação estadual, obedecer aos valores da Tabela 3.

NOTAS:

- I. Consultar nos DESENHO NDU 007.011 e 007.012 as distâncias padrões das estruturas compacta e convencionais observando as informações da tabela 14.
- II. Informações conforme tabela 2 da NBR 15688.
- III. Informações conforme tabela 2 da NBR 15688.
- IV. Em ferrovias eletrificadas ou eletrificáveis, a distância mínima do condutor ao boleto dos trilhos é de 12m para tensões até 36,2 kV, conforme ABNT NBR 14165;
- V. Para tensões superiores a 36,2 kV, consultar a ABNT NBR 5422;
- VI. Em rodovias estaduais, a distância mínima do condutor ao solo deve obedecer à legislação específica do órgão estadual. Na falta de regulamentação estadual, obedecer aos valores da Tabela 15.

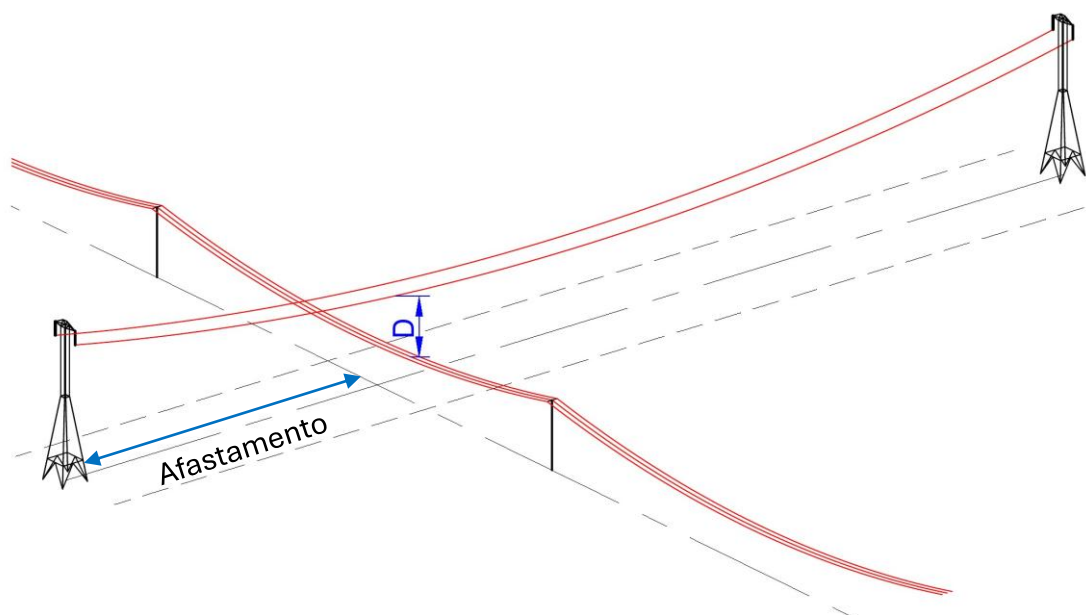
TABELA 15. Distâncias entre os Condutores e Solo (AT).

Natureza do Obstáculo	Distâncias Mínimas (Milímetros)				
	Tensão U (KV)				
	69	138	230	345	500
Locais acessíveis apenas a pedestres.	6000	6500	6900	7600	8600
Locais onde circulam máquinas agrícolas com altura inferior a 3,5 metros.	6500	7000	7400	8100	9100
Cultura de café (solo) - máquinas agrícolas com altura inferior a 5,0 metros.	8000	8500	9000	9600	11000
Rodovias, ruas e avenidas.	8000	8400	8900	9600	11000
Ferrovias não eletrificadas ou não eletrificáveis.	9000	9500	10000	11000	12000
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação.	12000	12500	13000	13700	14700
Linhas de energia elétrica - Para-raios e RDs até 34,5 kV.	H+1200	H+1600	H+2100	H+2800	H+3800
Linhas de telecomunicações.	H+2000	H+2500	H+3000	H+3700	H+4700
Suporte de linhas pertencentes à ferrovia.	H+4000	H+4400	H+4900	H+5600	H+6600
Veículos rodoviários, ferroviários e máquinas com altura superior a 5 metros.	H+3000	H+3400	H+3900	H+4600	H+5600
Muros.	H+6000	H+6400	H+6900	H+7600	H+8600
Instalações transportadoras.	H+3000	H+3400	H+3900	H+4600	H+5600
Mata de preservação permanente e pomares (cultura adulta - topo da vegetação).	H+4000	H+4500	H+5000	H+5700	H+6700
Águas navegáveis.	H+2000	H+2500	H+2900	H+3600	H+4600
Águas não navegáveis.	6000	6400	6900	7600	8600

NOTAS:

- I. De acordo com tabela obtida de acordo com a NBR 5422 obedecendo as distâncias verticais mínimas de segurança em relação aos obstáculos. Deve ser consultada a NDU 047 para maiores informações.

- II. Onde H = Altura do ponto mais elevado na condição de trabalho do obstáculo atravessado.
- III. O valor H corresponde à altura, em metros, entre a superfície da água e o topo do maior mastro. Este valor deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada, levando-se em conta o nível máximo de cheia ocorrida nos últimos 10 anos.
- IV. É obrigatório estar no projeto da empresa o paralelismo de sua linha de distribuição ou transmissão com rede de distribuição do Grupo Energisa. Caso não esteja em seu projeto e ocorra algum problema, esta pode ser responsabilizada por qualquer acidente e/ou futuras penalizações e ressarcimentos.



- V. A distância “ D ” é obtida pela consulta da tabela 15 ou na NDU 047, enquanto o “afastamento” mínimo da torre de transmissão ou alta tensão as redes aéreas de distribuição em média ou baixa tensão e definida pelo comprimento útil das estruturas com tensões iguais ou superiores a 69 (72,5) kV. Mesmo mediante as diretrizes definidas neste item deverá ocorrer diante a consulta junto a transmissora de energia elétrica.

**TABELA 16. Distâncias Mínimas das Partes Energizadas as Fases
ou Terra em Pontos Fixos.**

Tensão (KV)	Tensão Suportável Nominal sob Impulso Atmosférico (KV)	Distância Mínima (Milímetros)	
		Fase- Fase	Fase - Terra
15,0	95	140	130
	110	170	150
24,2	125	190	170
	150	230	200
36,2	150	230	200
	170	270	230
	200	298	253

NOTAS:

- I. Informações obtidas da NBR 15688 da tabela 5 (Entre partes energizadas à fase ou à terra em pontos fixos) da referida norma regulamentadora brasileira.
- II. No anexo das tabelas auxiliares estão contidas as informações as características elétricas e mecânicas das seções transversais de cabos descontinuados para novos projetos.
- III. Os NBI mínimos padronizados pelo Grupo Energisa para as classes de tensão 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV são respectivamente 95 kV, 125 kV e 170 kV.

TABELA 17. Características dos condutores de alumínio nu tipo CA (Seção transversais padronizadas).

Nome código	Tipo (AWG/MCM)	Formação do cabo CA		Diâmetro nominal (mm)	Seção do cabo (mm ²)	Massa aproximada do cabo completo (kg/km)
		N.º de Fios	Diâmetro (mm)			
Iris	2	7	2,47	7,22	34	92,31
Poppy	1/0	7	3,12	9,36	54	146,72
Oxlip	4/0	7	4,42	13,25	107	294,25
Tulip	336,4	19	3,38	16,9	171	470,27

NOTAS:

- I. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 112-1.
- II. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 18. Características dos condutores de liga de alumínio nu tipo CAL (Seção transversais padronizadas).

Tipo (AWG/MCM)	Formação do cabo CAL		Diâmetro nominal (mm)	Seção do cabo (mm ²)	Massa aproximada do cabo completo (kg/km)
	N.º de fios	Diâmetro (mm)			
2	7	2,47	7,41	34	92
1/0	7	3,12	9,36	54	146,8
4/0	7	4,42	13,26	107	294,7
336,4	19	3,45	17,25	178	487,3

NOTAS:

- I. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos.
- II. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 112-2.
- III. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 19. Características dos condutores de alumínio nu tipo CAA (Seção transversais padronizadas).

Nome código	Tipo (kg/km)	Formação do cabo CAA		Diâmetro nominal	Seção do cabo (mm²)	Massa aproximada do cabo completo (kg/km)
		Alumínio	Aço			
		N.º de Fios /Diâmetro	N.º de Fios /Diâmetro	Diâmetro (mm)		
Swan	4 (*)	6/2,118	1/2,118	6,35	25	85,4
Sparrow	2	6/2,672	1/2,672	8,02	39	135,9
Raven	1/0	6/3,371	1/3,371	10,11	63	216,4
Penguin	4/0	6/4,77	1/4,77	14,31	125	433,2
Linnet	336,4	26/2,888	7/2,245	18,29	198	688,3

NOTAS:

- I. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos.
- II. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 123-1.
- III. (*) Vetado a aplicação desse cabo em projetos elétricos.
- IV. É vetado os projetos elétricos de redes secundarias que aplicam cabos de alumínio nu.

TABELA 20. Características dos Condutores Multiplexados CA/CAL com Neutro Nu - XLPE 0,6/1 kV.

Seção nominal (mm ²)	Tipo	Condutor Fase (CA/ASC)				
		Seção (mm ²)	Encordoamento	Nº fios	Espessura isolamento (mm)	Diâmetro condutor (mm)
2x1+35+35	Triplex	35	RC	6	1,6	7,5
3x1+35+35	Quadriplex	35	RC	6	1,6	7,5
3x1+70+70	Quadriplex	70	RC	12	1,8	10,2
3x1+120+70	Quadriplex	120	RC	15	2	13,5

NOTAS:

- I. Cabos padronizados pelo grupo Energisa para aplicação em projetos de redes secundárias.
- II. Caso haja necessidade de informações complementares deve-se consultar a ETU 111-1.

TABELA 21. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA
Rede Primária Trifásica.

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 11,4 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	1,151	1,240	1,294	1,317
2	0,775	0,781	0,935	0,866
1/0	0,535	0,491	0,699	0,574
2/0 (*)	0,450	0,390	0,602	0,459
3/0 (*)	0,382	0,309	0,526	0,371
4/0	0,326	0,245	0,461	0,303
336,4	0,244	0,154	0,306	0,157

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores			
	Sem Alma (CA)		Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,785	0,846	0,883	0,899
2	0,529	0,533	0,638	0,591
1/0	0,365	0,335	0,477	0,392
2/0 (*)	0,307	0,266	0,411	0,313
3/0 (*)	0,261	0,211	0,359	0,253
4/0	0,223	0,167	0,315	0,207
336,4	0,166	0,105	0,209	0,107

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 22,4 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,298	0,321	0,335	0,341
2	0,201	0,202	0,242	0,224
1/0	0,139	0,127	0,181	0,149
2/0 (*)	0,117	0,101	0,156	0,119
3/0 (*)	0,099	0,080	0,136	0,096
4/0	0,084	0,063	0,119	0,079
336,4	0,063	0,040	0,079	0,041

TABELA 21. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA - Rede Primária Trifásica. (Continuação).

Sistema Trifásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 34,5 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4 (*)	0,126	0,135	0,141	0,144
2	0,085	0,085	0,102	0,095
1/0	0,058	0,054	0,076	0,063
4/0	0,049	0,043	0,066	0,050
336,4	0,042	0,034	0,057	0,040

NOTAS:

- I. (*) Os condutores da tabela deverão ser aplicados apenas como referência para cálculo de redes existentes. Sendo vetado aplicação dos cabos (*) em projetos elétricos.
- II. Os cabos de alumínio especificados sem (*) deverão ser contemplados nos projetos elétricos.

$$k_i = \frac{(r_{\ell i} \cdot \cos \varphi_i + x_{\ell i} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA - Rede Primária Monofásica.

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 6,58 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	3,454	3,723	3,885	3,954
2	2,327	2,343	2,806	2,600
1/0	1,606	1,472	2,098	1,723
2/0 (*)	1,351	1,169	1,807	1,377
3/0 (*)	1,146	0,928	1,578	1,112
4/0	0,979	0,735	1,385	0,911
336,4	0,732	0,463	0,918	0,471

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 9,97 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	2,355	2,537	2,648	2,695
2	1,586	1,597	1,913	1,772
1/0	1,095	1,004	1,430	1,175
2/0 (*)	0,921	0,797	1,231	0,939
3/0 (*)	0,781	0,633	1,076	0,758
4/0	0,667	0,501	0,944	0,621
336,4	0,499	0,316	0,626	0,321

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 12,7 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,927	0,999	1,043	1,062
2	0,625	0,629	0,753	0,698
1/0	0,431	0,395	0,563	0,463
2/0 (*)	0,363	0,314	0,485	0,370
3/0 (*)	0,308	0,249	0,424	0,299
4/0	0,263	0,197	0,372	0,245
336,4	0,197	0,124	0,246	0,126

TABELA 22. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio nu CA/CAA - Rede Primária Monofásica. (Continuação).

Sistema Monofásico				
Seção Transversal do Condutor.	V = 19,9 kV - e. e. = 1,322 m			
	Condutores Sem Alma (CA)		Condutores Com Alma (CAA)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
4(*)	0,378	0,407	0,425	0,432
2	0,254	0,256	0,307	0,284
1/0	0,176	0,161	0,229	0,188
2/0 (*)	0,148	0,128	0,198	0,151
3/0 (*)	0,125	0,101	0,173	0,122
4/0	0,107	0,080	0,151	0,100
336,4	0,080	0,051	0,100	0,051

NOTAS:

- I. (*) Os condutores da tabela deverão ser aplicados apenas como referência para cálculo de redes existentes. Sendo vetado aplicação dos cabos (*) em projetos elétricos.
- II. Os cabos de alumínio especificados sem (*) deverão ser contemplados nos projetos elétricos.

$$k_i = \frac{(r_{\ell i} \cdot \cos \varphi_i + x_{\ell i} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 23. Queda de Tensão em Cabo Alumínio CAL 6201
Rede Primária Monofásica e Trifásica.

Sistema Monofásico - Cabo de Almunio NU (CAL 6201).		
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV Condutores Cabo (CAL 6201)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
2	0,513	0,517
1/0	0,354	0,325
4/0	0,216	0,162
336,4	0,161	0,102

Sistema Monofásico - Cabo de Almunio NU (CAL 6201).		
Seção Transversal do Condutor.	V = 13,8 kV Condutores Cabo (CAL 6201)	
	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1
2	0,513	0,517
1/0	0,354	0,325
4/0	0,216	0,162
336,4	0,161	0,102

NOTAS:

- I. Os cabos em liga de alumínio deverão ser aplicados segundo critérios definidos na NDU 027.
- II. Coeficientes calculados segundo equação abaixo:

$$k_i = \frac{(r_{\ell i} \cdot \cos \varphi_i + x_{\ell i} \cdot \sin \varphi_i) \cdot 100}{(V_{esp}^l)^2}$$

TABELA 24. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 220/127 Volts.

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
3 Fases				
3 # 6(6) (*)	-	-	0,529	0,311
3 # 4(4) (*)	0,333	0,311	0,207	0,211
3 # 2(2) (*)	0,209	0,211	0,131	0,147
3 # 1/0(1/0) (*)	0,123	0,146	0,084	0,107
3 # 4/0(1/0) (*)	0,066	0,090	0,042	0,070
3x1x35+35	0,231	0,198	-	-
3x1x70+70	0,118	0,106	-	-
3x1x120+70	0,071	0,068	-	-
3x1x185+120	0,044	0,050	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
2 Fases				
2 # 4(4) (*)	0,765	0,678	-	-
2 # 2(2) (*)	0,579	0,528	-	-
2 # 1/0(1/0) (*)	0,386	0,370	-	-
2x1x25+25	0,605	0,550	-	-
2x1x35+35	0,462	0,396	-	-
2x1x70+70	0,237	0,213	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 220/127 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
1 Fase				
1 # 4(4) (*)	1,78	1,649	-	-
1 # 2(2) (*)	1,398	1,338	-	-
1 # 1/0(1/0) (*)	0,875	0,908	-	-

TABELA 25. Queda de Tensão em Cabo de Alumínio Multiplexado - Rede Aérea Secundária 380/220 Volts.

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
3 Fases				
3 # 6(6) (*)	-	-	-	-
3 # 4(4) (*)	0,112	0,104	-	-
3 # 2(2) (*)	0,07	0,07	-	-
3 # 1/0(1/0) (*)	0,044	0,049	-	-
3 # 4/0(1/0) (*)	0,022	0,03	-	-
3x1x35+35	0,077	0,066	-	-
3x1x70+70	0,04	0,036	-	-
3x1x120+70	0,024	0,023	-	-
3x1x185+120	0,015	0,017	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
2 Fases				
2 # 4(4) (*)	0,218	0,194	-	-
2 # 2(2) (*)	0,125	0,121	-	-
2 # 1/0(1/0) (*)	0,068	0,073	-	-
2x1x25+25	0,228	0,255	-	-
2x1x35+35	0,154	0,19	-	-
2x1x70+70	0,079	0,071	-	-

Seção Transversal do Condutor.	V = 380/220 V - Rede de Baixa tensão.			
	Sem Alma (CA)		Condutor de Cobre	
	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8	COS Ø = 1	COS Ø = 0,8
1 Fase				
1 # 4(4) (*)	0,67	0,626	-	-
1 # 2(2) (*)	0,422	0,423	-	-
1 # 1/0(1/0) (*)	0,264	0,293	-	-



NOTAS:

- I. Os cabos condutores da tabela 20 a 26 identificados com (*) estão descontinuados no grupo Energisa e nesta situação servirão apenas como auxílio nos cálculos de queda de tensão. É vetado elaboração de projetos de redes de distribuição secundária em cabo de alumínio nu CA em quaisquer empresas do grupo Energisa S.A.
- II. O padrão das redes secundárias de baixa tensão projetadas no Grupo Energisa S.A deverão ser multiplexadas, sendo vetada toda e qualquer aplicação de cabos de alumínio nu.
- III. O padrão das redes secundárias de baixa tensão projetadas no grupo Energisa S.A deverão ser multiplexadas, sendo vetada toda e qualquer aplicação de cabos de alumínio nu.

TABELA 26. Trações de Projeto de Redes Rurais

Tipo de Cabo de Alumínio nu CA	Tração de Projeto (daN)
3 x 2 AWG CA (*)	267
3 x 1/0 AWG CA (*)	426
3 x 2/0 AWG CA (*)	507
3 x 4/0 AWG CA (*)	852
3 x 336,4 MCM CA (*)	1356

Tipo de Cabo de Alumínio CAA/CAL6201	Tração de Projeto (daN)
3 x 4 AWG CAA (*)	325
3 x 2 AWG CAA (*)	454
3 x 1/0 AWG CAA (*)	605
3 x 4/0 AWG CAA (*)	1 212
3 x 336,4 MCM (*)	1 517
3 x 4/0 AWG CAA (*) Tração Reduzida	800
3 x 336,4 MCM (*) Tração Reduzida	860

NOTAS:

- I. (*) Valores de trações de projetos são por 03 terno de fases dos condutores.
- II. Conforme NBR 10298 (Cabos de liga alumínio-magnésio-silício, nus, para linhas aéreas - Especificações), o cabo liga 6201 apresenta formações equivalentes, aproximadas ao dos cabos de alumínio com alma de aço.
- III. Segundo apresentado na NBR 5285 (Fios de liga alumínio-magnésio-silício, tempera T81, nus, de seção circular, para fins elétricos - Especificação) a Composição química basicamente este material é uma liga com adição de Magnésio e Silício, proporcionando aproximadamente o dobro da resistência mecânica, comparativamente ao Al 1350 H-19, utilizado em cabos ACSR, logo as trações de projetos de CAL 6201 deverão ser as mesmas apresentados pelos cabos de alumínio com alma de aço (CAA).

TABELA 27. Determinação do Cabo de Neutro.

Cabo da Rede Primária (CAA)/CAL 6201	Neutro
2 AWG	2 AWG
1/0 AWG	
4/0	
336,4 MCM	1/0 AWG

NOTA:

- I. Os condutores assinalados com (*) constam na tabela apenas como referência para cálculo de redes existentes.
- II. O condutor do neutro contínuo deverá ser instalado (fixados) a distância de 1,0 metro os condutores de fase para vãos até 300 metros, acima desse valor o condutor neutro deverá ser fixado a 1,45 metros com relação aos condutores fase, segundo padrões estabelecidos na NDU 005.

TABELA 28. Equivalência de Esforços a 10 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação.

Comprimento do poste (m)	Rede primária			Rede aérea secundária	Rede telefônica
	1º nível	2º nível	3º nível		
8	-	-	-	0,85	0,69
9	-	-	-	0,96	0,77
10	1	-	-	0,85	0,69
11	1	0,94	-	0,77	0,62
12	1	0,94	0,89	0,70	0,57
15	1	0,94	0,89	0,54	0,45
17	1	0,94	0,89	0,45	0,37

TABELA 28. Equivalência de Esforços a 10 cm do Topo do Poste - Fator de Multiplicação (Continuação).

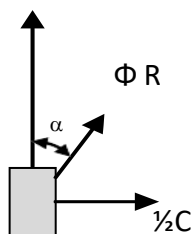
Comprimento do poste (m)	Estai poste a poste			Estai de cruzeta	Ramal de conexão
	Acima do secundário	Abaixo do secundário	A 5 metros do solo		
8	-	0,78	0,61	-	0,88
9	1,00	0,89	0,69	-	0,98
10	0,88	0,78	0,61	0,88	0,88
11	0,79	0,70	0,55	0,79	0,79
12	0,72	0,64	0,50	0,72	0,72
15	0,57	0,50	0,39	0,57	0,53
17	0,47	0,42	0,32	0,47	0,47

NOTA:

- I. Foi considerada a altura média de montagem 7,0 metros para da baixa tensão, 5,70 metros para os cabos telefônicos.
 - 0,75/0,80 m do topo.
 - 1,35/1,40 m do topo.

TABELA 29. Carga de Utilização do Poste de Concreto Duplo T.

Ângulo (θ)	Φ	R		
		$C_n = 150$	$C_n = 300$	$C_n = 600$
		(daN)		
0	-	150	300	600
5	1,00	149	299	598
10	0,96	144	288	577
15	0,93	139	278	556
20	5	134	268	536
25	0,86	129	259	517
30	0,83	125	250	499
40	0,77	116	232	464
50	0,72	108	216	432
60	0,67	100	201	402
70	0,62	93	187	374
80	0,58	87	174	348
90	-	75	150	300



Onde:

C_N - Resistência nominal do poste, na direção a face de maior resistência.

R - Carga de utilização do poste na direção especificada pelo ângulo α .

θ - ângulo que a carga nominal faz com a resistência nominal do poste.

Φ - fator de determinação da carga de utilização.

NOTA:

- I. Para definição do poste, considere-se somente o momento fletor resistente, dispensando-se o momento de torção. Para isso a carga de utilização deve ser sempre considerada normal ao eixo longitudinal do poste.

TABELA 30. Critérios para Sustentação de Esforços em Função da Resultante de Condutores Cabos Telefônicos e Estais.

Esforço Resultante daN (R)	Resistência Nominal (daN)	Engastamento Recomendado
Até 150	150	Simples
151 a 240	300	Simples
241 a 300	300	Escora ou Conc. (d=0,60)
301 a 600	600	Conc. (d=0,90)
601 a 1.000	1.000	Conc. (d=1,30)
1.001 a 1.500	1.500	Conc. (d=1,80)

NOTAS:

- I. d= diâmetro mínimo da vala para engastamento com base concretada.
- II. Alternativamente, o engastamento com base concretada pode ter seção retangular, para os postes de resistência nominal de 600 e 1.000 daN, com dimensões de 0,70 x 1,0 e 0,70 x 2,20 metros, respectivamente.
- III. Os desenhos dos engastamentos são apresentados nas normas básicas de construção.

TABELA 31. Engastamento com Profundidade Aumentada.

Engastamento com Profundidade Aumentada			
Resistência 300 daN		Resistência 600 daN	
Comprimento do poste (m)	Profundidade do Engastamento (m)	Comprimento do poste (m)	Profundidade do Engastamento (m)
10	1,7	-	-
11	1,8	11	2,2
12		12	
13	1,9	13	2,3

NOTA:

- I. Este engastamento é alternativo ao engastamento com concretagem de base e se aplica também a poste de concreto seção duplo T.

TABELA 32. Escolha de Estruturas - Rede Convencional Trifásica Ângulos de Deflexão Horizontais e Verticais - CAL 6201 e CAA.

Ângulo de deflexão horizontal - primário.

Condutor (AWG ou MCM)	Estruturas Tipo N, M e B	Ângulo de deflexão
2	1	0° a 45°
	2	45° a 60°
	2-2	>60°
1/0	1	0° a 20°
	2	20° a 45°
	4	45° a 60°
4/0 e 336,4	3-3	>60°
	1	0° a 10°
	2	10° a 20°
	4	20° a 60°
	3-3	>60°

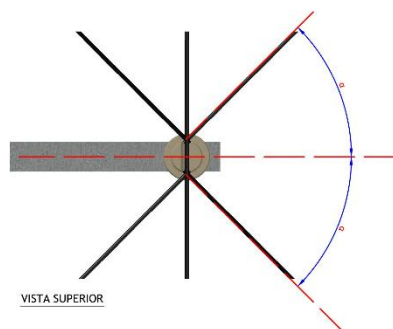


Figura ilustrativa (Isolador tipo Pilar)

NOTA:

- I. A seleção de estruturas foi feita considerando-se a rede trifásica e instalada do lado da rua.

Ângulo de deflexão vertical - primário.II.

Seção do Condutor	Arrancamento e compressão		Compressão do Poste				Compressão da mão francesa ou cruzeta	
			300 daN		600 daN	1000 daN		
	1 Pilar	2 Pilar	M	B	M ou B	M ou B	1 Pilar	2 Pilar
2AWG	35°	35°	15°	30°	35°	35°	35°	35°
1/0 AWG	30°	35°	10°	20°	35°	35°	25°	35°
4/0 AWG	15°	30°	5°	10°	30°	35°	15°	30°
336,4MCM	10°	20°	5°	5°	15°	30°	10°	20°

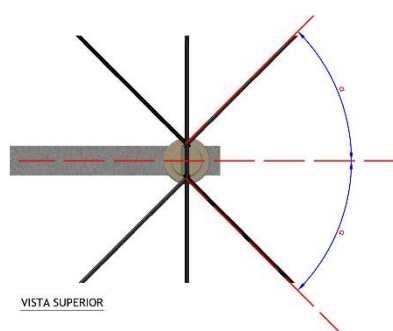


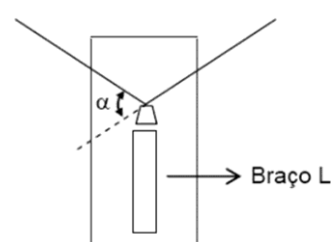
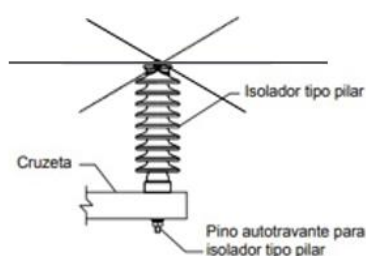
Figura ilustrativa (Isolador tipo Pilar)

TABELA 33. Ângulo de Deflexão Horizontal da Rede Primária Convencional Monofásica.

Seção do Condutor	U1	U2	U4	U2 - U3	U3 - U3
2 AWG	0° – 45°	-	-	61° – 90°	-
1/0 AWG	0° – 45°	46° – 60°	-	-	61° – 90°
4/0 AWG	0° – 20°	21° – 40°	41° – 60°	-	61° – 90°
336,4 MCM	0° – 15°	16° – 25°	26° – 60°	-	61° – 90°

TABELA 34. Ângulo de Deflexão Vertical da Rede Primária Convencional.

Seção do condutor (AWG/MCM)	Arrancamento e compressão	
	1 Pilar	2 Pilar
2	$\leq 35^\circ$	$\leq 35^\circ$
1/0	$\leq 30^\circ$	$\leq 35^\circ$
4/0	$\leq 15^\circ$	$\leq 30^\circ$
336,4	$\leq 10^\circ$	$\leq 20^\circ$



NOTAS:

- I. O volume de tráfego motorizado deverá ser medido em horário noturno (entre 18 h e 21 h), contabilizando veículos por hora, em ambos os sentidos, em pista única.
- II. Para vias com tráfego motorizado menor do que 150 veículos por hora, consideram-se as exigências mínimas do grupo leve.

TABELA 35. Demanda diversificada residencial de Loteamento (kVA).

Para as situações de demanda diversificada de loteamentos residenciais deverá ser consultada a Tabela 02 existentes na NDU 006 Versão 6.0 de 2023.

TABELA 36. Larguras das faixas de servidão das linhas e redes de distribuição.

Descrição	Natureza	Tensão Nominal (kV)	Largura Total (m)	Critério (Observação)
Rede de Distribuição em Média Tensão	Monofásica/Trifásica	$6,58 \text{ kV} \leq V_n \leq 36,2 \text{ kV}$	15 metros	Sendo os 7,50 m a esquerda do eixo central da rede de distribuição de média tensão e os outros 7,50 m a direita, totalizando 15,0 metros.
Rede de Distribuição em Alta Tensão	Trifásica	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 138 \text{ kV}$	30 metros	Sendo os 15,0 m a esquerda do eixo central da rede de distribuição de alta tensão e os outros 15,0 m a direita, totalizando 30,0 metros.

NOTAS:

- I. Informações contidas na tabela 37 estão dispostas na NDU 016.

TABELA 37. Correlação de Usabilidade Cabo Condutor e Chave Seccionadora Unipolar Tipo Faca 400 A/630 A.

Cabo Condutor de Alumínio CAA.			
Seção Transversal do Condutor (AWG/MCM)	Código Internacional	Ampacidade do Cabo Condutor (A)	Capacidade da Chave Seccionadora Unipolar (A)
4 (*)	Swan	130	400 A
2	Sparrow	175	
1/0	Raven	230	
2/0 (*)	Quail	265	
3/0 (*)	Pigeon	310	
4/0	Peguin	350	
266,8 (*)	Partridge	440	630 A
336,4	Linnet	510	
397,5 (*)	Ibis	570	
477 (*)	Hawk	630	

Cabo Condutor de Alumínio CA.			
Seção Transversal do Condutor (AWG/MCM)	Código Internacional	Ampacidade do Cabo Condutor (A)	Capacidade da Chave Seccionadora Unipolar (A)
2 (*)	Iris	175	400
1/0 (*)	Poppy	235	
2/0 (*)	Aster	270	
3/0 (*)	Pholx	315	
4/0 (*)	Oxlip	365	
226,8 (*)	Daisy	420	630
336,4 (*)	Tulip	495	

TABELA 38. Correlação de Usabilidade Cabo Condutor e Chave Seccionadora Unipolar Tipo Faca 400 A/630 A.

Cabo Condutor de Alumínio Protegido.			
Seção Transversal do Condutor (mm ²)	Classe de Tensão (kV)	Ampacidade do Cabo Condutor (A)	Capacidade da Chave Seccionadora Unipolar (A)
35 (*)	15	231	400
50		275	
70 (*)		342	
95 (*)		416	630
120		480	
150 (*)		544	
185		625	
50	25	257	400
120		444	630
185		575	
70	35	358	400
120		493	630
185		630	

TABELA 38. Correlação de Usabilidade Cabo Condutor e Chave Seccionadora Unipolar Tipo Faca 400 A/630 A.

Cabo Condutor de Alumínio CAL 6201.			
Seção Transversal do Condutor (AWG/MCM)	Código Internacional	Ampacidade do Cabo Condutor (A)	Capacidade da Chave Seccionadora Unipolar (A)
2	-	195	400
1/0	-	261	
4/0	-	400	
336,4	-	555	630

22. MODELO DE FORMULÁRIO

MODELO 01. Pedido de Aprovação de Projeto.

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

MODELO 03. Memorial Descritivo.

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ.

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF.

MODELO 06. Autorização para Tomada de Energia.

MODELO 07. Termo de Doação.

MODELO 08. Termo de Manutenção de Rede.

MODELO 09. Autorização para Derivação de Novos Consumidores.

MODELO 10. Autorização para Derivação de Rede Particular.

MODELO 11. Termo de Compromisso de Ocupação de Poste da Energisa.

MODELO 12. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.

MODELO 13. Formatos Padronizados.

MODELO 14. Formatos Padronizados (G x H).

MODELO 15. Formatos Padronizados Dimensões do Papel para Desenho do Projeto de Redes de Distribuição Normal.

MODELO 16. Projeto com Locação Direta.

MODELO 01. Pedido de Aprovação de Projeto.

Pedido de Aprovação de Projeto.



_____, ____ de ____ de 20____.

Setor: _____.

Assunto: Pedido de Aprovação de Projeto.

Prezado Senhor, _____.

Vimos pelo presente solicitar a V. S.^a à aprovação do projeto referente ____ para atender ao(s) consumidor(s) _____.

Ramal Urbano: ☐ Trifásico ☐ Monofásico

Ramal Rural: ☐ Trifásico ☐ Monofásico

Projeto n.º _____.

Obra: ☐ Distribuidora ☐ Obra de Terceiros

N.º da ART _____.

Localidade: _____.

Endereço do Empreendimento: _____.

Atenciosamente,

Responsável Técnico

Registro do CREA/CFT/CAU

Proprietário: _____.

CPF/CNPJ: _____.

RG: _____.

Endereço para correspondência

Rua: _____.

Bairro: _____.

Município: _____ CEP: _____.

Telefone: _____.

E-mail: _____.

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.



_____, ____ de _____ de 20____.

Ao sr.: _____.

Setor: _____.

Assunto: Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.

Prezado Senhor, _____.

Vimos pelo presente, solicitar a V. Sa. A fiscalização dos serviços referentes ao projeto _____.

Responsável pela Obra: _____.

Solicitante da Obra: _____.

Local da Obra: _____.

N.º do Projeto: _____.

Descrição da Obra:

_____.

N.º ART de Construção: _____.

Atenciosamente,

Responsável Técnico

Registro do CREA/CFT/CAU

Anexo 03. Memorial Descritivo

Memorial Descritivo

MODELO 02. Fiscalização e/ou Conclusão de Obra (Continuação).

Fiscalização e/ou Conclusão de Obra.



Título do Projeto:

Localidade:

Responsável Técnico:

Data:

FINALIDADE

CIRCUITOS PRIMÁRIOS,
em XXX kV (Quilovolts).

Extensão total da rede, em km (Quilometro):

Extensões parciais da rede por sistema, tipo e seção transversal dos condutores.
(indicar as extensões de rede a serem removidas ou deslocadas, quando for o caso).

CIRCUITOS SECUNDÁRIOS,
380/220 V ou 220/127 V ou 440/220 V ou 254/127 V ou 230/115 V ou ainda 240/120 V.

Extensão total da rede, em km:

Extensões parciais da rede por sistema, tipo e seção transversal dos condutores:
(indicar as extensões de rede a serem removidas ou deslocadas, quando for o caso).

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO,

13,8 kV/ 380/220 V ou 13,8 kV/ 220/127 V ou 34,5 kV/ 380/220 V ou 34,5 kV/220/127 V dentre outros
contidos na Especificação Técnica Unificada (ETU 109.1 - Transformador de distribuição tipo aéreo).

MODELO 03. Memorial Descritivo.

Memorial Descritivo.



Quantidade: n.º de Fases: Potência (kVA):

Potência total instalada (kVA):

(indicar os transformadores removidos ou deslocados, quando for o caso).

PROTEÇÕES CONTRA SOBRECORRENTE

Instalação de Chaves Fusíveis, de 15 kV-100 A ou 24,2 kV-100 A ou 36,2 kV-100 A (Informações conforme a ETU 122 - Chaves Fusíveis de Distribuição), nas saídas dos ramais e na alimentação de transformadores (jogos):

PROTEÇÕES CONTRA SOBRETENSÃO

Para-raios de 10 kV, 12 kV, 18 kV e 30 kV de ZnO, (Conforme ETU 128 - Para-raios de Distribuição) encapsulados em material polimérico, nos locais indicados no projeto (jogos):

EQUIPAMENTOS ESPECIAIS

Serão instalados religadores, seccionadoras, banco de capacitores etc., nos locais previstos no projeto. Para maiores informações técnicas consultar as ETUs (107-Religador SE e Rede de Distribuição, 108 - Reguladores de Tensão Monofásica, 157 - Capacitores de Potência em Derivação etc.).

(descrever as características dos equipamentos)

POSTES

Discriminá-los de acordo com o tipo, altura e esforço indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consultar as ETUs (114.1 - Postes De Concreto Armado para Rede de Distribuição e 114.3 Postes de Fibra de Distribuição).

Quantidade total:

MODELO 03. Memorial Descritivo (Continuação).

Memorial Descritivo.



ESTRUTURAS

Discriminá-las, se de MT (Média Tensão) ou BT (Baixa Tensão), e conforme o tipo, indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consultar as NDUs (005 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Rurais, 004.3 - Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Multiplexadas de Baixa Tensão e 004.1 - Instalações Básicas para Construção de Redes Compactas de Média Tensão de Distribuição).

Quantidade total:

ILUMINAÇÃO PÚBLICA ou ILUMINAÇÃO das VIAS INTERNAS

Discriminar os tipos das luminárias, potência e tipo das lâmpadas, indicando a quantidade de cada. Para maiores informações técnicas consulta NDU 035 (Iluminação Pública).

NÚMERO DE CONSUMIDORES

Quantidade de unidades consumidoras prontas para ligação:

Unidades de consumidores potenciais (lotes vagos):

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ.

Instrumento Particular de Constituição de Servidão para Pessoa Jurídica.



Por este Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita entre a ENERGISA(Paraíba/PB, Sergipe/SE, Minas Rio/MR, Tocantins/TO, Acre/AC, Rondônia/RO, Mato Grosso/MT, Mato Grosso do Sul/MS e Sul Sudeste/SP) neste ato representado por seu bastante procurador e o Sr. _____, estado civil: _____, CPF: _____, RG: _____, e seu cônjuge: _____, CPF: _____, RG: _____, residentes e domiciliados: _____, proprietários do imóvel denominado _____ situado no município de _____, fica constituída, no referido imóvel a favor da citada empresa, uma servidão administrativa numa faixa de terreno com _____ metros de comprimento por () metros de largura, perfazendo uma área de _____ metros quadrados, confrontando em uma extremidade com terrenos de _____ e na outra com terrenos de _____ e nas laterais com terrenos remanescentes do OUTORGANTE, destinada à faixa de Segurança para passagem de Rede de Distribuição Rural de Energia Elétrica, para atendimento ao sr. (a) _____.

I. Esta faixa continuará sendo utilizada pelo proprietário, vedada, porém dentro dela a implantação de construções e/ou benfeitorias, bem como a plantação de árvores que possam atingir ou comprometer as instalações elétricas, inclusive cana-de-açúcar.

II. O(s) outorgante(s) e seus sucessores autorizam, desde já, o acesso permanente à área acima descrita das equipes de manutenção da ENERGISA ou de terceiros por ela credenciados para construção, supressão de vegetação e limpeza da faixa de segurança. A ENERGISA, por sua vez, se responsabiliza pela obtenção, junto aos órgãos ambientais, das autorizações necessárias à supressão de vegetação, limpeza e manutenção da faixa de segurança, bem como pelo ressarcimento de eventuais danos causados à propriedade do(s) outorgante(s), diretamente por seus funcionários ou por terceiros por ela credenciados.

III. Por estarem justas e contratadas, assinam o presente instrumento na presença das testemunhas abaixo:

_____, _____ de _____ de 20____.

MODELO 04. Autorização de Passagem - PJ (Continuação).

Instrumento Particular de Constituição de Servidão
para Pessoa Jurídica.



Energisa: _____ Matrícula: _____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF.

Instrumento Particular de Constituição de Servidão Gratuita para Pessoa Física.



Por este instrumento particular de constituição de servidão gratuito como outorgante, Sr. (a):
_____, profissão: _____, estado civil: _____, CPF: _____
_____, RG: _____, e seu cônjuge: _____, profissão: _____
_____, CPF: _____, RG: _____, residente(s) e domiciliado(s) _____, e como
outorgada, ENERGISA/PB, Sergipe/SE, Minas Rio/MR, Tocantins/TO, Acre/AC, Rondônia/RO, Mato
Grosso/MT, Mato Grosso do Sul/MS e Sul Sudeste/SP), distribuidora de serviço público federal de energia
elétrica, com sede _____, CNPJ n.º
_____._____._____/0001-_____, doravante chamada ENERGISA_____, neste ato devidamente
representada por seus bastantes procuradores, todos com poderes especiais para, agindo em conjunto
ou separadamente, conforme procuração lavrada no Serviço Notarial do _____º Ofício de Cataguases -
MG., no livro _____, fls. _____ e _____, ficam justo e contratado:

- I. Cláusula Primeira: Que o (s) outorgante (s) é (são) proprietário (s) e legítimo (s) possuidor (es), sem ônus
algun, do imóvel rural denominado _____, situado na área rural _____ do município de _____ Comarca
_____. Cadastrado no INCRA sob o n.º _____.
- II. Cláusula Segunda: Que, foi solicitado pela outorgada para que lhe permitisse utilizar parte do referido
imóvel, constituída em servidão, para efeito de construção e manutenção da rede de distribuição de
energia elétrica do Sistema ENERGISA, de _____ kV, ou outras interligações do mesmo Sistema, com o que
o(s) outorgante(s) concorda(m) e ora contrata(m).
- III. Cláusula Terceira: Que a servidão ora constituída será exercida sobre o aludido imóvel em uma faixa de
terreno com início na coordenada UTM (_____) e término na coordenada UTM (_____), conforme
traçado do desenho na planta do projeto n.º _____, com (_____) metros de comprimento por
(_____) metros de largura, perfazendo uma área de (_____) metros quadrados.
- IV. Cláusula Quarta: Que, assim, pelo presente e na melhor forma de direito, fica estabelecida e
constituída, dentro da área acima determinada, em favor da outorgada, uma servidão administrativa
para efeito de poder a outorgada, de hoje em diante e para sempre, não só construir e passar a rede de
distribuição de energia elétrica mencionada, bem como adentrar na propriedade para fazer as devidas
manutenções, reforma, ampliação e melhoramentos nesta rede.
- V. Cláusula Quinta: Que a presente servidão é feita gratuitamente.

VI. Cláusula Sexta: Que, a servidão ora constituída será permanente e irremovível, passando ativa e passivamente para os sucessores do(s) contratante(s) nos imóveis serviente e dominante, obrigando-se o(s) outorgante(s) a utilizar (em) a área acima de modo adequado, de forma a não turbar de modo algum a servidão ora constituída, devendo, ainda, abster-se de efetuar plantio de cana e de vegetação de elevado porte na faixa serviente, bem como edificações de quaisquer espécies.

VII. Cláusula Sétima: O(s) outorgante(s) e seus sucessores autorizam, desde já, o acesso permanente à área acima descrita das equipes de manutenção da ENERGISA ou de terceiros por ela credenciados para construção, supressão de vegetação e limpeza da faixa de segurança.

VIII. Cláusula Oitava: A ENERGISA, por sua vez, se responsabiliza pela obtenção, junto aos órgãos ambientais, das autorizações necessárias à supressão de vegetação, limpeza e manutenção da faixa de segurança, bem como pelo ressarcimento de eventuais danos causados à propriedade do(s) outorgante(s), diretamente por seus empregados ou por terceiros por ela credenciados.

IX. Cláusula Nona: Permitir o livre trânsito pela propriedade, de veículos, materiais, construção de acessos vicinais para manutenção e construção das redes aéreas de distribuição, equipamentos e de prepostos da (nome da Distribuidora) e da Empresa Responsável para fins de levantamentos, projetos, construção, operação, inspeção, fiscalização e manutenção da rede de distribuição elétrica, por onde for mais fácil o acesso;

Permitir o corte e/ou poda de árvores e culturas que porventura tornem inviável técnica e economicamente a construção da rede, ou coloquem em risco a segurança e funcionamento da mesma, ficando permitida a cultura rasteira;

Não realizar escavações e retirada de terra (barro, argila) na base ou próximo dos postes da rede de distribuição de energia elétrica;

X. Cláusula Décima: Fica desde já a outorgada imitada na posse da servidão, transmitindo-lhe, o(s) outorgante (s), toda posse, uso, direito e ação sobre a área acima descrita. Estando assim, outorgantes (s) e outorgados, justos e contratados, assinam este instrumento juntamente com as testemunhas abaixo, depois de lido e verificado estar de acordo com o que combinaram e estipularam.

_____, _____ de _____ de 20____.

Energisa: _____ Matrícula: _____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

MODELO 05. Autorização de Passagem - PF (Continuação).

Instrumento Particular de Constituição de Servidão
Gratuita para Pessoa Física.



Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

MODELO 06. Autorização para Tomada de Energia.

Autorização para Tomada de Energia.



Eu (Nós), _____, abaixo assinado, possuidor de uma
Rede de Média Tensão classe _____ kV no Município de _____ no Estado de _____ que atende
minha propriedade denominada. _____.

Autorizo o(s) Sr.(s)

ou seus sucessores a efetuar(em) uma Tomada de Energia para alimentação de uma Rede de Distribuição Rural (RDR) que irá atender sua(s) propriedade(s) no Município de _____.

Igualmente, fica ciente que a manutenção da rede que atende sua propriedade será de inteira responsabilidade do Sr.(s) _____.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

Observação:

- Só pode ser assinado pelo proprietário e quando for por procuração, à mesma deve ser específica e anexada.

MODELO 07. Termo de Doação.

Termo de Doação.



Pelo presente instrumento particular de DOAÇÃO, por esta e na melhor forma de direito natural, nacionalidade, estado civil, RG n.º, CPF/CNPJ n.º, residente à, n.º, bairro, no município de, no Estado de a seguir denominada simplesmente DOADOR(A). Neste ato representado (a) por seu (s) Proprietário(s) (Diretores) e a Energisa S.A., distribuidora de serviço público de energia elétrica, inscrita no CNPJ sob o N.º, com sede no município de, no Estado de, representada por seu procurador a seguir denominada DONATÁRIA, perante as testemunhas ao final assinadas, convencionaram entre si o seguinte:

- I. O DOADOR(A) é legítimo(a) possuidor(a), livre e desembaraçado de qualquer ônus, dos bens descritos e caracterizados no projeto completo "como construído" e documentação relativa ao custo do investimento necessário ao tombamento físico / contábil, em anexo, que, rubricados pelas partes, fazem parte integrante deste, sendo que esses bens compõem a rede de distribuição de energia elétrica do imóvel denominado no Município de Estado de e que passam a integrar este TERMO DE DOAÇÃO, com exceção do POSTO DE TRANSFORMAÇÃO.
- II. Pelo presente, o DOADOR (A) doa como de fato doado tem, em caráter irrevogável e irretratável, à DONATÁRIA os bens referidos na Cláusula anterior, podendo esta, usar, gozar e livremente dispor dos mesmos, como seus que ficam sendo, na forma que melhor lhe convier, a partir da data da expressa aceitação desta doação.
- III. O DOADOR (A), a partir desta data, autoriza a DONATÁRIA sem qualquer ônus, a passagem de Redes através de sua propriedade, inclusive ligar novos consumidores, bem como o livre trânsito de funcionários da Energisa quando no exercício de suas funções, fazendo valer o presente perante seus herdeiros ou sucessores.
- IV. Os bens mencionados na Cláusula primeira permanecem sob inteira única e exclusiva responsabilidade do (a) doador (a) inclusive os encargos de conservação e manutenção assumindo igualmente, quaisquer responsabilidades por danos ou acidentes que eles venham a causar, até que aceite a doação pela forma da Cláusula Segunda, quando passarão à responsabilidade da DONATÁRIA.
- V. A DONATÁRIA, independente da efetivação da doação no todo ou em parte, poderá inspecionar, quando julgar conveniente, todos os equipamentos que lhe pertençam, ficando garantidas ainda

as condições de acesso aos locais em que estejam instalados os referidos aparelhos, em qualquer época do ano.

VI. A aceitação de doação só se efetivará mediante aprovação da DONATÁRIA.

VII. A aceitação desta DOAÇÃO pela DONATÁRIA será comunicada por carta dirigida ao doador(a).

VIII. Dá-se ao presente, para fins de direito, o valor R\$.

IX. Elegem o Foro de - Comarca do município de do Estado de , como o competente para dirimir quaisquer dúvidas ou questões oriundas do presente, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E por acharem justas e contratadas, firmam o presente em 02 (duas) vias, perante as testemunhas abaixo para todos os fins de direito.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

OBS.:

A expressão do contido no item 1 "exceto o posto de transformação" não deve existir quando a rede for urbana e o transformador for instalado na rede de propriedade da Energisa.

Apenas o proprietário pode assinar o presente termo, quando for por procuração à mesma deve ser pública e específica e anexada.

MODELO 08. Termo de Manutenção de Rede.

Termo de Manutenção de Rede.



Eu (Nós), _____, tendo construído uma Rede de Média Tensão da classe _____ kV, de acordo com o projeto aprovado por essa companhia, Energisa _____, para o fim de receber energia elétrica destinada às instalações existentes em minha (nossa) propriedade, denominada _____ situada no Município de _____, no Estado de _____, solicito(amos), a necessária ligação para o fornecimento de energia elétrica, pela presente declarando:

- I. Que comprometo (emos) a responsabilizar-me (nos) pela conservação da Rede de Média Tensão de minha (nossa) propriedade, bem como pelos acidentes e danos que ela der causa;
- II. Que comprometo (emos) a manter desmatada uma faixa de 20 metros de largura ao longo da Rede, bem como não executar qualquer construção sob ela, não fazendo ou permitindo igualmente que nenhuma cultura venha a perturbar as finalidades relacionadas com a função da mesma e sua manutenção;
- III. Que comprometo (emos) a atender com presteza, as observações que essa companhia venha a fazer com respeito ao estado da Rede, e a necessidade de sua reparação;
- IV. Que comprometo (emos) a fazer valer o presente termo perante meus herdeiros ou sucessores;
- V. Que fico (amos) ciente(s) que o não cumprimento do presente termo implicará na suspensão do fornecimento de energia elétrica determinada pela Energisa na forma de Legislação Federal em vigor, pela qual reconhece a indenização;
- VI. Que comprometo (emos) manter sempre transitável em qualquer época do ano o acesso às medições de energia dessa Companhia;
- VII. Que comprometo (emos) seccionar e aterrar as cercas que vierem a ser construída sob a rede.

_____, _____ de _____ de 20____.

Nome do proprietário

Nome do cônjuge

Testemunhas:

Testemunha 1

Testemunha 2

Nome: _____

Nome: _____

CPF: _____

CPF: _____

RG: _____

RG: _____

MODELO 09. Autorização para Derivação de Novos Consumidores.

Autorização para Derivação de Novos Consumidores.



Eu, _____ abaixo assinado, proprietário (a) do imóvel rural denominado _____ situado no Município de _____.

Por intermédio deste termo autorizo a Energisa proceder em qualquer época derivação do ramal de minha propriedade, ficando ressalvado o meu direito de mesmo após a ligação receber dos novos consumidores o valor previamente estipulado para atender as despesas correspondente a construção do meu ramal, até o ponto de derivação do(s) novo(s) consumidor(es).

Esta autorização inclui permissão para o livre trânsito pela minha propriedade de empreiteiros credenciados para efetuar levantamentos, projetos, construções, operação, manutenção da rede de distribuição rural e de funcionários da Energisa _____ para efetuar fiscalização da obra e ligação da unidade consumidora.

Comprometo-me finalmente, a fazer valer o presente instrumento perante meus herdeiros e sucessores.

_____ de _____ de 20____.

Assinatura (Proprietário)

CPF: _____.

MODELO 10. Autorização para Derivação de Rede Particular.

Autorização para Derivação de Rede Particular.



Eu, _____ abaixo assinado, proprietário do imóvel rural denominado _____, situado no município de _____, por este instrumento particular, autorizo a derivação do ramal de rede de distribuição rural em atendimento à propriedade do Sr. _____, denominada _____.

Esta autorização inclui a permissão para o livre trânsito pela propriedade de funcionários da Energisa e/ou empreiteiras devidamente credenciadas, para realizar levantamentos, projetos, construção, manutenção e fiscalização das redes de distribuição. Comprometo-me, finalmente, a fazer valer o presente instrumento perante meus herdeiros e sucessos.

_____ de _____ de 20____.

Assinatura (Proprietário).

CPF:

Testemunhas:

Nome:

Nome:

CPF:

CPF:

Endereço:

Endereço:

Telefone:

Telefone:

MODELO 11. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.



FICHA DE LEVANTAMENTO CADASTRAL RURAL

Município: _____ Bairro: _____
Nome do Proprietário: _____
Nome da Propriedade: _____
Endereço: (Rua, n°, cidade, fone) _____

Item	N°	Descrição Aparelhos	Carga Instalada		Watt Unit.	P - Prevista			E - Existente
			Tensão e n° de Fases			Watt Total			
			Fase	Tensão		Diurno (1)	Noturno (2)	Diurno e Noturno	
	1	Lampadas							
	2	Ferro Elétrico							
	3	Chuveiro Elétrico							
	4	Televisor							
	5	Rádio							
	6	Máq. Lavar Roupas							
	7	Ventilador							
	8	Liquidificador							
	9	Bomba d'água							
	10	Triturador de Grão							
	11	Picadeira de Cana							
	12	Lâmpadas fluorescentes							
	13	Serra Circular							
	14	Misturador de raça							
	15	motor irrigação							
	16	motor esmeril							
	17	motor pulverização							
	18								
	19								
	20								
TOTAL									

* Apenas para motores superiores a 10 HP e aparelhos que causam oscilação

Área em alqueires da Propriedade
 Número de casas habitadas
 Principais:

Observação:

Trafo **KVA**

Visto do Cadastrador

/ /
Data

MODELO 12. Ficha de Levantamento Cadastral Rural.

Instruções de Preenchimento.



- a) Na numeração das fichas deve constar o número de ordem e o número da propriedade que consta na carta geográfica do IBGE. Caso a propriedade não conste da referida carta, a numeração deve ser feita da seguinte maneira:
Nº 2 - Propriedade existente; Nº 2A - Propriedade incluída;
- b) No espaço reservado ao nome do município, deve ser colocado o nome ao qual pertence à região do Programa de Eletrificação Rural;
- c) O nome do proprietário a ser anotado deve ser o constante de documento legal (RG, CPF, Escritura etc.). No caso de o proprietário não residir normalmente na propriedade, deve ser anotado se possível, o seu endereço completo, ou seja, rua, número, localidade, estado, telefone e caixa postal;
- d) O nome da propriedade deve ser o constante da escritura atual dela;
- e) Na coluna “potência unitária” anotar apenas as potências individuais de cada aparelho;
- f) Na coluna “potência total” anotar a soma das potências por aparelho;
- g) Na coluna “demanda” anotar as demandas das potências dos aparelhos;
- h) Na coluna “observações” anotar as características das cargas especiais e toda informação que possa interessar ao dimensionamento elétrico da instalação, inclusive sobre fontes não convencionais de energia, como: biodigestores, cata-ventos, energia solar etc.; deve também ser anotado se o “termo de autorização de passagem” foi assinado ou não;
- i) Para motores maiores ou iguais as 10 HP anotar o horário de funcionamento mais provável;
- j) Se houver geração própria devem ser levantadas todas as características da unidade geradora e da distribuição existente. (Usar folha suplementar se necessário);

MODELO 13. Formatos Padronizados.

Formatos Padronizados.



PROJETO ELÉTRICO		FOLHA (1 /)
PROJETO (ESPECIFICAR)		30
INTERESSADO (NOME COMPLETO)		
LOCAL DA OBRA (NOME DA PROPRIEDADE, BAIRRO, DISTRITO)		
MUNICÍPIO (.....)		
POTÊNCIA INSTALADA (..... kVA)	CONDUTOR (.....)	EXTENSÃO (..... m)
TOMADA DE CORRENTE : (.....)		
ESCALAS:		
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	ASSINATURA _____	
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	ASSINATURA _____	
(NOME DO PROPRIETÁRIO) CPF / CNPJ	ASSINATURA _____	
ESPAÇO RESERVADO PARA APROVAÇÃO		

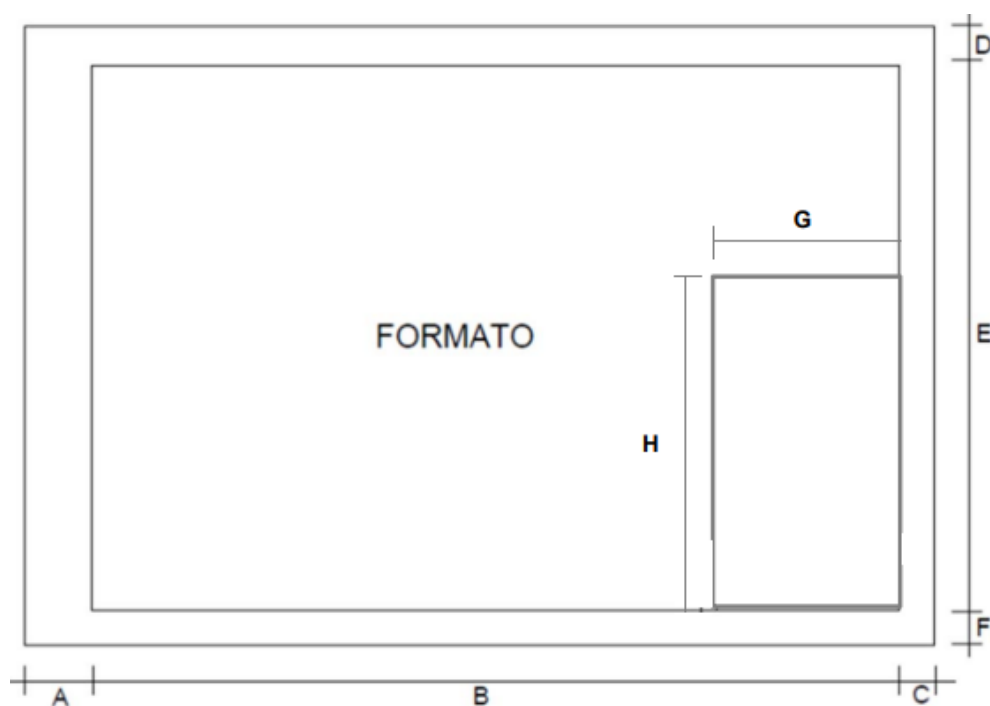
MODELO 13. Formatos Padronizados (Continuação).

Medidas (cm) Formato	A	B	C	D	E	F	G	H
A1	2,5	80,5	1	1	57,4	1	17,5	29,7
A2	2,5	55,9	1	1	40	1	17,5	29,7
A3	2,5	38,9	1	1	27,7	1	17,5	29,7

Formato	Linha de Corte (cm)
A1	59,4 x 84,1
A2	42,0 x 39,4
A3	29,7 x 42,0

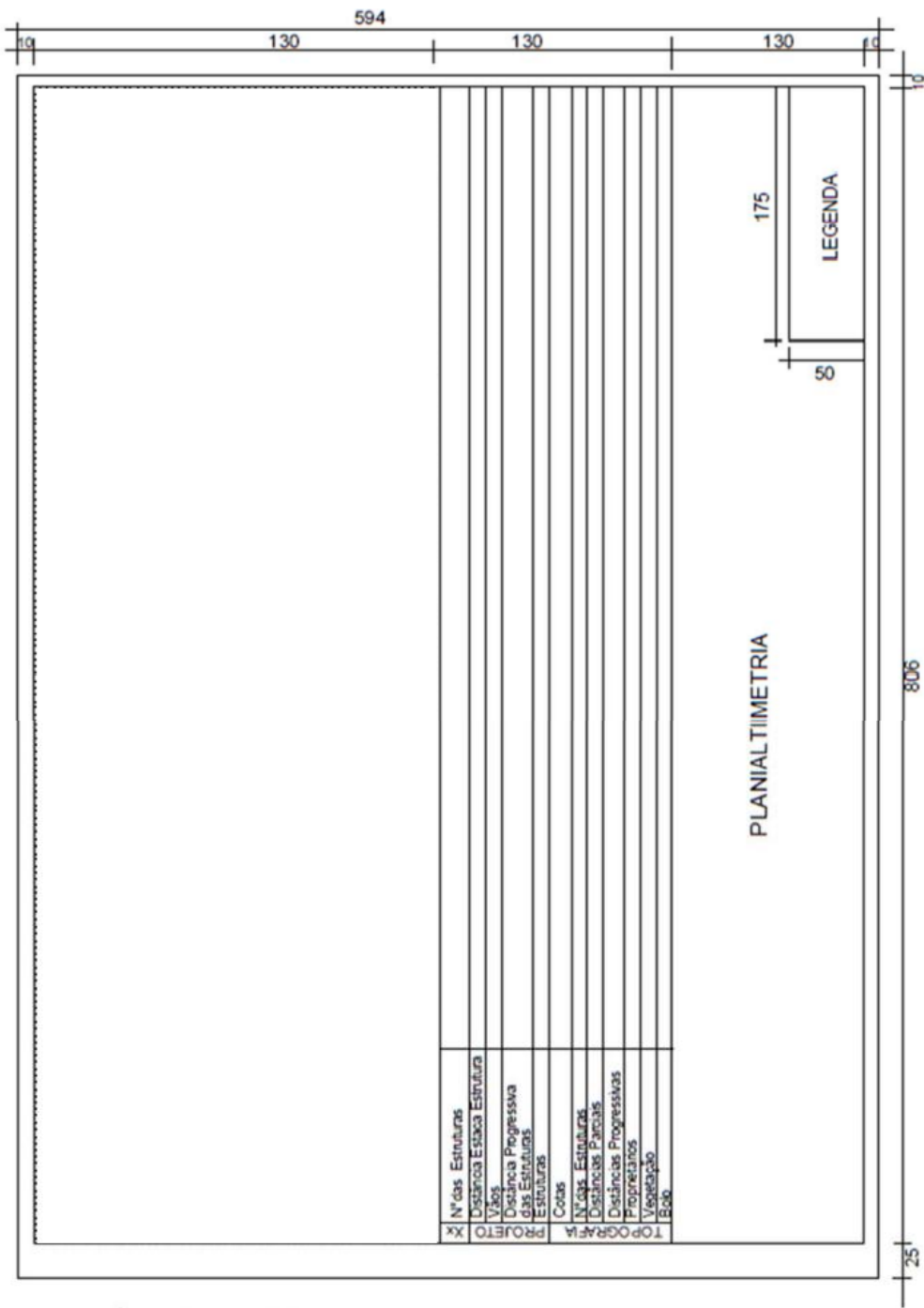
MODELO 14. Formatos Padronizados (G x H).

Formatos Padronizados.



MODELO 15. Formatos Padronizados Dimensões do Papel para Desenho do Projeto de Redes de Distribuição.

Formatos Padronizados Dimensões do Papel para Desenho do Projeto de Redes de Distribuição.



MODELO 16. Projeto com Locação Direta.

Projeto com Locação Direta.



NORTE MAG. 0 0 Km 0,50 Km		
PROPRIETÁRIOS		
0,50 Km 1,00 Km		
PROPRIETÁRIOS		
1,00 Km 1,50 Km		
PROPRIETÁRIOS		
1,50 Km 2,00 Km		
PROPRIETÁRIOS		
ESC	PROJETO COM LOCAÇÃO DIRETA DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO RURAL	PROJ.
N°		DFS
		APROV.
FOLHA		DATA / /



23. DESENHOS

DESENHO NDU 007.01. Travessia sobre Rodovias.

DESENHO NDU 007.02. Travessia sobre Rodovias - Detalhe I.

DESENHO NDU 007.03. Travessia sobre Rodovias - Detalhe II.

DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto.

DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais.

DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Proteção de Aeródromos (Modelo).

DESENHO NDU 007.08. Modelo de Mapa Chave.

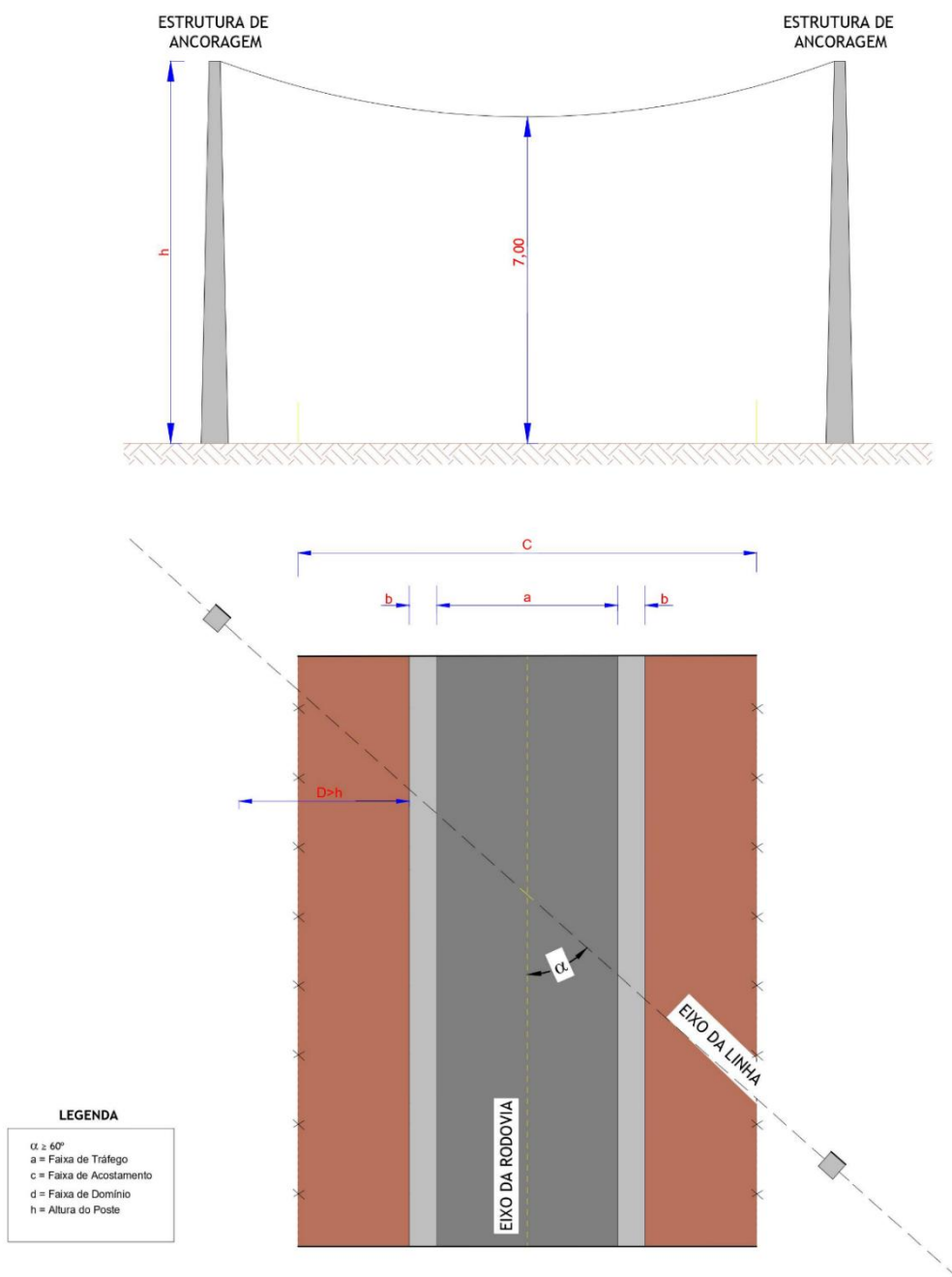
DESENHO NDU 007.09. Modelo de Perfil Planialtimétrico.

DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.

DESENHO NDU 007.011. Distâncias Padrões Estrutura Compacta.

DESENHO NDU 007.012. Distâncias Padrões Estrutura Convencional.

DESENHO NDU 007.01. Travessia sobre Rodovias.

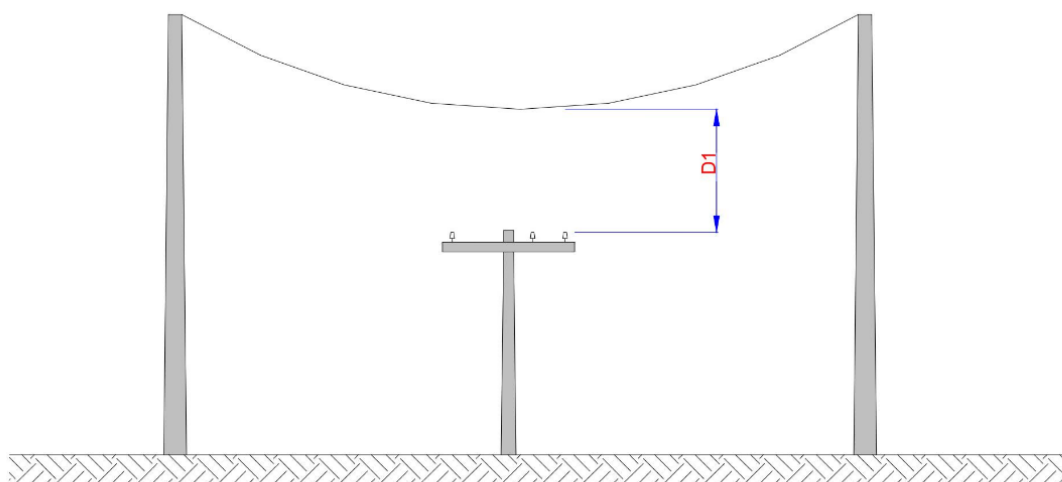


NOTAS:

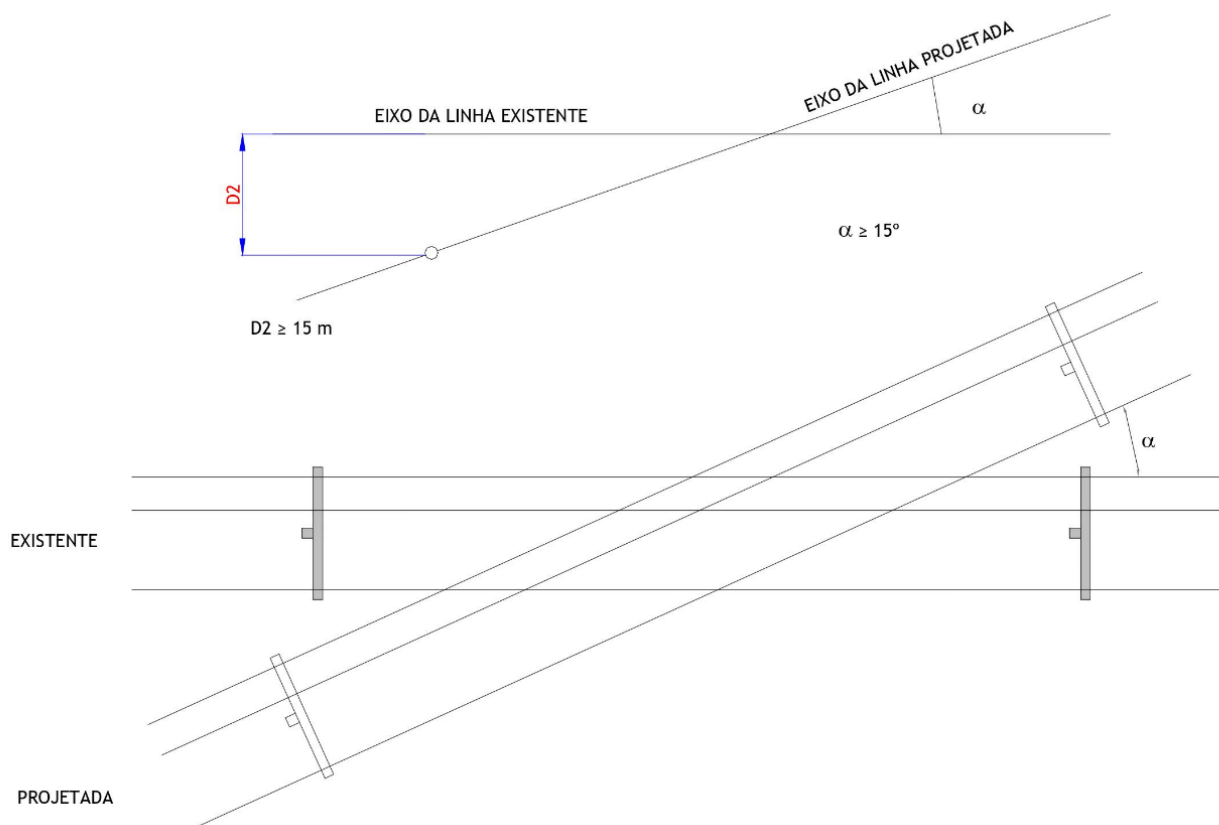
- I. Nos projetos de travessia deverá ser consultada a resolução nº 9, de 12 de agosto de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 20 de agosto de 2020, trata da regulamentação do uso das faixas de domínio de rodovias federais sob circunscrição do Departamento Nacional de Infraestrutura de Transporte - DNIT.

- 
- II. O projeto de instalação ou travessia deve ser apresentado ao DNIT em planta e perfil, devidamente cotados, e onde constem: – Seção do condutor; – Material empregado; – Cargas de ruptura do condutor; – Tensão mecânica no lance de travessia; – Flecha nas situações mais desfavoráveis; – Cotas do eixo da estrada, das cristas dos cortes e da linha correspondente a estes pontos nas situações mais desfavoráveis; – Características elétricas da corrente.
 - III. Em travessias de estradas, deverão constar todos os detalhes planialtimétricos, dados suficientes para a identificação da estrada, rumos e nomes das localidades mais próximas servidas pela posição quilométrica da travessia, cotas do eixo, crista, cortes ou pés de aterro da estrada, ângulos de cruzamento, posições relativas de cercas, postes das linhas telefônicas existentes.
 - IV. Em caso de travessias, deverão ser efetuados desenhos nas escalas exigidas pelos órgãos responsáveis pela aprovação. Na inexistência de posteamento, deve-se escolher o lado mais favorável para a implantação da rede, considerando o que tenha maior número de edificações, acarretando menor número de travessias.
 - V. Em travessias entre redes eletrificadas, a rede de tensão mais elevada deve estar na posição superior as estruturas de travessia devem ser de amarração.
 - VI. As estruturas devem ser de ancoragem dos tipos “4” N4, T4 e U4.

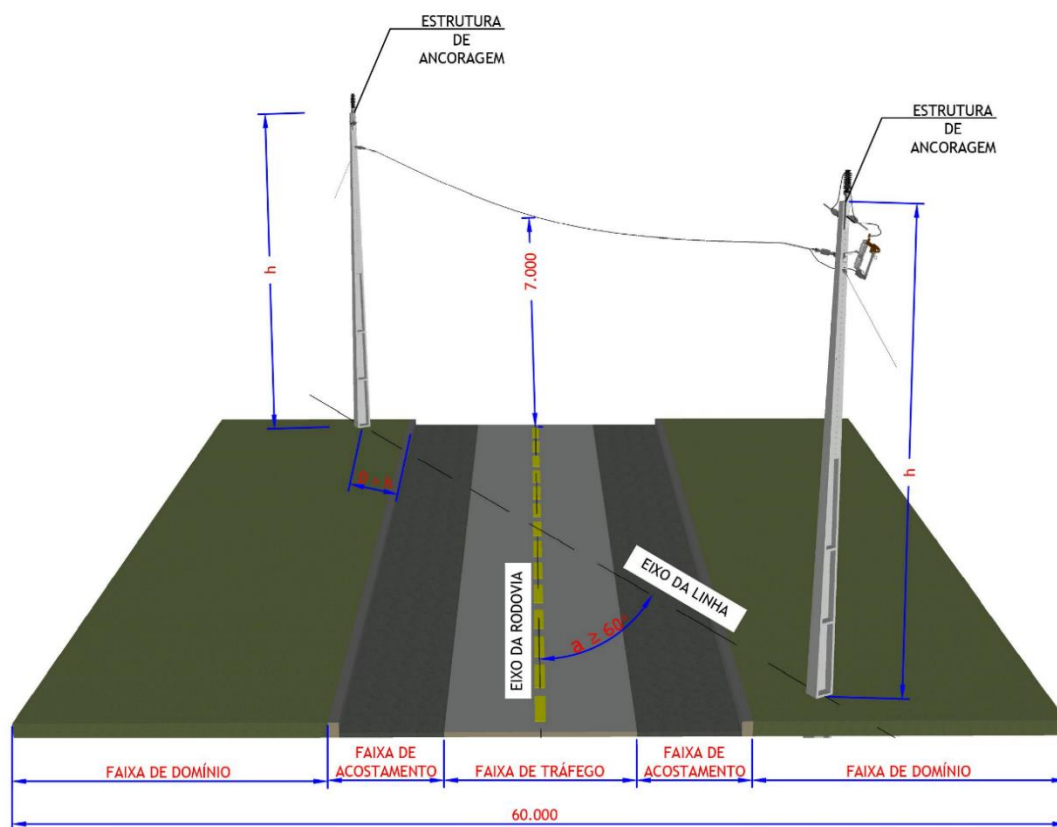
DESENHO NDU 007.02. Travessia sobre Rodovias - Detalhe I.



D1 = 1,7 m.



DESENHO NDU 007.03. Travessia sobre Rodovias - Detalhe II.

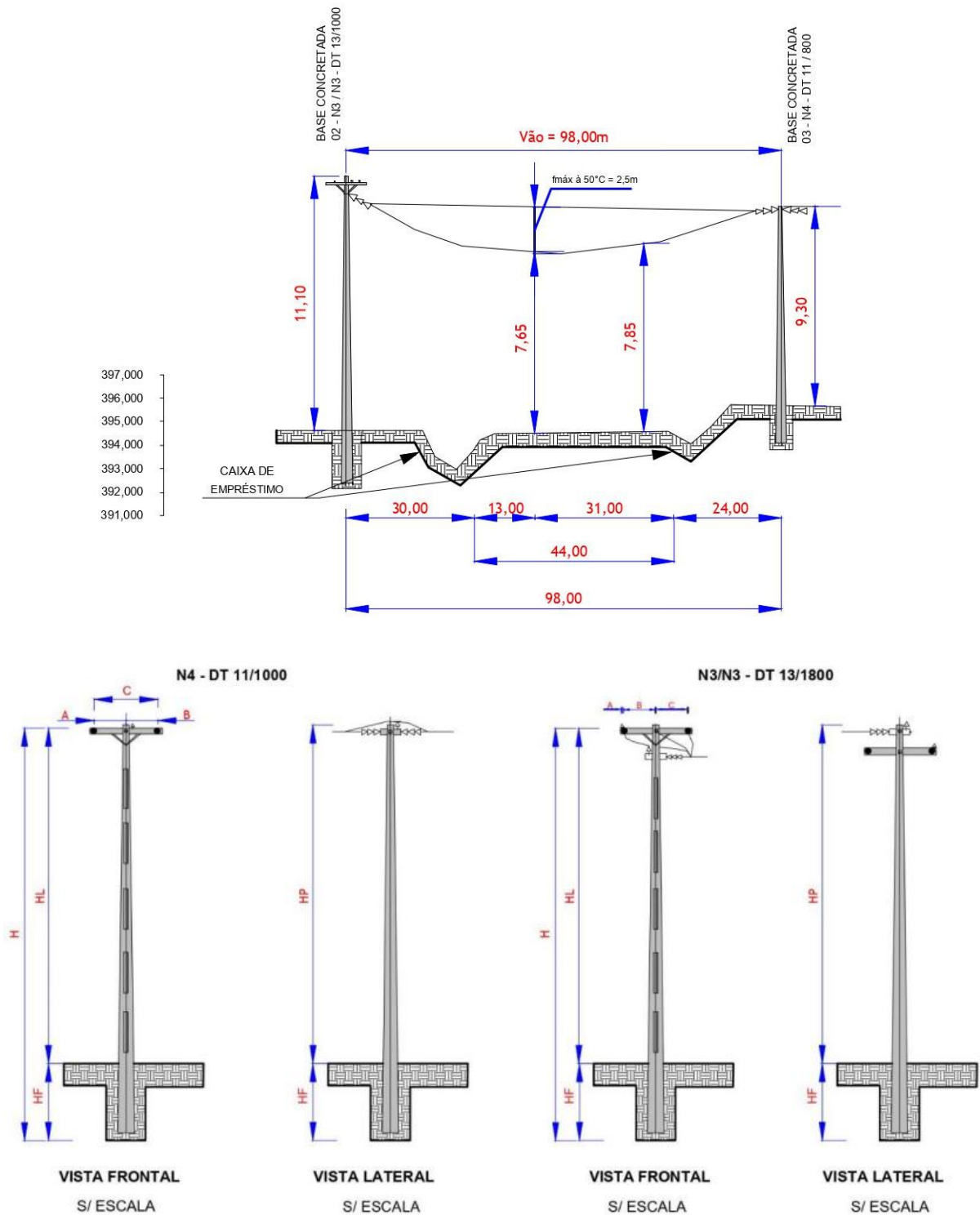


NOTA:

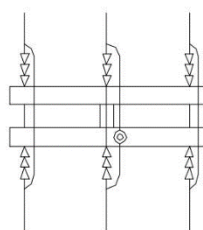
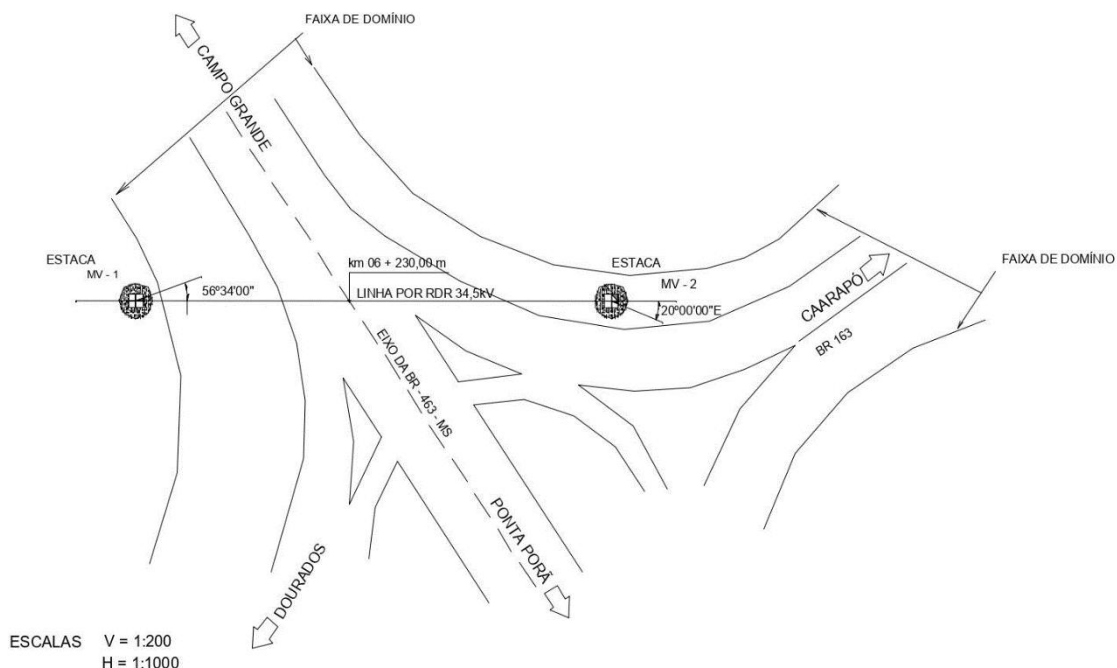
- I. O ângulo mínimo entre os eixos da rede de distribuição e o objeto da travessia deve ser conforme tabela abaixo:

Travessia	Ângulo Mínimo de Travessia
Ferrovias	60°
Rodovias	15°
Outras Vias de Transporte	15°
Redes de Distribuição	45°
Linhas e Redes de Telecomunicações e Sinalização e Controle	45°
Linhas de Transmissão e Alta Tensão	45°
Tubulações Metálicas	60°
Tubulações Não Metálicas	30°
Rios, Canais, Córregos, Ravinas	30°
Cercas de Arrame	15°

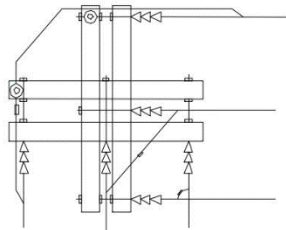
DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto.



DESENHO NDU 007.04. Travessia sobre Rodovias - Detalhes de Projeto (continuação).



PLANTA
S/ ESCALA
ESTRUTURA N4



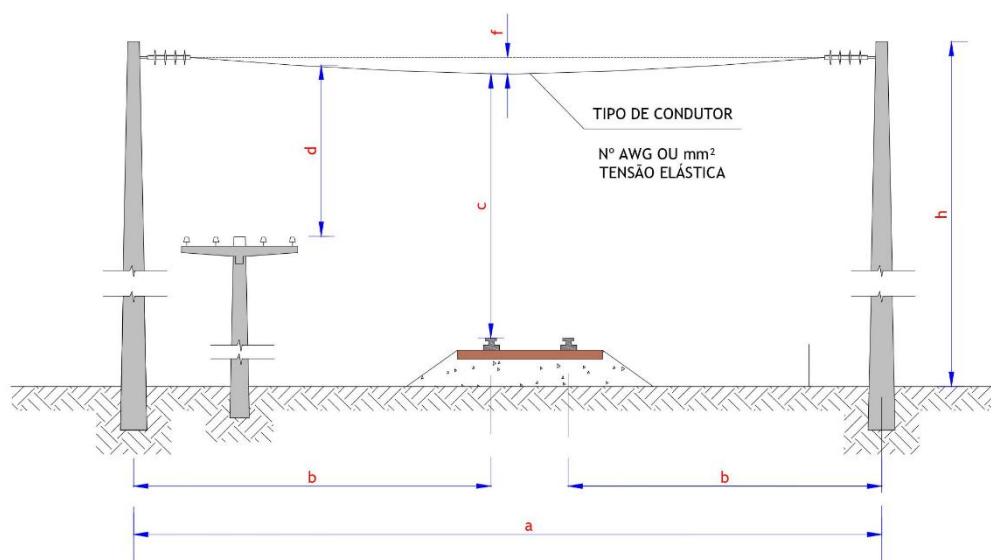
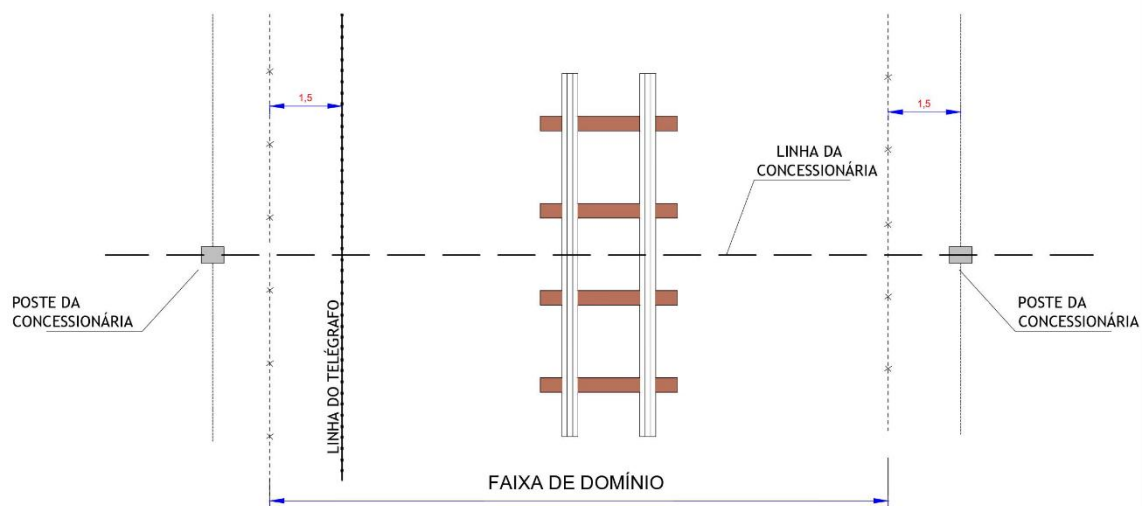
PLANTA
S/ ESCALA
ESTRUTURA N3-N3

Nº ESTRUTURA	TIPO	A	B	C	H	HF	HL	HP	OBS
02	N3 / N3	0,10	1,05	1,05	13,00	1,9	HL	11,1	D = 0,8 m
03	N / 4	1,45	0,65	1,05	11,00	1,7	9,1	9,3	

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS		CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
TENSÃO NOMINAL (kV)	34,5	MATERIAL	CAA
Nº DE CIRCUITOS TRIFÁSICOS	1	BITOLA (AWG)	4/0
Nº DE CONDUTORES POR FASE	1	CÓDIGO	PENGUN
NATUREZA DA CORRENTE	AC	FORMAÇÃO (FIOS)	6/1
FREQUÊNCIA (Hz)		SEÇÃO mm²	125,08
		DIÂMETRO mm	14,31
		PESO kgf/m	0,4332
CARACTERÍSTICAS DAS ESTRUTURAS		COEF. DILATAÇÃO LINEAR FINAL	α^{-1} 19,1x10 ⁻⁶
MATERIAL	Concreto	MÓDULO DE ELAST. FINAL kgf/mm²	8.000
TIPO DE FONTE	DT	CARGA DE RUPTURA kgf	3.786
COEF. P/ CARGA NOMINAL	1,0	CARGA MÁXIMA DE TRABALHO kgf	489,60
COEF. P/ CARGA EXCEPCIONAL	1,4	COEF. DE SEGURANÇA	7,75
COEF. P/ CARGA DE RUPTURA	2,0		
APROVAÇÃO			



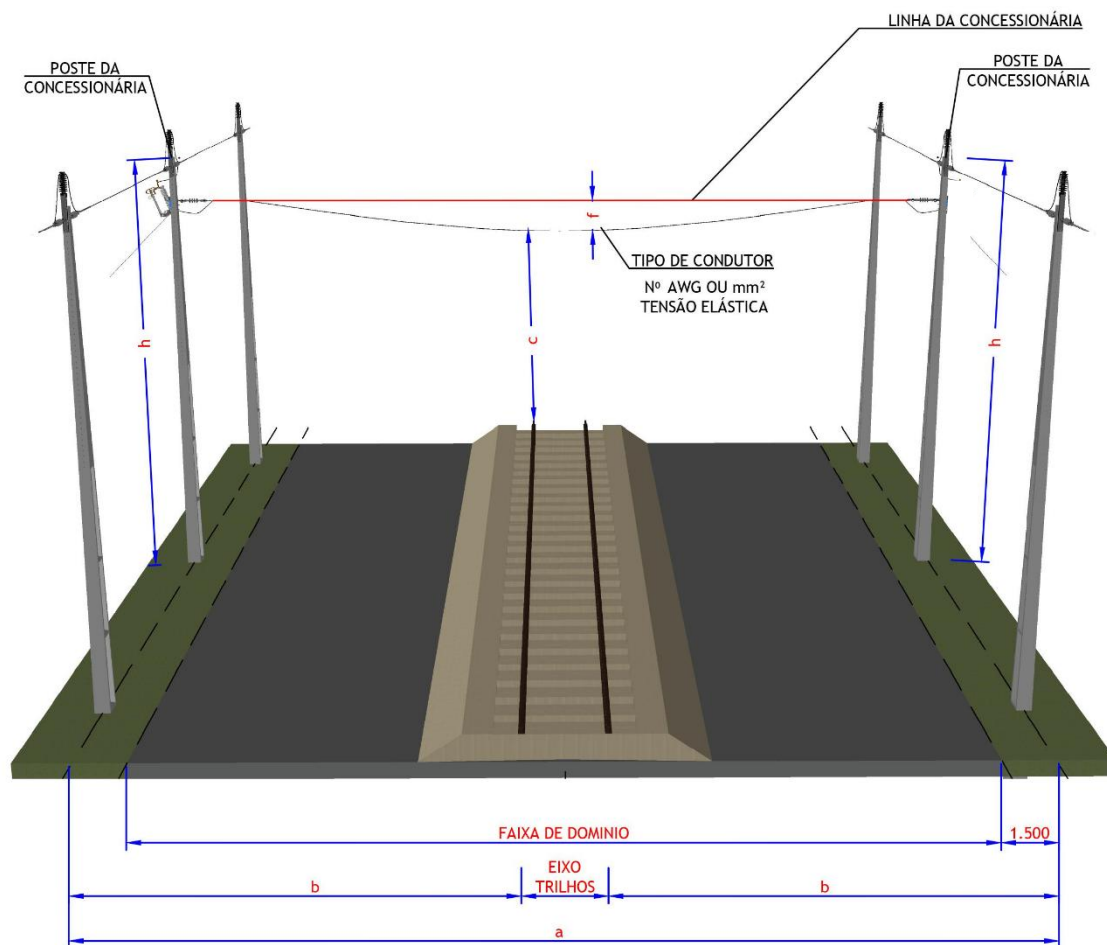
DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias.



NOTA:

Item	Ângulo Mínimo de Travessia (m)
a	70,0 (máximo).
b	> h.
c	9,0 (mínimo).
d	1,70 (mínimo).
f	Fecha máxima.

DESENHO NDU 007.05. Travessia sobre Ferrovias (Continuação).

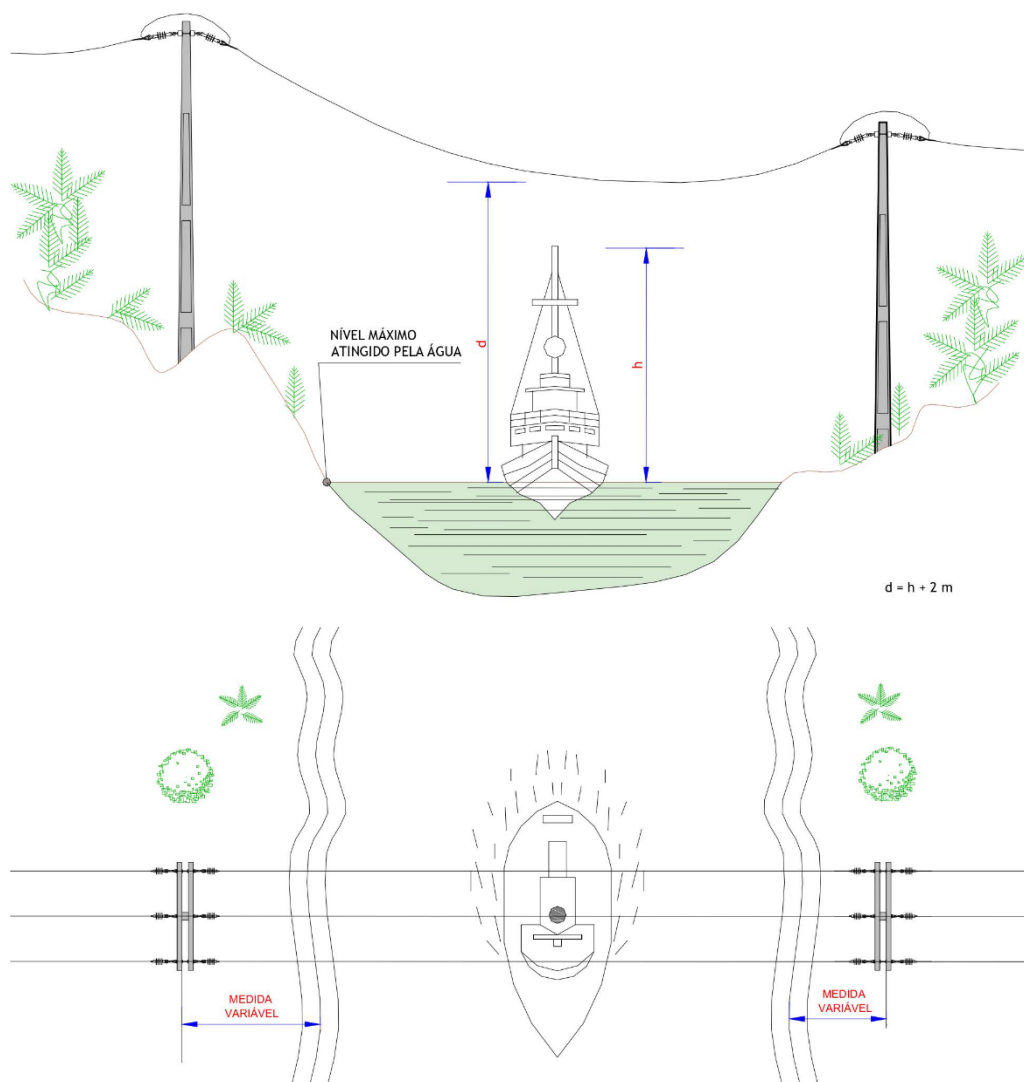


VISTA EM PERSPECTIVA

NOTAS:

- I. Deverão ser observadas as informações especificadas no Anexo D desse documento normativo.
- II. A definição dos parâmetros da figuração acima está contida na tabela da página anterior.

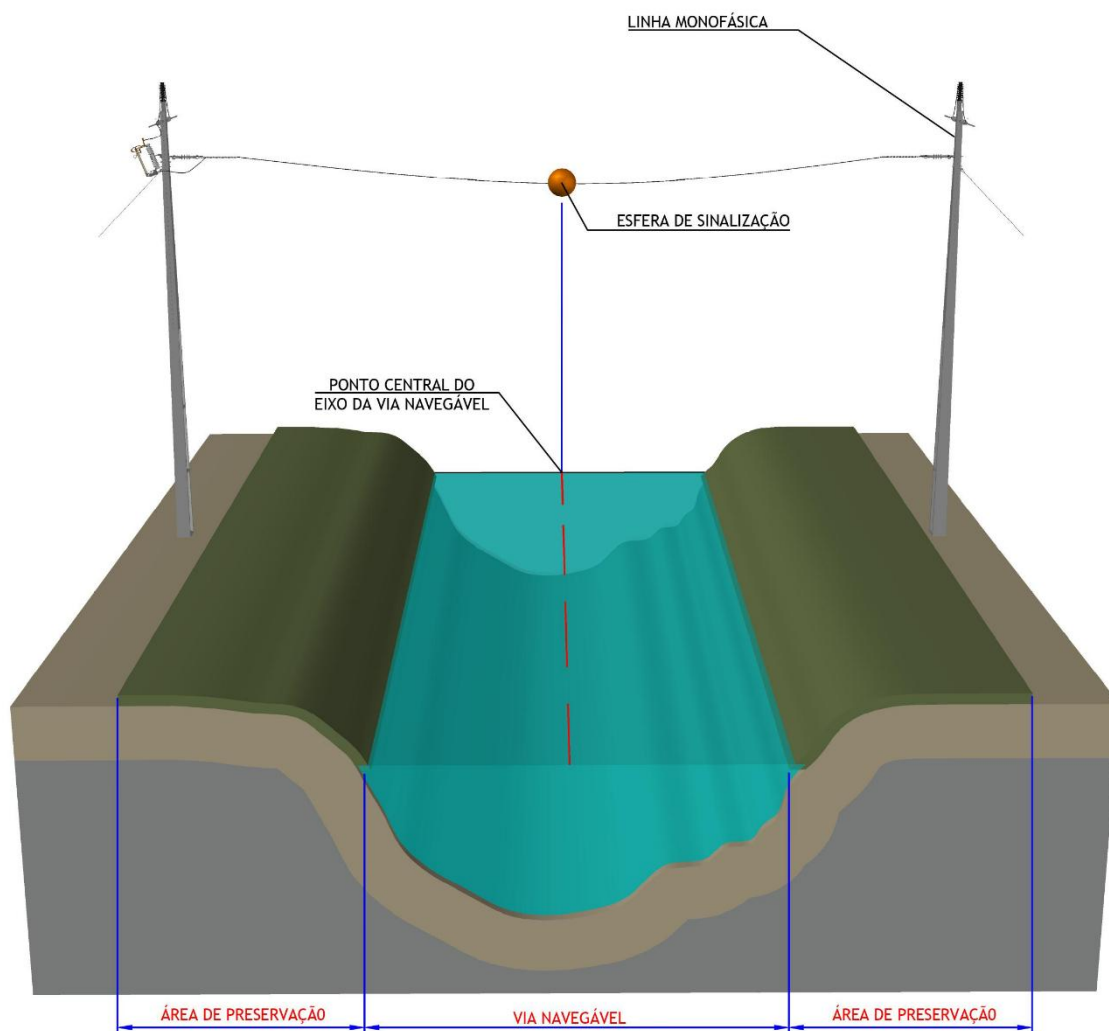
DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais.



NOTAS:

- I. Os projetos de rede de distribuição de 15 kV até 36,2 kV devem ser elaborados seguindo as orientações das normas do Grupo Energisa e as normas dos órgãos reguladores ou administradores das estradas, ferrovias, lagos ou rios.
- II. Nas situações em que os vãos de travessias em que os postes padronizados não atenderem a altura cabo - solo ou água, deve ser elaborado projeto especial de travessia com estruturas apropriadas que não estão previstas nas normas da distribuição. Neste caso, deve ser solicitado apoio da coordenação de normas e padrão construtivo.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).

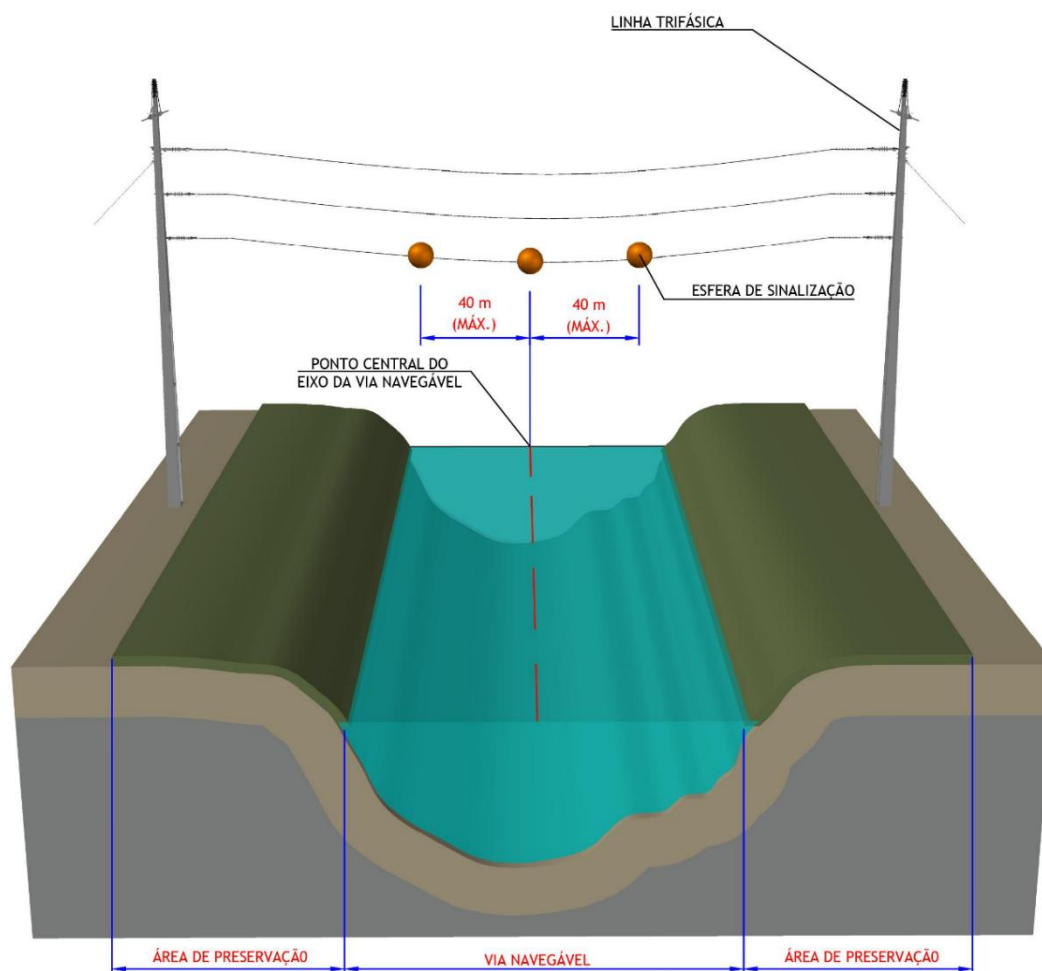


VISTA EM PERSPECTIVA

NOTA:

- I. A sinalização de linhas de distribuição é feita em conformidade com os procedimentos adotados para linhas de transmissão, de acordo com as ABNT NBR 6535, ABNT NBR 7276, ABNT NBR 15237 e ABNT NBR 15238. A sinalização de linhas de distribuição é feita em conformidade com os procedimentos adotados para linhas de transmissão, de acordo com as ABNT NBR 6535, ABNT NBR 7276, ABNT NBR 15237 e ABNT NBR 15238.

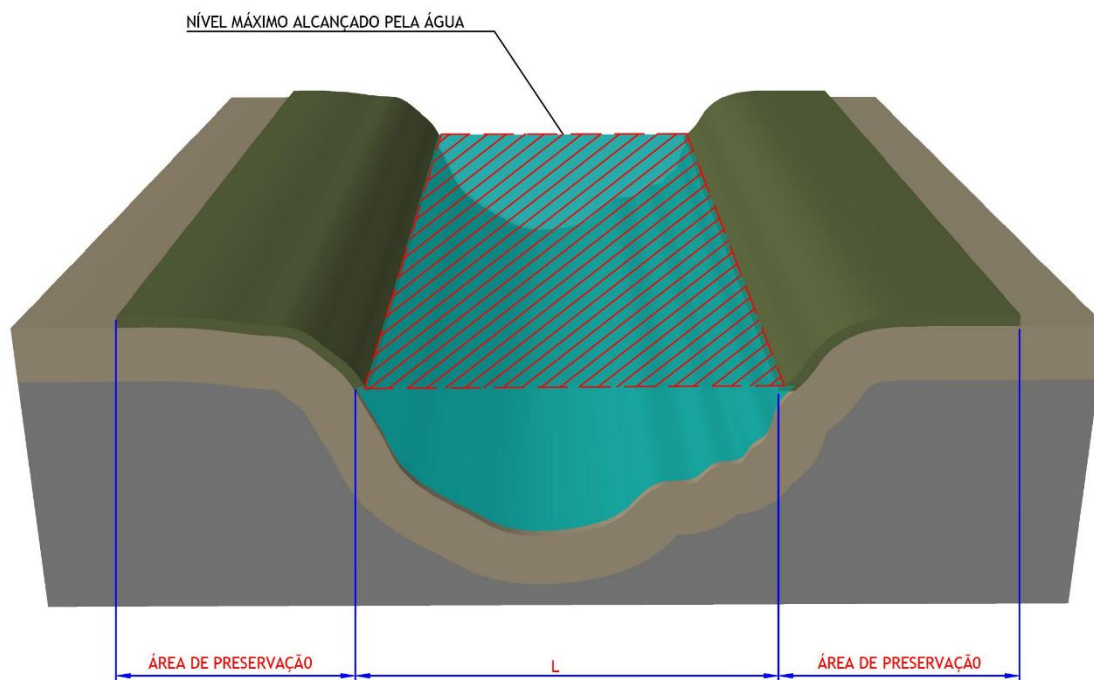
DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).



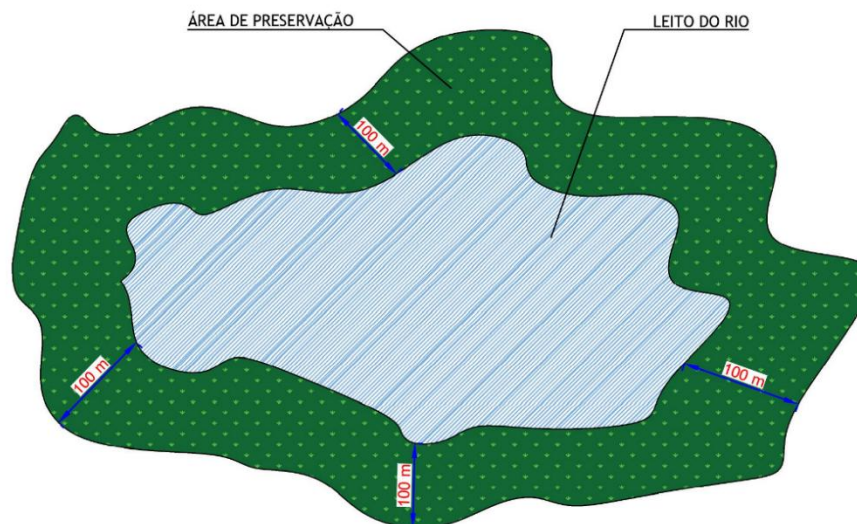
NOTA:

- I. Quando a utilização de sinalização diurna, deverá ser projetado no mínimo 3 (três) esferas de sinalização, distribuídas alternadamente nos condutores com distância máxima de até 40 (trinta) metros entre elas, conforme Desenho NDU 007.06 (este deve ser criado, conforme desenho acima, substituído as torres pelos postes). Quando em estruturas monofásicas, as esferas devem ser instaladas no mesmo condutor.

DESENHO NDU 007.06. Travessia sobre Águas Fluviais (Continuação).



VISTA EM PERSPECTIVA

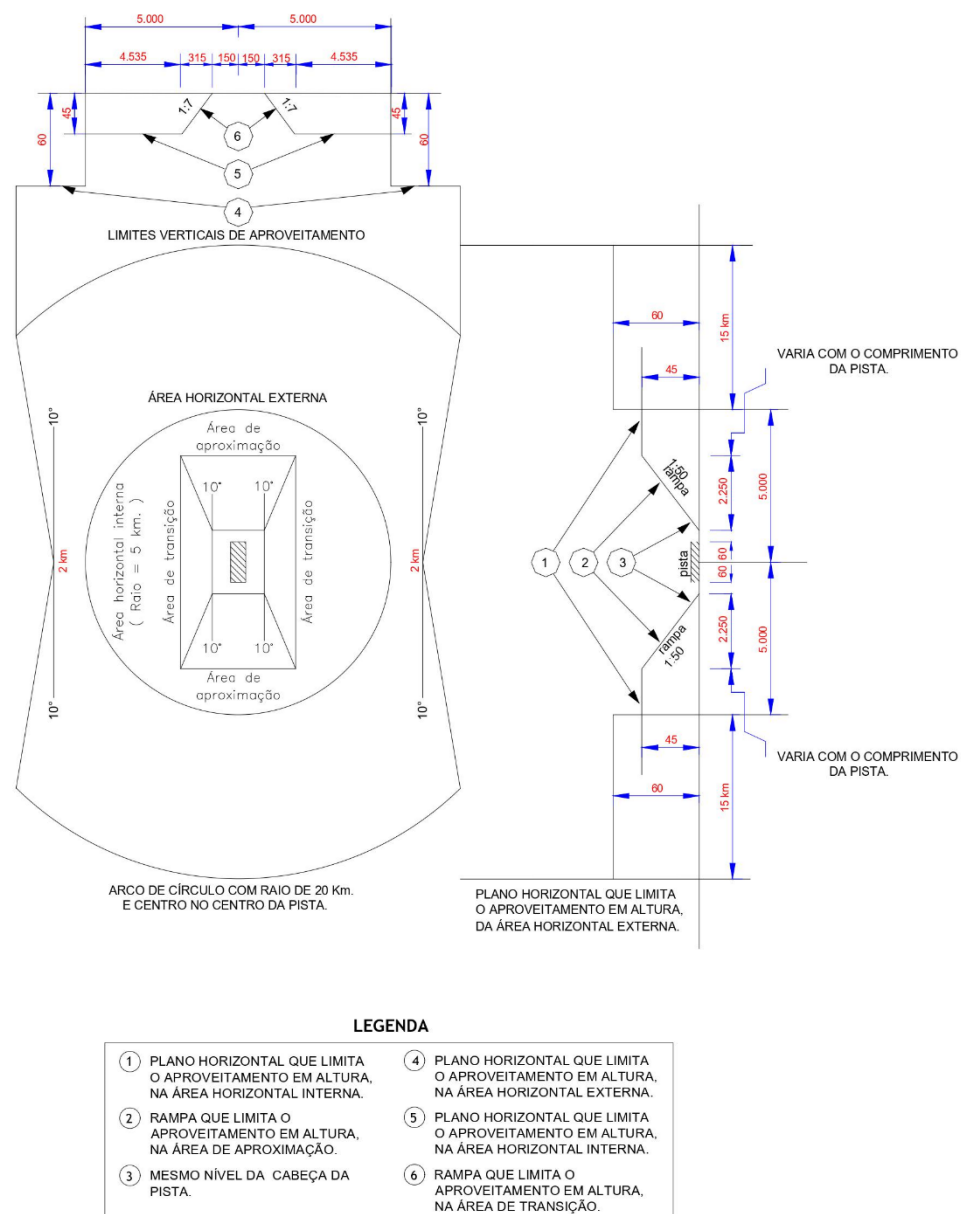


VISTA EM PLANTA

NOTAS:

- I. Dimensões em metros (m).
- II. Deverá ser consultada figura 06 contida neste documento normativo.

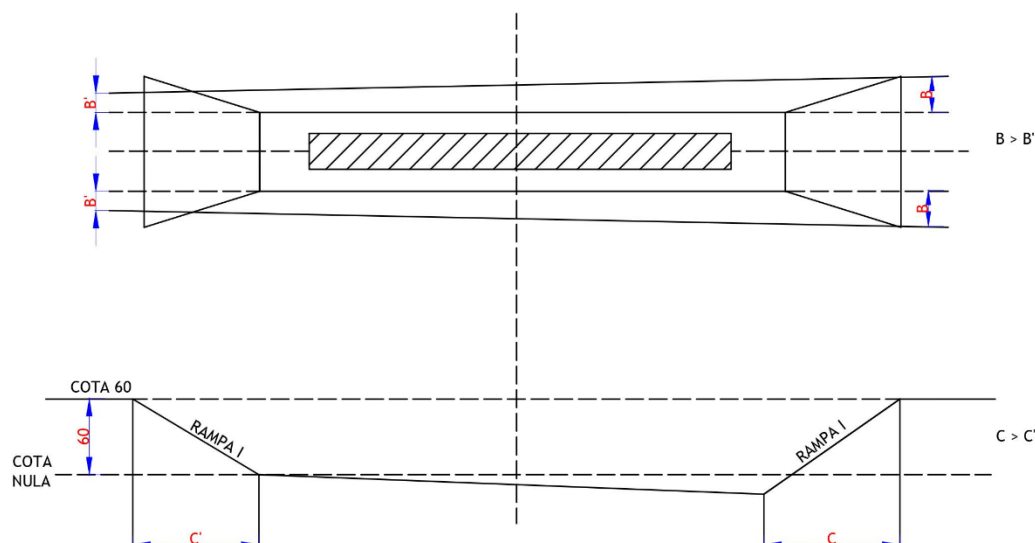
DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Proteção de Aeródromos (Modelo).



NOTAS:

- I. O Anexo F consta a dinâmica de cálculos de segurança ente a rede aérea de distribuição de aeródromos e heliponto.

DESENHO NDU 007.07. Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromos Detalhes da Pista.



LEGENDAS:

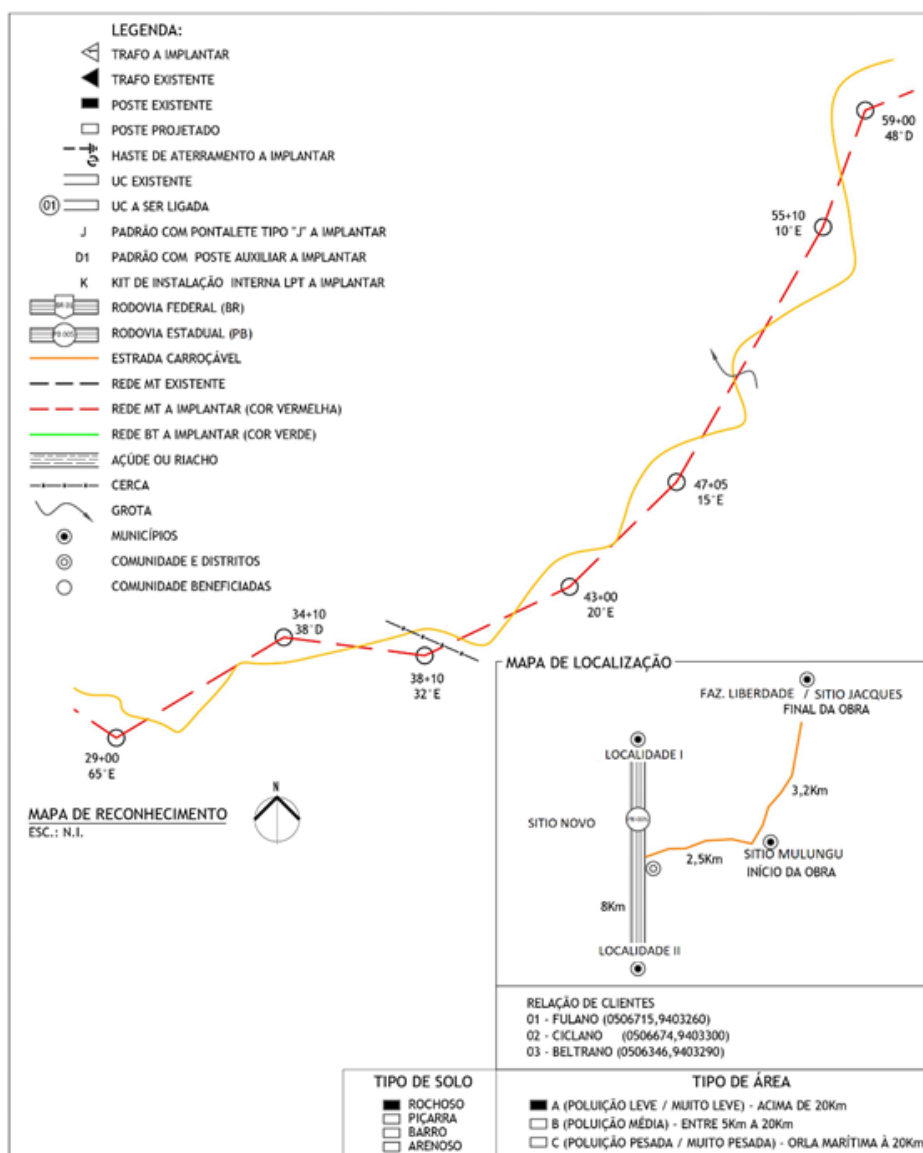
CLASSE AERÓDROMO	COMPRIMENTO DA PISTA	LARGURA DA	ÁREA DE COTA NULA		ÁREA DE		ÁREA DE TRANSIÇÃO		ÁREA HORIZONTAL
	E (m)	L (m)	d (m)	a (m)	α	RAMPA I	β	RAMPA II	ALTITUDE = 60m
A	2100 ou MAIS	45	700	150	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
B	1500 a 2099	45	60	120	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
C	900 a 1499	30	60	100	25°	1/50	65°	1/7	II (R = 20000)
D	750 a 899	23	60	50	10°	1/40	80°	1/7	I (R = 5000)
E	600 a 749	18	60	50	10°	1/40	80°	1/7	I (R = 5000)

1. Plano horizontal que limita o aproveitamento, em altura, na área horizontal I e II.
2. Rampa que limita o aproveitamento, em altura, na área de aproximação;
3. Mesmo nível da cabeceira da pista;
4. Rampa que limita o aproveitamento, em altura, na área de transição.

NOTAS:

- I. As dimensões “b” e “c” variam em função do desnível da pista do aeródromo;
- II. A altitude do plano horizontal deve ser 60 metros acima da elevação do aeródromo (altitude do ponto mais elevado da pista de pouso);
- III. As rampas I referem-se às respectivas cotas das cabeceiras da pista.

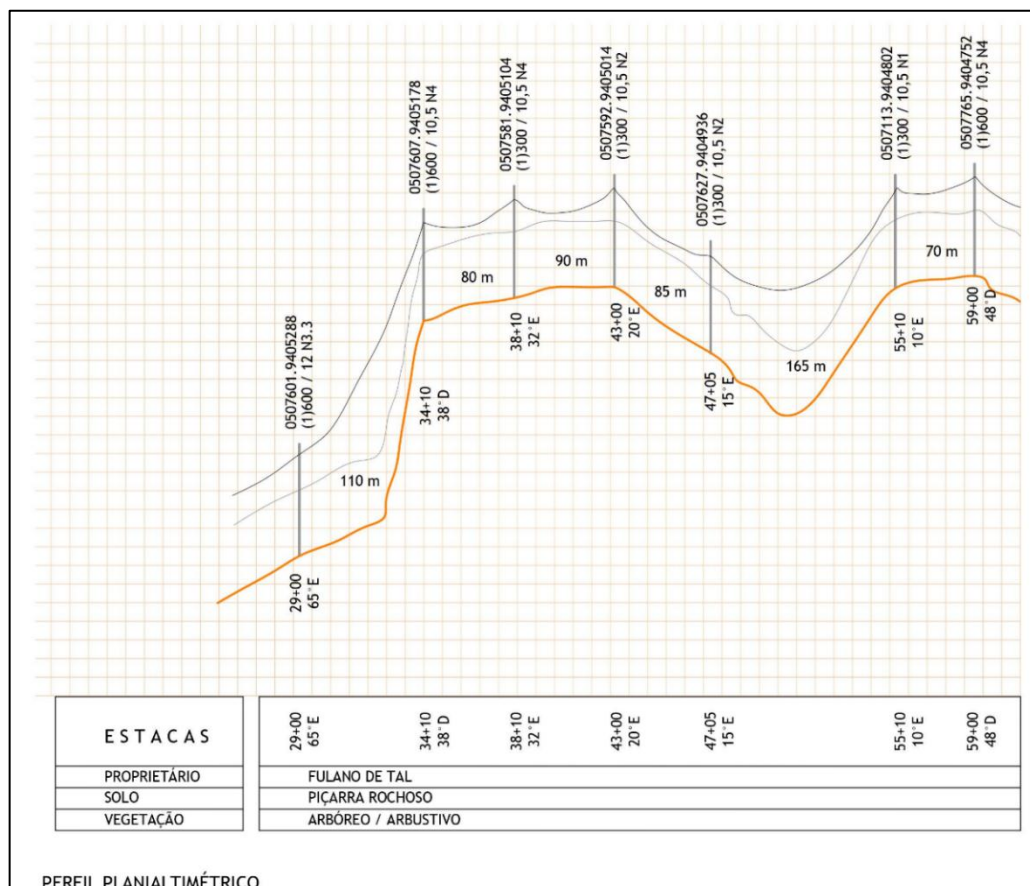
DESENHO NDU 007.08. Modelo de Mapa Chave.



NOTAS:

- I. As plantas e desenhos deverão apresentar mapa planimétrico e mapa chave que possibilite leitura e interpretação das informações, com clareza e possibilidade de rápida identificação dos circuitos e localização da planta no empreendimento.
- II. Deverá composto um quadro resumo no qual conste, em cada prancha, a extensão dos circuitos primários e secundários, a quantidade de transformadores por potência, a potência total instalada, número de postes por tipo e a quantidade de unidades consumidoras atendidas.
- III. Terá que conter orientação do norte magnético, nome do alimentador de onde deriva e detalhamento do ponto de derivação: poste, tipo de estrutura e ângulo de derivação.

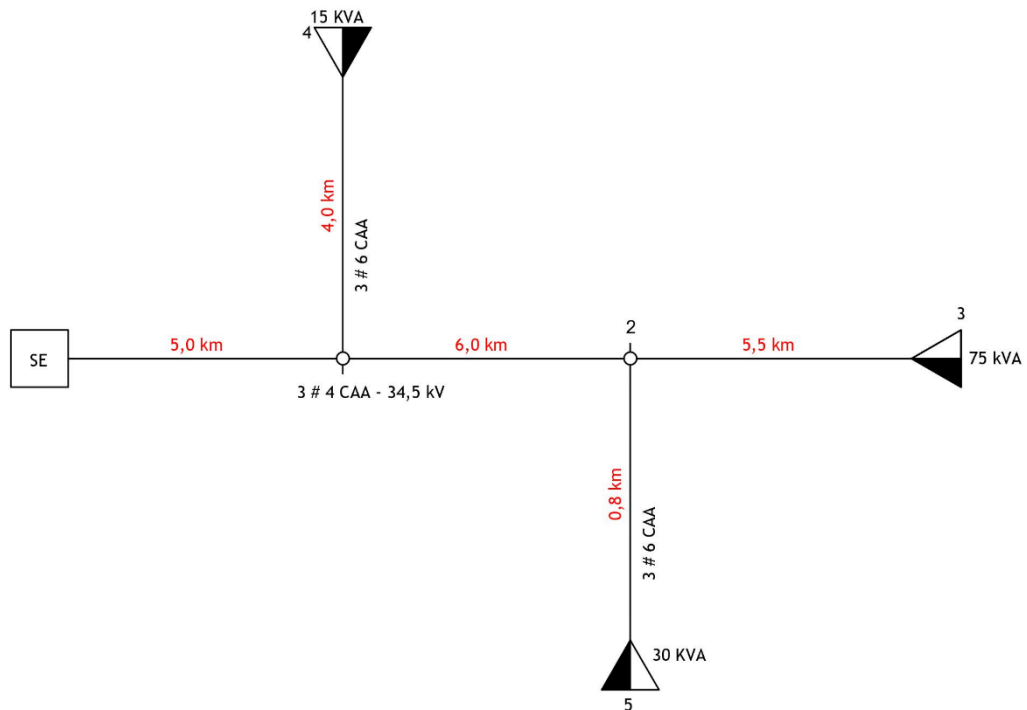
DESENHO NDU 007.09. Modelo de Perfil Planialtimétrico.



NOTAS:

- I. Nas situações de travessias com linhas aéreas, deverá ser tomado o máximo precaução no levantamento planialtimétrico dos pontos situados abaixo dos cabos da linha atravessada, assim como, de todas as estações estabelecidas no intervalo de 300 metros, antes e depois do cruzamento. A altura dos cabos da linha atravessada deve ser determinada por visadas de pontos, antes e depois do cruzamento.
- II. O levantamento planialtimétrico servirá de subsídio tanto para elaboração do projeto quanto para o processo de aquisição deve conter detalhes importantes tais como: propriedades, divisas, cercas, benfeitorias; represas, lagoas, cursos d'água e canais; linhas elétricas aéreas e de telecomunicações; rodovias e ferrovias; demais acidentes, tubulações especiais (gasodutos, fibra ótica) etc.;
- III. No perfil planialtimétrico deverá constar o condutor neutro contínuo.

DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.



Trecho		Carga			Condutores	Queda de Tensão		
Designação	Comp.	Distrib. No Trecho	Acum. no Final do Trecho	Total		Unitária no Trecho		Total
A	B	C	D	$E = (C / 2 + D) * B$	F	G	$H = (E * G)$	I
Primária	Km	MVA	MVA	MVA * km	N° AWG	%	%	%
SE - 1	5,00	-	0,120	0,600	3#4 CAA	0,134	0,08	0,08
1 - 2	6,00	-	0,105	0,630	3#4 CAA	0,134	0,84	0,164
2 - 3	5,50	-	0,075	0,413	3#4 CAA	0,134	0,55	0,219
1 - 4	4,00	-	0,015	0,060	3#6 CAA	0,193	0,012	0,092

Tabela do DESENHO NDU 007.010. Cálculo de Queda de Tensão.

FOLHA PARA CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO

Linha: _____ kV Estações de AT: A - _____ MVA Cálculo Diurno: _____

Estação: _____ Transformadores de Distribuição: Z - _____ MVA Cálculo Diurno: _____

Regulado: _____ % Carga de Linha: C = _____ x kv 10³ = MVA (AMP)

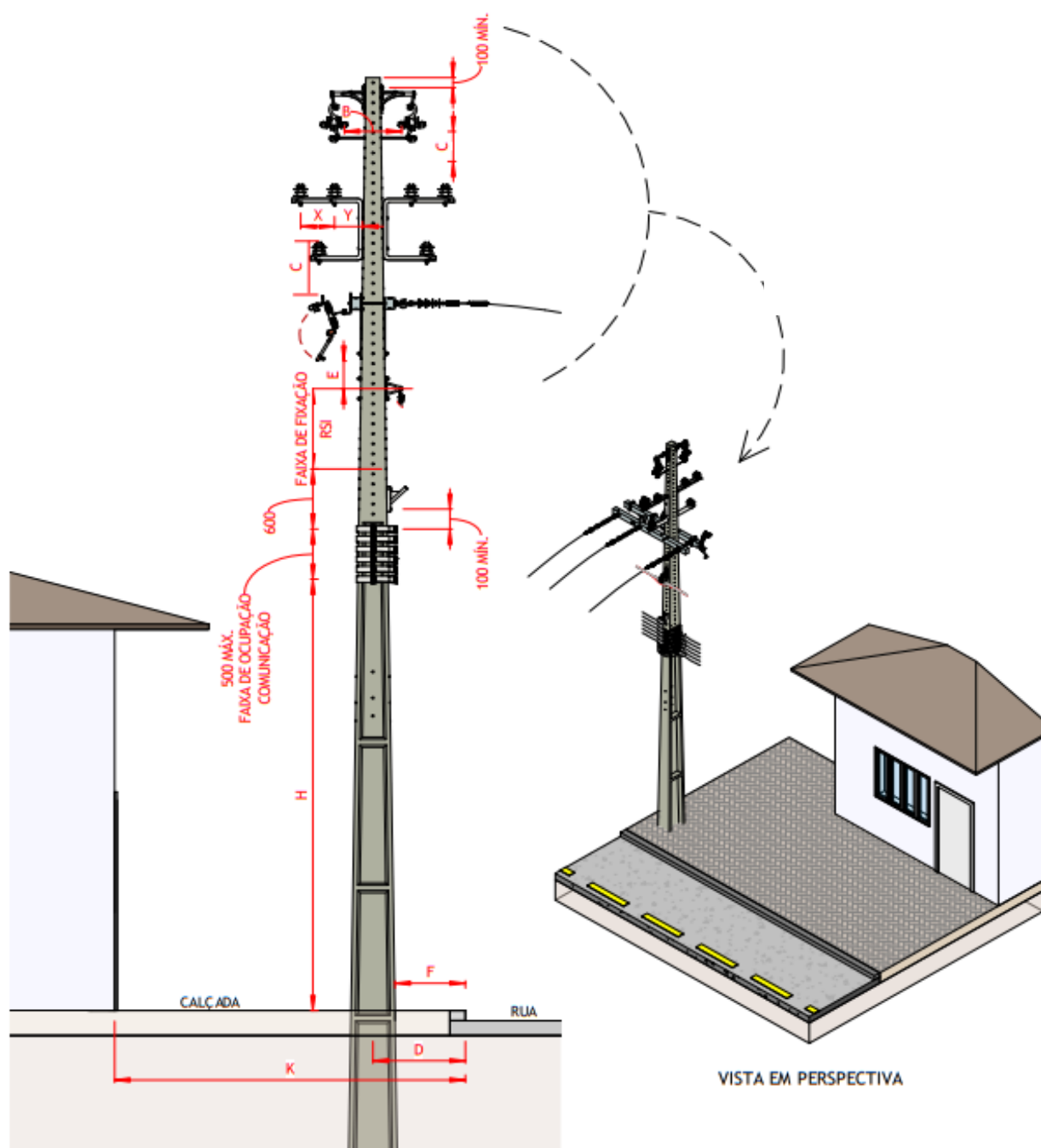


COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE CARGA AVALIADA: DIURNA OU NOTURNA

$$C > Z \quad F = \frac{C - Z}{A} \quad C < Z \quad F = \frac{C}{Z}$$

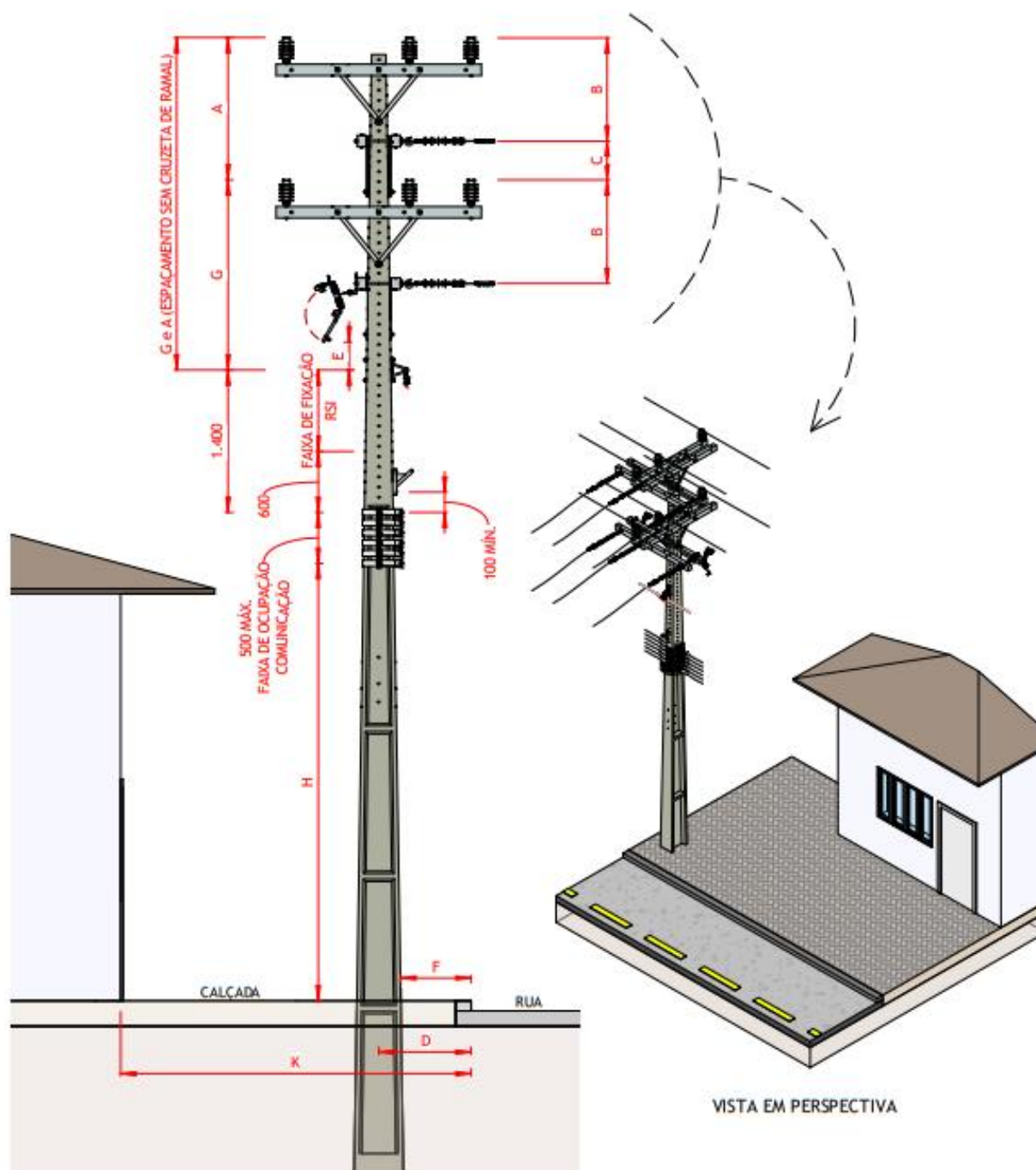
Trecho	Carga Ligada no ponto Extremo do Trecho						CARGA QUE CIRCULA NO TRECHO C (MVA)	COMPRIMENTO DO TRECHO (KM)	MVA x KM (6) * (7)	SEÇÃO DO CONDUTO R (MM²)	QUEDA DE TENSÃO			TENSÃO NO FIM DE CADA TRECHO %
	Carga Instalada (MVA)		Carga Avaliada (MVA)			UNITÁRIA CONSTANTE K% DV% / MVA * km					NO TRECHO % (8) * (10)	ACUMULA DA %		
	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	EST. CONS. E	TRANSFORMADORES DE	EST. CONS. E	TOTAL									
Est - 1	0,250	0,150	0,250	0,027	0,277	1,823	0,900	62,47	0,4560	0,410	0,410	99,59		
1 - 2	-	0,250	-	0,045	0,450	1,546	0,928	62,47	0,4560	0,423	0,833	99,16		
2 - 3	-	0,400	-	0,072	0,072	1,501	1,200	62,47	0,4560	0,547	1,380	98,62		
3 - 4	-	0,275	-	0,050	0,050	1,429	1,286	62,47	0,4560	0,586	1,966	98,03		
4 - 5	0,350	-	0,350	-	0,350	1,379	1,379	62,47	0,4560	0,629	2,595	97,40		
5 - 6	-	0,275	-	0,050	0,050	1,029	0,823	39,25	0,6085	0,500	3,095	96,90		
6 - 7	-	0,500	-	0,090	0,090	0,979	0,490	39,25	0,6085	0,298	3,393	96,60		
7 - 8	0,825	0,250	0,825	0,045	0,870	0,889	0,267	39,25	0,6085	0,163	3,556	96,44		

DESENHO NDU 007.011. Distâncias Padrões Estrutura Compacta.



Tensão (kV)	Afastamentos Mínimos												
	B		C		k ≤ 2 500		k > 2 500		E				
	(kV)		(kV)										
	15	36,2	15	36,2	D	F	D	F					
	(mm)		(mm)		(mm)		(mm)			(mm)			
15,0	300	430	410	540	350	150	500	200	800				
24,2	-	580	-	690					1.000				
36,2													

DESENHO NDU 007.012. Distâncias Padrões Estrutura Convencional.



Tensão kV	Afastamentos Mínimos								
	A	B	C	k ≤ 2 500		k > 2 500		E	G
				D	F	D	F		
15	800	500	800	350	150	500	200	800	800
36,2	900	700	900					1 000	1 000



24. ANEXOS

ANEXO A. Simbologias.

ANEXO B. Método Estimativo para Cálculo das Demandas de Consumidores Residenciais e Não Residenciais Rurais.

ANEXO C. Esquemas de Estaiamentos.

ANEXO D. Critério de Travessia sobre Ferrovias.

ANEXO E. Gráficos de Utilização De Estruturas.

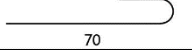
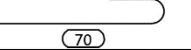
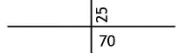
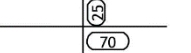
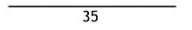
ANEXO F. Cálculo de Distância de Segurança Aeródromos Heliponto Correlacionado a Rede de Distribuição.

ANEXO G. Aplicação de Afastadores em Redes de Distribuição.

ANEXO A - Simbologia.

DESCRIÇÃO	TIPOS	SÍMBOLOS	
		EXISTENTE	PROJETADO
CÂMARA TRANSFORMADORA DE REDE	TA TB TC TD	 TB	 (TB)
CÂMARA TRANSFORMADORA DE CONSUMIDOR	SA SB SC		OU  (TB)
CÂMARA DE MANOBRA	VA VB VC		
POÇO DE INSPEÇÃO	XA XB	 XB OU  XB	 XB  XB OU  XB  XB
CAIXA DE INSPEÇÃO	ZA ZB ZC ZD	 ZD	 OU  (ZD) (ZD)
BANCO DE DUTOS	1 X 1 1 X 3 2 X 3 ETC	 1 X 1 OU  1 X 1	 (1 X 1) OU  (1 X 1)
CAIXA DE PASSAGEM SUBTERRÂNEA			
DESCIDA DE POSTE PRIMÁRIO OU SECUNDÁRIO		 100-FG	 100-FG OU  100-FG
INDICAÇÃO DE MATERIAL, ESTRUTURA OU EQUIPAMENTO "A INSTALAR"			
INDICAÇÃO DE MATERIAL, ESTRUTURA OU EQUIPAMENTO "A RETIRAR"			

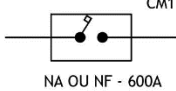
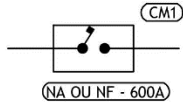
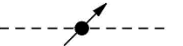
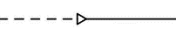
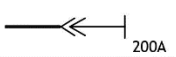
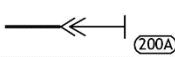
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
EXTREMIDADE DE UM CONDUTOR NÃO CONECTADO		
CRUZAMENTO DE CONDUTORES SEM CONEXÃO		
CONDUTOR OU GRUPO DE CONDUTORES		
CONEXÃO DE CONDUTORES		
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 400mm ²	A	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 120mm ²	B	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 50mm ²	C	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 185mm ²	D	
CONEXÃO PREMOLDADA "MBT" CONDUTOR DE M.T. - 240mm ²	E	
CONEXÃO PREMOLDADA DESCONECTÁVEL (TDC/TDR) CONDUTOR DE M.T. - 120 mm ²	b	
CONEXÃO PREMOLDADA DESCONECTÁVEL (TDC/TDR) CONDUTOR DE M.T. - 50 mm ²	c	
CONEXÃO PREMOLDADA PRIMÁRIA, COMPOSTA POR 2 CONDUTORES Al, 400mm ² (MBT) E UM CONDUTOR Al, 120mm ² (DESCONECTÁVEL)		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 3 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 5 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO M 8 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO DE DERIVAÇÃO - TIPO H 12 LIGAÇÕES - (COBRE / ALUMÍNIO) - 600 V		
BARRAMENTO TRIPLEX ISOLADO PARA 15 / 25 kV - 200A		
BARRAMENTO QUADRUPLIX ISOLADO PARA 15 / 25 kV - 200A		

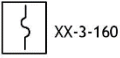
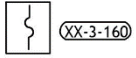
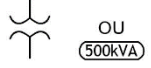
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
LUVA DE COMPRESSÃO BIMETÁLICA 240mm ² - Cu / 240mm ² - Al		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE COBRE - 240 mm ²		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE ALUMÍNIO - 240 mm ²		
FUSÍVEL LIMITADOR DE CORRENTE PARA PROTEÇÃO DE CABO DE COBRE E ALUMÍNIO - 240 mm ²		
PROTETOR DE RETICULADO		
DISJUNTOR DE B.T.		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA RETICULADO		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA RADIAL (COM TERMINAIS DESCONECTÁVEIS)		
CÂMARA TRANSFORMADORA SISTEMA DUPLA ALIMENTAÇÃO (COM TERMINAIS DESCONECTÁVEIS)		
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - ALIMENTADORES 01 e 02 - EM CABOS ISOLADOS PARA 15kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 400mm ² E NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm ²		
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - C1 e C2 - EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 240mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm ²		
REPRESENTAÇÃO DE 2 CIRCUITOS PRIMÁRIOS - C1 e C2 - EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO, BITOLA 240mm ² , NEUTRO EM COBRE NU DE 240mm ²		

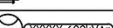
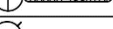
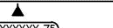
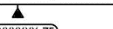
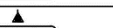
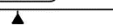
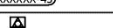
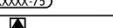
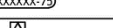
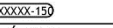
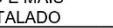
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS													
	EXISTENTE	PROJETADO												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 70mm², NEUTRO EM COBRE NU DE 35mm²	3#70 (35) - R1	3#70 (35) - R1												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 70mm², NEUTRO EM COBRE NU DE 70mm²	3#70 (70) - R1	3#70 (70) - R1												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO C1, EM CABOS ISOLADOS PARA 0,6kV, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 240mm², NEUTRO EM COBRE NU DE 35mm²	3#240 (35) - R1	3#240 (35) - R1												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO R1, EM CABOS ISOLADOS PARA 600V, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 16mm², NEUTRO EM COBRE NU DE 10mm²	3#16 (10) - R1 1	3#16 (10) - R1 1												
REPRESENTAÇÃO DE UM RAMAL SECUNDÁRIO, - R1 1 - DERIVADO DE UM CIRCUITO R1, EM CABOS ISOLADOS PARA 600V, CONDUTORES FASES EM ALUMÍNIO BITOLA 16mm², NEUTRO EM COBRE NU DE 16mm²	3#16 (16) - R1 1	3#16 (16) - R1 1												
POSIÇÃO DOS CIRCUITOS NUM BANCO DE DUTOS DO TIPO 2X3	<table border="1"> <tr> <td>C2</td> <td></td> <td>C3</td> </tr> <tr> <td>AL3</td> <td></td> <td>AL5</td> </tr> </table>	C2		C3	AL3		AL5	<table border="1"> <tr> <td>C2</td> <td></td> <td>C3</td> </tr> <tr> <td>AL3</td> <td></td> <td>AL5</td> </tr> </table>	C2		C3	AL3		AL5
C2		C3												
AL3		AL5												
C2		C3												
AL3		AL5												
CHAVE FACA SECA, ABERTURA EM CARGA, COM TERMINAL "T" PARA 600A, INSTALADA EM CÂMARA DE MANOBRA	 CM1 NA OU NF - 600A	 CM1 NA OU NF - 600A												
INDICADOR DE DEFEITO														
TERMINAL DE CABO DE M.T. (MUFLA) (CONVERSÃO DE RDA PARA ROS)														
TERMINAL DESCONECTÁVEL TIPO COTOVELO TDC -15 / 25kV - 200 A	 200A	 200A												
BUCHA ISOLANTE BLINDADA PIB -15 / 25kV - 200 A	 200A	 200A												
TERMINAL DESCONECTÁVEL APLICADO EM BUCHA ISOLANTE BLINDADA INSTALADA EM EQUIPAMENTOS	 200A	 200A												
RECEPTÁCULO ISOLANTE BLINDADO RIB -15 / 25kV - 200 A	 200A	 200A												

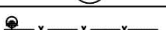
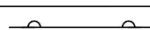
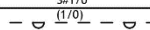
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLOS	
	EXISTENTE	PROJETADO
CHAVE SECCIONADORA ABERTURA SOB CARGA		
CHAVE DE TRANSFERÊNCIA (M.T.)		
QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO PEDESTAL - QDP		
TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA		
TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) - ENERGISA		
TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) - PARTICULAR		

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		INSTALADO	A INSTALAR
RELIGADOR E SECCIONALIZADOR	RELIGADOR TRIPOLAR (V6H, BOBINA SÉRIE DE 50A, SEQUÊNCIA 1A+ 2B)	 XXXXX-100A	
	RELIGADOR TRIPOLAR (V4H, BOBINA SÉRIE DE 25A, SEQUÊNCIA 2A+ 2B)	 XXXXX-100A	
	RELIGADOR TRIFÁSICO ELETRÔNICO	 XXXXX-630A	
	SECCIONALIZADOR TRIPOLAR (GN3, BOBINA SÉRIE DE 70 A, 3 OPERAÇÕES)	 XXXXX-100A	NÃO É MAIS INSTALADO
	SECCIONALIZADOR UNIPOLAR (GH, BOBINA SÉRIE DE 70 A, 2 OPERAÇÕES)	 XXXXX-100A	
	SECCIONALIZADOR ELETRÔNICO	 XXXXX-100A	
BANCO CAPAC E REG TENSÃO	BANCO DE CAPACITADORES AUTOMÁTICO	 XXXXX-600kVar	
	BANCO DE CAPACITADORES FIXO	 XXXXX-150kVar	
	REGULADOR DE TENSÃO	 XXXXX-76kVA	
	REGULADOR AUTO-BOOSTER	 XXXXX-50A	NÃO É MAIS INSTALADO
P RAIOS	PÁRA-RAIOS DE M T		
	PÁRA-RAIOS DE B T		
TRANSFORMADOR	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO	 XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO ISOLADO	 XXXXX-75I	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL	 XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL COM CHAVE FUSÍVEL DESLOCADA	 XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL COM CHAVE DESLOCADA PARTICULAR	 P-XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO PARTICULAR	 P-XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR AUTO PROTEGIDO ISOLADO PARTICULAR	 P-XXXXX-75I	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL PARTICULAR EM POSTE	 P-XXXXX-45	
	TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) ENERGISA	 XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL (PAD-MOUNTED) PARTICULAR	 P-XXXXX-75	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL ENERGISA EM CABINE	 XXXXX-150	
	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL PARTICULAR EM CABINE	 P-XXXXX-150	
	AUTOTRANSFORMADOR	 XXXXX-75	NÃO É MAIS INSTALADO
SECCIONA-MENTO	SECCIONAMENTO NO VÃO COM ISOLADOR CASTANHA		
	SECCIONAMENTO EM CRUZAMENTO COM ISOLADOR CASTANHA		
	SECCIONAMENTO DE ESTAI (CZ/P) COM ISOLADOR CASTANHA		

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		INSTALADO	A INSTALAR
POSTES	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO CIRCULAR	 12-300	 12-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T	 12-300	 12-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T (PADRÃO INCORPORADO)	 10-300	 10-300
	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO RETANGULAR	 12-300	 12-300
	POSTE DE MADEIRA	 12-300M	 12-300M
	POSTE MODULAR AÇO/MADEIRA (DUPLO U)	 12-150	 12-150
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM A TELEFONIA	 10-300 UT	 10-300 UT
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM A TV A CABO	 10-300 UC	 10-300 UC
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM A TELEFONIA E TV A CABO	 10-300 UTC	 10-300 UTC
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO COM RMS (REDE MULTI-SERVIÇO)	 10-300 UR	 10-300 UR
	POSTE DA EMPRESA DE TELEFONIA EM USO MÚTUO COM A ENERGISA	 10-300 TU	 10-300 TU
	POSTE DA EMPRESA DE TV A CABO EM USO MÚTUO COM A ENERGISA	 10-300 CU	 10-300 CU
	POSTE DA ENERGISA EM USO MÚTUO, TELEFONIA, TV A CABO E REDE MULTI-SERVIÇO	 10-300 UTCR	 10-300 UTCR
	POSTE COM BASE CONCRETADA	 12-150	 12-150
	POSTE COM ENGASTAMENTO E PROFUNDIDADE AUMENTADA	 12-300PA1,8	 12-300PA1,8
	POSTE EXCLUSIVO DE IP - VER NDU XXX		
ATERRAMENTO	ATERRAMENTO		
	ATERRAMENTO DE CERCAS		
	PONTO DE ATERRAMENTO TEMPORÁRIO EM RDP		
COBERTURA	COBERTURA PROTETORA DE B T		NÃO É MAIS INSTALADO
	COBERTURA PROTETORA DE M T		
CHAVES	CHAVE INTERRUPTORA SF6 BLINDADA	 XX-XXX	 XX-XXX
	CHAVE INTERRUPTORA TRIPOLAR	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE SECCIONADORA BASCULANTE TRIPOLAR	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE FACA UNIPOLAR 400 / 630 A	 XX-630A	 XX-630A
	CHAVE UNIPOLAR COM LÂMINA BY PASS 300 A	 XX-300A	 XX-300A
	CHAVE A ÓLEO UNIPOLAR	 01	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE A ÓLEO TRIPOLAR	 03	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE FUSÍVEL 50A - 1,25kA (ANTIGA)	 50A/5H	NÃO É MAIS INSTALADO
	CHAVE FUSÍVEL 100 / 200 A	 200A/10kA/5H	 200A/10kA/5H
	CHAVE FUSÍVEL REPETIDORA	 XXXX-100A-40T	 XXXX-100A-40T

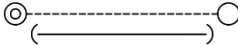
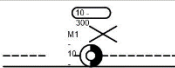
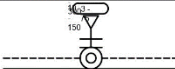
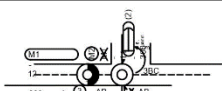
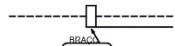
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
DERIVAÇÃO DE SECUNDÁRIO A INSTALAR	
RETIRADA DE ISOLADOR DE CASTANHA E INSTALAÇÃO DE AFASTADOR	
ALTERAÇÃO NO SECUNDÁRIO: MUDANÇA DOS CONDUTORES FASE 4AWG PARA 2AWG COM PRIMÁRIO A INSTALAR	
TRANSIÇÃO DO PRIMÁRIO TRIFÁSICO PARA MONOFÁSICO	
MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR PRIMÁRIO NO MESMO NÍVEL DE CRUZETA	
ESTRUTURA TRIFÁSICA EM DOIS NÍVEIS DE CRUZETA	
REPRESENTAÇÃO DOS RAMAIS DE SERVIÇOS AÉREOS EM B.T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO SUBTERRÂNEO EM B.T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO AÉREO EM M.T.	
REPRESENTAÇÃO DO RAMAL DE SERVIÇO SUBTERRÂNEO EM M.T.	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO		SÍMBOLO	
		# INSTALADO	A INSTALAR
ESTAI	ESTAI DE CRUZETA A POSTE		
	ESTAI DE CRUZETA A CRUZETA		
	ESTAI DE POSTE A POSTE (NÍVEL DO PRIMÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A POSTE (NÍVEL DO SECUNDÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A CONTRA POSTE (NÍVEL DO PRIMÁRIO)		
	ESTAI DE POSTE A CONTRA POSTE (NÍVEL DO SECUNDÁRIO)		
	ESTAI DE ÂNCORA		
CONDUTORES	CONDUTORES EM ELETRODUTO PARA IP		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA PROTEGIDA		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA CONVENCIONAL		
	CONDUTORES PRIMÁRIOS DE REDE AÉREA ISOLADA		
	CONDUTORES SECUNDARIOS DE REDE AÉREA CONVENCIONAL		
	CONDUTORES SECUNDARIOS DE REDE AÉREA ISOLADA DE B T		
	MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR DE M T MESMO NÍVEL		
	MUDANÇA DE MODALIDADE DE REDE		
	MUDANÇA DE SEÇÃO DO CONDUTOR B T		
	CIRCUITO PRIMARIO DUPLO DE MESMA SEÇÃO (PLANTA DETALHE)		
	CIRCUITO PRIMARIO DUPLO DE SEÇÕES DIFERENTES		
REDES 34,5kV	POSTO DE TRANSFORMAÇÃO ELEVADOR		
	POSTO DE TRANSFORMAÇÃO ABAIXADOR		
	CHAVE 34,5kV/13,8kV		
	REDE PRIMÁRIA 34,5 kV		
	ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 2,5 e 5,0 MVA (4 POSTES)		
	ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 1,0 MVA (2 POSTES)		
ESCOFESSE CONEXÃO RA PREMOLDADA	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 185mm² / 15kV		
	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 120mm² / 15kV		
	CONEXÃO PREMOLDADA "T" - 600A DE UM CONDUTOR 50mm² / 15kV		
	CONEXÃO TDC OU TDR - 120mm²		
	CONEXÃO TDC OU TDR - 50mm²		
	ESFERA DE SINALIZAÇÃO		
	ESCORA DE SUBSOLO		

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
ESTAI PROJETADO COM CABO DE AÇO DE 9,5mm	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DO MESMO TIPO	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DE TIPO DIFERENTE	
SUBSTITUIÇÃO DE POSTE DE TIPO RESISTÊNCIA E ESTRUTURA DIFERENTE	
INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR PARA ATENDIMENTO EXCLUSIVO	
REMOÇÃO DE POSTE DO MESMO TIPO COM ALTERAÇÃO DE ESTRUTURA E INSTALAÇÃO DE POSTE	
INSTALAÇÃO DE BRAÇO J EM CASOS ESPECIAIS PARA AFASTAMENTO DE REDE SECUNDÁRIA ISOLADA	
INDICAÇÃO DA SEQUÊNCIA DE FASE A SEGUIR	

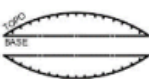
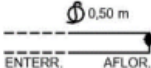
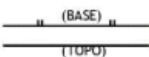
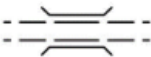
ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
CURVAS DE NÍVEL		CAMINHO	
CERCA DE ARAME		CERCA VIVA	
TELEFONE / CORREIO	 	VÉRTICES GEODÉSICOS	
PEDRA / ROCHA		ÁRVORE ISOLADA	
ESTRADA PAVIMENTADA		GUIA	
CERCA DE MADEIRA OU TAPUME		CERCA MISTA	
ESTAÇÃO DE LEVANTAMENTO	 	VÉRTICES TOPOGRÁFICOS	
MATO / CULTURA		RIO / RIBEIRÃO CÓRREGO / FILETE	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
GUIA REBAIXADA		EIXO	
ALAMBRADO OU GRADIL		BOCA - DE - LOBO E BOCA - DE - LEÃO	
RN OFICIAL		PONTO COTADO	
ALAGADO		LAGOA / REPRESA	
ESTRADA DE FERRO		ALINHAMENTO INDEFINIDO	
ESCADA		POÇO DE VISITA	
RN TOPOGRÁFICO		PONTO DE DIVISA NÃO MATERIALIZADO	
ALAGADO COM VEGETAÇÃO BREJO		CANALETA	

ANEXO A - Simbologia (Continuação).

DESCRIÇÃO	SÍMBOLO	DESCRIÇÃO	SÍMBOLO
CONSTRUÇÃO ALVENARIA		MURO	
HIDRANTE / REGISTRO	• HD (HIDRANTE) • RG (REGISTRO D'ÁGUA)	POSTE / LUMINÁRIA	• (POSTE) • (LUMINÁRIA)
TORRE DE ALTA-TENSÃO		TALUDE	
TUBO		PONTO DE SONDAGEM	
CONSTRUÇÃO DE MADEIRA LAJE OU COBERTURA		MURO DE ARRIMO	
CAIXA DE INSPEÇÃO	■ GT (TELEFONE) ■ CE (ELETRICIDADE) ■ CX (NÃO IDENTIFICADO)	PLACAS DE SINALIZAÇÃO	• PL (PLACA) • SM (SEMÁFORO)
VALETA		AREIA	
PONTE			

ANEXO B - Método Estimativo para Cálculo das Demandas de Consumidores em Áreas Rurais.

Os métodos descritos nos itens 1 e 2 destinam-se a consumidores em baixa tensão residenciais e não residenciais:

a) Consumidores Residenciais

Para as situações de estimativa da demanda dos consumidores residenciais devem ser adotados os valores individuais de demanda diversificada em kVA, correlacionando o número e o nível de consumidores no circuito, de acordo com a Tabela Anexo A.

b) Consumidores não Residenciais:

Enquanto para a estimativa da demanda dos consumidores não residenciais podem ser utilizados dois métodos, conforme disponibilidade de dados existentes:

1. Método: a estimativa dos valores da demanda para consumidores em função da carga total instalada, ramo de atividade e simultaneidade de utilização dessas cargas, deve ser determinado conforme a Equação a seguir.

$$D_{Cnr} = \frac{C_{instalada} \times F_d}{F_p} \text{ (kVA)}$$

Onde:

$C_{instalada}$ = Carga Instalada, em kW declarada em projetos ou formulários de cargas;

F_d = Fator típico, conforme Tabela 05, conforme seção das Tabelas;

Para consumidores residenciais deve se considerar o $F_p = 0,43$.

F_p = Fator de potência da Tabela 02.

2. A estimativa da demanda deve ser realizada com base no consumo extraído dos dados de faturamento. É prudente utilizar a média do consumo dos consumidores num período de no mínimo 3 (três) meses. O cálculo deve ser realizado conforme a Equação abaixo.

$$D_{Cnr} = \frac{C_M}{730 \times F_C \times F_p} \text{ (kVA)}$$

Onde:

C_M = Consumo Médio do consumidor, em kWh;

F_C = Fator de Carga típica, de acordo com Tabela 05; residencial adotar 0,43.

F_p = Fator de potência da Tabela 02.

Quando da impossibilidade das informações de levantamento de carga deverá ser aplicando o critério descrito abaixo: Para núcleos populacionais ou aglomerações de propriedades de natureza monofásica, juridicamente organizados ou simplesmente dispostos, identificando comunidades rurais ou povoações para cálculo de chácara, considerar 2,0 kVA para lotes até 2.500 m² e 4,0 kVA acima de 2.500 m².

Tabela XXIV. Demanda (KVA) de núcleos habitacionais/aglomerados - Monofásicos rurais.

Área Total (m ²)	Demanda (kVA)/Lote
Área ≤ 2.500	2,0
Área ≥ 2.500	4,0

Quando da existência de condomínios rurais nos padrões equivalentes aos da área urbana deverão ser aplicadas os mesmos critérios apresentados na tabela 02 da NDU 006 nas situações em que haja condomínios tipos fechados caracterizado por acesso restrito ou limitado ao público ou quando o empreendimento habitacional não possui acesso restrito ou limitado.

Para tabela III de demanda mencionada acima deve-se aplicar os critérios de taxa de crescimento decenal.

Quando da inexistência ou impossibilidade de apresentação de carga instalada pelo solicitante/empreendedor em empreendimentos (chácaras, sítios, granja, roça, herdade e etc.) de natureza trifásica em área rural, essa deverá ter as informações das tabelas XXIV e XXV aplicadas na definição da demanda (kVA) do referido empreendimento:

Tabela XXV. Demanda (kVA) natureza trifásica.

Cômodos	Potências	Módulos de Demanda (kVA)
Quartos	Lâmpadas, tomadas, Ar-condicionado	1,50
Sala	Lâmpadas, tomadas, Ar-condicionado	1,60
Banheiro	Lâmpadas, tomadas, chuveiros elétricos	2,30
Cozinha I	Lâmpadas, tomadas (eletrodomésticos comuns)	1,50
Cozinha II	Lâmpadas, tomadas (eletrodomésticos comuns)	2,10
Área de Serviço	Lâmpadas, tomadas (eletrodomésticos comuns)	1,90
Outros (*)	Lâmpadas e tomadas	0,35

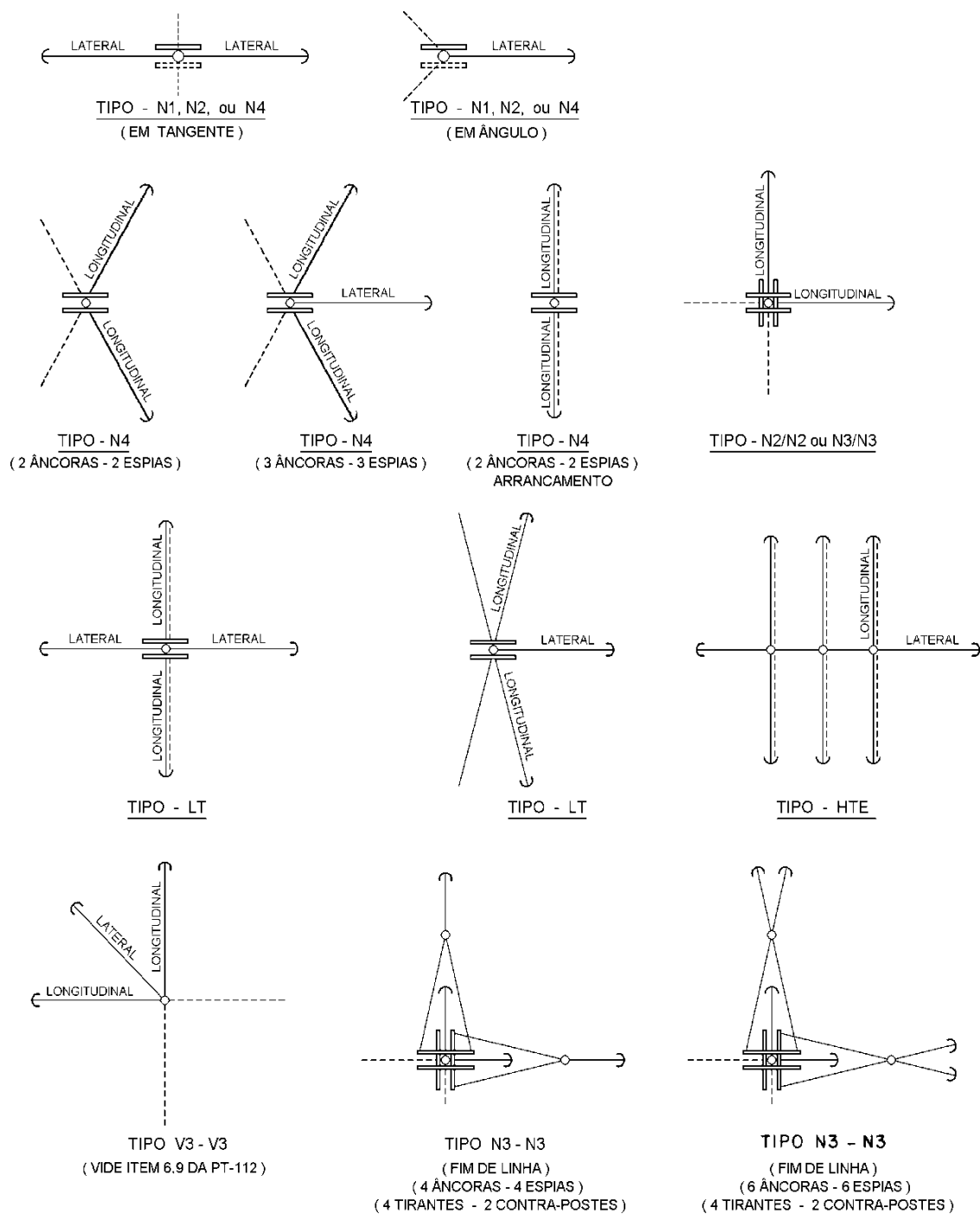
Quando se determina o tipo de fornecimento do cliente através dos módulos de demanda está se igualando demandas de empreendimentos rurais (chácaras, sítios, granja, roça, herdade e etc.) de idênticas características, localizadas em municípios ou diferentes cidades, isto pode ocasionar distorções, pois empreendimento idênticos, podem estar localizadas em lugares mais, ou menos, nobres, com perfis de demanda diferente do padrão. Por este motivo o fator de localização aplicado como um multiplicador da demanda diversificada, determinada através dos módulos de demanda, corrige estas distorções, sendo:

- Regiões rurais com alto consumo de energia - fator de localização = 1,00
- Regiões rurais com médio consumo de energia - fator de localização = 0,88
- Regiões rurais com baixo consumo de energia - fator de localização = 0,75
- Regiões rurais com baixíssimo consumo de energia - fator de localização = 0,55

NOTAS:

- Quando os condomínios abertos ou fechados localizados em área rural quando apresentarem mesmas configurações construtiva de aérea urbana esta deverá obedecer aos mesmos critérios e padrões especificados nas NDU 006 e NDU 004.1.
- (*) Varandas, circulação, lavabos ou outros banheiros sem chuveiro elétricos, garagens, depósitos, áreas de lazer, forrageiras etc.
- As regiões rurais são definidas de acordo com a Energisa local.

ANEXO C - Esquemas de Estaiamentos.



NOTA:

- I. Deve-se evitar a instalações de estais com aplicação de tais alternativas: redução dos vãos médio, aplicação de fundações especiais ou ainda aumento do esforço mecânico dos postes. Entretanto na inviabilidade da não aplicabilidade de estais em estruturas de redes do Grupo Energisa deve-se ser avaliado a viabilidade técnica junto a equipe técnica do local do Grupo Energisa.

ANEXO D. Critérios de Travessia Sobre Ferrovias.

Os termos técnicos utilizados nesta norma são aqueles definidos na NBR 7641.

Levantamento Topográfico: É a implantação topográfica do traçado na região determinada, seguindo as diretrizes previamente estabelecidas determinando o relevo da superfície do terreno, a localização dos acidentes naturais e artificiais.

Nivelamento: É a operação de medição direta ou indireta, de distâncias verticais, visando a determinação de altitudes (cotas) fornecendo os elementos altimétricos para confecção de perfis topográficos com vistas a posterior elaboração de projetos.

1. CONDIÇÕES GERAIS

1.1. Concessão

A concessão de travessia pela via férrea é regulada pelo Regulamento de Transportes Ferroviários e pelos decretos nº. 84.398 e nº. 86.859.

1.2. Classificação

A travessia pela via férrea é classificada de acordo com a NBR 7593.

1.3. Projeto

O projeto de travessia deverá ser elaborado em formato A1 ou A2. O projeto, em planta conforme Desenho 1 e em perfil, Desenhos 2 e 3, deverão conter, pelo menos, os seguintes itens referentes ao local da travessia:

- a) Tipo, observada a NBR 7593;
- b) Identificação da ferrovia;
- c) Localização através da utilização de GPS;
- d) Posição quilométrica (Km + m) e quilômetro inicial (origem); e) indicação do trecho no qual se encontra a travessia, por meio das localidades adjacentes de paradas de trem;
- f) Faixa de domínio;

- 
- g) Condições técnicas;
 - h) Nome da cidade e município onde se situa a travessia;
 - i) Nome da RDR (localidade de origem e de destino);
 - j) Determinação das estruturas;
 - k) Outros detalhes que se fizerem necessários por imposição de circunstâncias especiais, quando o simples desenvolvimento planimétrico ou altimétrico não for suficiente para definir com precisão o local de montagem das estruturas ou a disposição e fixação dos condutores, estaiamentos, caixas de passagem etc.
 - l) Profissional responsável, com o respectivo número de registro no CREA, CFT ou CAU.

Entre as condições técnicas da travessia, incluem-se, obrigatoriamente, todas aquelas indispensáveis à verificação da observância desta norma e das seguintes outras: NDU 004.1, NDU 004.3, NDU 005, NDU 006, NBR 15688 e NBR 15992 5434, devendo constar ainda, no mínimo, os seguintes dados:

- a) Tensão nominal, número de fases, número de circuitos, número de condutores por fase e corrente máxima;
- b) Ângulo de travessia;
- c) Locais de parada de trens adjacentes;
- d) Posição dos condutores (cabos ou linhas aéreas abertas) da ferrovia;
- e) Material, seção, diâmetro, código, carga de ruptura e coeficiente de segurança de condutores;
- f) Tensão mecânica no lance da travessia;
- g) Flecha nas situações mais desfavoráveis;
- h) Distância de postes ou estrutura de sustentação à fiada de trilhos mais próxima;
- i) Distância do condutor ao plano de rolamento e a qualquer outro obstáculo porventura existente;
- j) Faixa de segurança, de acordo com a NDU 016;



k) Detalhes, na escala mínima, segundo referencias da NDU 006 e NDU 007, da fixação dos condutores nos suportes da travessia, com indicação de qualidade e características principais dos isoladores (material, dimensões e carga de ruptura eletromecânica);

l) Dimensões conforme as cotas assinaladas nos Desenhos 1, 2 e 3.

m) Nivelamento de 5 em 5 m na extensão da faixa de domínio e mais 5 m para cada lado a partir do limite da referida faixa;

n) Cotas do eixo, do boleto, do dormente, das cristas dos cortes ou dos pés dos aterros.

O levantamento do trecho deverá ser anexado ao projeto, através da caderneta de campo, passada a limpo, e assinada pelo responsável técnico, a qual deverá conter:

a) número das estacas;

b) distância entre as estacas;

c) ângulo vertical;

d) abscissa;

e) cotas.

Não é permitida a utilização de poste ou estrutura da ferrovia para travessia.

Todo elemento de suporte de condutores, estais e caixa de inspeção tem que se situar fora da faixa de domínio ferroviário, observado o afastamento mínimo de 1,50 m dela. A critério da ferrovia pode ser autorizada a utilização da faixa de domínio, caso condições topográficas da região e a estabilidade do suporte, no vão da travessia, assim o exijam e observado o seguinte:

a) Gabarito das instalações fixas, observadas as NBR 11522 e NBR 11523;

b) Distância mínima de 6 m de qualquer fiada de trilhos.

O suporte deverá ser colocado em posição tal que a menor distância, medida sobre a superfície do terreno, do suporte à fiada de trilhos mais próxima, seja maior do que a altura do suporte conforme Desenhos 2 e 3. O projeto da linha de distribuição deverá estar de acordo com a NBR 15688, observada ainda esta norma.

1.4. Travessia Aérea

1.4.1. Ângulo

O ângulo de travessia deverá ser de, no mínimo, 60°.

1.4.2. Vão

A travessia deverá ser em um só vão. As estruturas do vão de travessia da ferrovia deverão ser de ancoragem. O vão máximo para travessia em baixa tensão é de 80 m.

1.4.3. Condutor

Os condutores deverão ser de alumínio com alma de aço (CAA) ou quando houver travessia de rede de baixa tensão multiplexada, o cabo deverá ser de alumínio liga (CAL), dos quais devem ser especificadas as seguintes características:

- a) Material;
- b) Seção (AWG/MCM/mm²);
- c) Carga de ruptura;
- d) Carga de trabalho a 0°C, sem vento (tração de projeto).

1.4.4. Sustentação

Características do suporte:

- a) tipo;
- b) carga nominal;
- c) comprimento.

Deverá ser utilizado poste de concreto armado ou suporte metálico.

1.4.5. Emenda

Não é permitida emenda no vão da travessia.

1.4.6 Isoladores:

- a) número por fase;

- b) tipo/material;
- c) dimensões;
- d) carga de ruptura eletromecânica.

1.4.7 Cercas

Sempre que ocorrer intersecção de cerca por projeção horizontal da linha de distribuição de energia elétrica, ela deve ser seccionada e aterrada, conforme o disposto nos NDU 005 e NDU 034.

1.4.8. Altura

A altura mínima do condutor, no vão da travessia, medida sobre a superfície de rolamento, na condição de flecha máxima, de qualquer fiada de trilhos deverá ser de:

$$D = a + 01,0 (D_u - 69),$$

Nunca menor que a ,

Onde, D é a altura, em metros;

$a = 9$ m para ferrovia não eletrificada e não eletrificável;

$a = 12$ m para ferrovia eletrificada ou eletrificável;

D_u é a distância numericamente igual à tensão nominal da linha em kV, em metros. Sobre linha de telecomunicações ou de energia da ferrovia, a distância vertical mínima é calculada pela fórmula:

$$D = 7,1 + 01,0 (D_u - 69),$$

Observado o mínimo de 1,7 m e sendo D_u correspondente à tensão mais elevada das linhas consideradas.

1.4.9. Via Eletrificada

A travessia aérea de média tensão, sobre via férrea eletrificada ou eletrificável, não pode se situar sobre suporte da ferrovia ou, quando isto for impossível, a

distância vertical mínima do condutor ao suporte, na condição de flecha máxima, é calculada pela fórmula:

$$D = 0,4 + 01,0 (D_u - 69),$$

Observado o mínimo de 4,0 m e sendo D_u a distância numericamente igual à tensão nominal da linha em kV, em metros.

1.4.10. Carga

Nas condições mais desfavoráveis, as cargas atuantes em um condutor de travessia deverão ser, em porcentagem da carga de ruptura do cabo, no máximo, as seguintes: 20% para cabo de alumínio com alma de aço (CAA) e 12% para cabo de alumínio-liga (CAL).

1.4.11. Pátio

Deve ser evitada travessia sobre pátio ferroviário. Quando a travessia for feita em áreas de manobra, o topógrafo terá que consultar o órgão responsável pela ferrovia, pois nesses locais e em estações a faixa de domínio é variável.

1.4.12. Flecha

do Condutor A altura mínima do condutor deverá ser mantida, mesmo no caso do rompimento no vão adjacente a uma cadeia de suspensão.

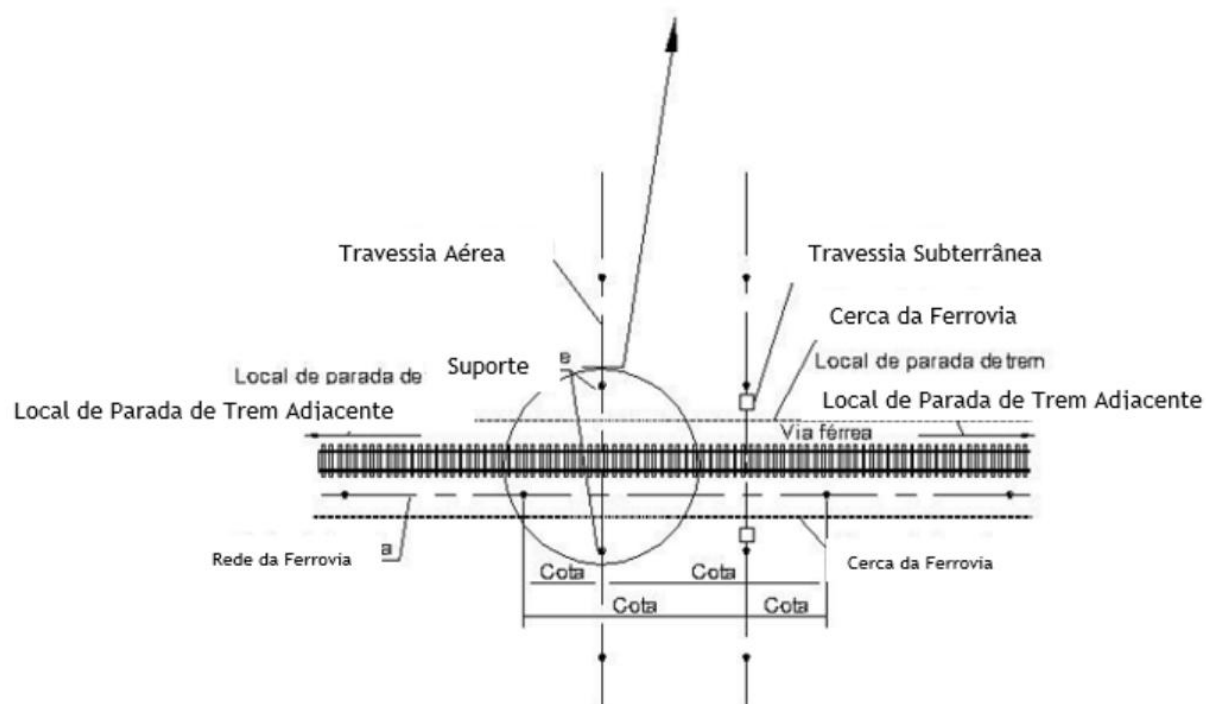
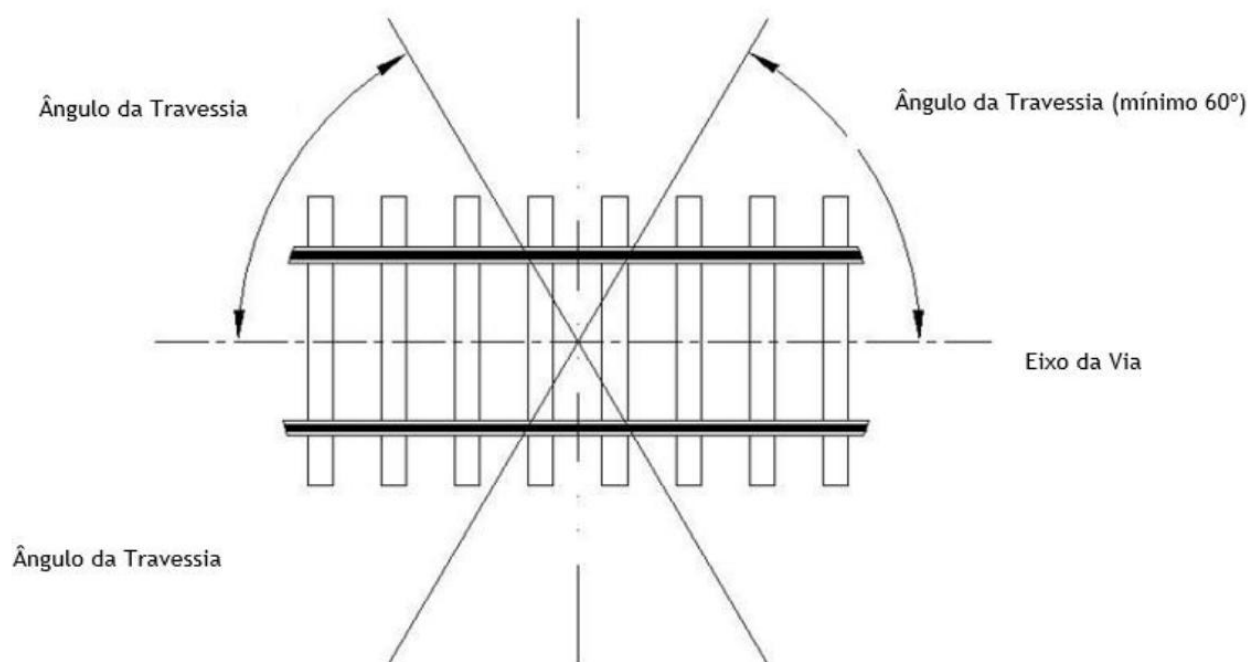
Na falta de cálculo específico para determinação da nova altura do condutor sobre a superfície do rolamento, quando do rompimento do cabo no vão adjacente a uma das cadeias de suspensão, poderá ser considerada a altura, na condição de flecha máxima, verificada antes do rompimento, acrescida de 2% da distância horizontal medida na direção da linha considerada, entre o eixo da travessia e o eixo do suporte de suspensão mais próximo.

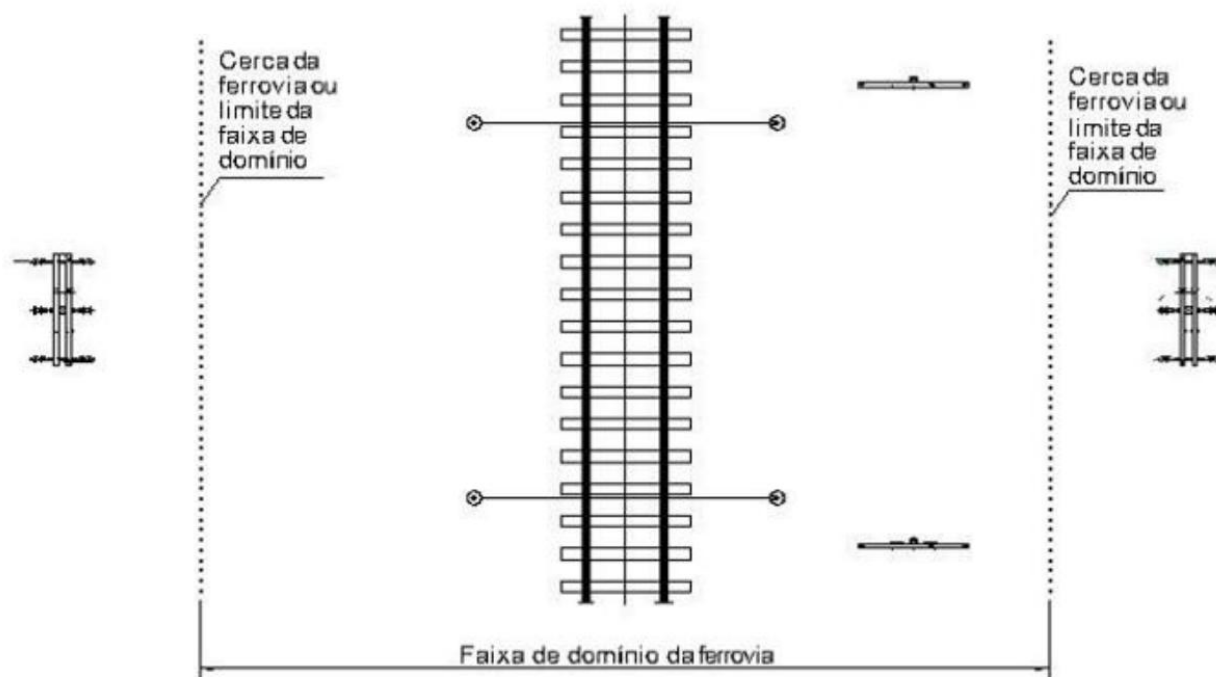
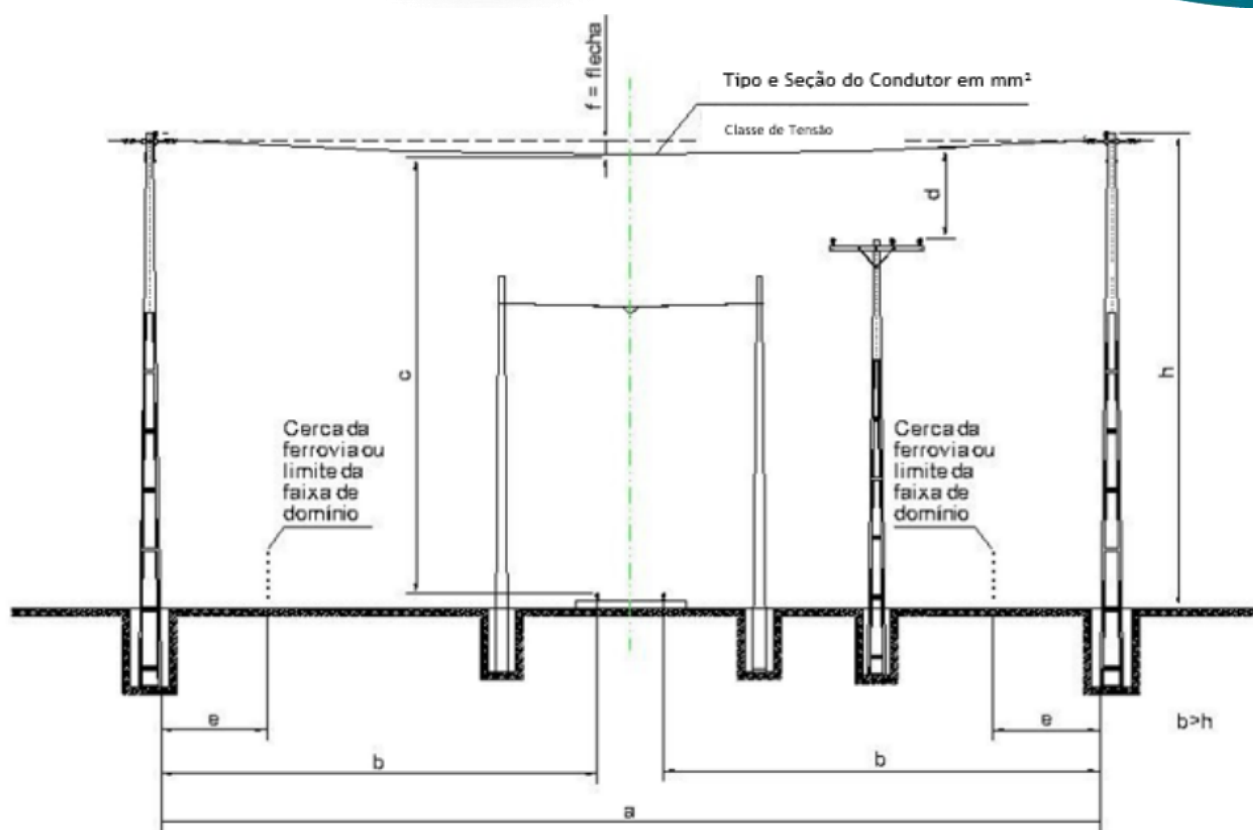
Na impossibilidade de ancoragem de poste de linha de distribuição, através de estai, pode ser usada escora de subsolo ou base concretada.

4.4.13. Estai

- a) Diâmetro (mm);
- b) Tipo de cordoalha;

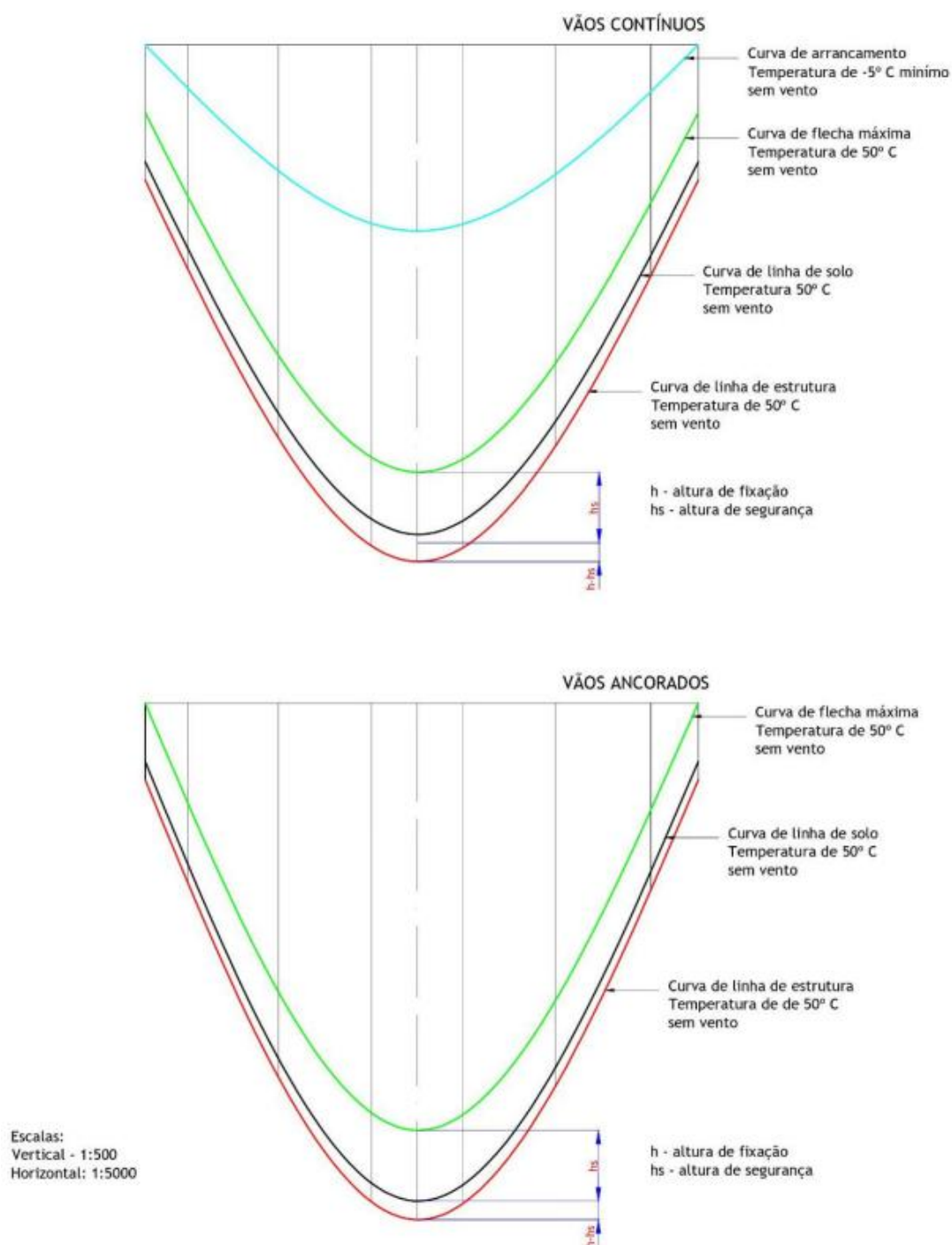
c) Carga de ruptura (daN).





ANEXO E. Gráficos de Utilização de Estruturas.

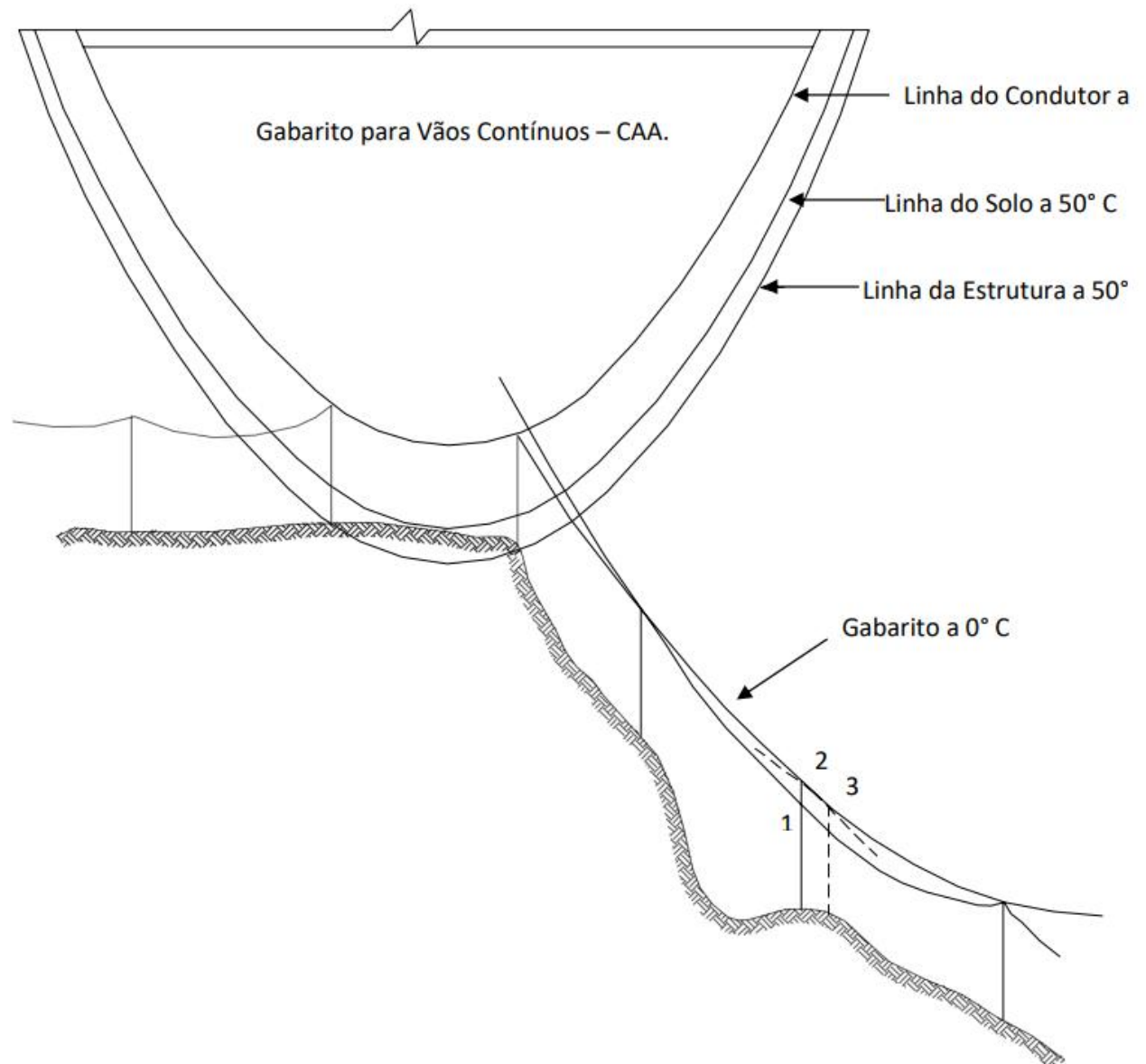
GABARITO PARA VÃOS CONTÍNUOS E ANCORADOS.



NOTA:

- I. Os ábacos ou gráficos de Utilização de estruturas estão indicados a seguir.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO.



NOTAS:

- I. Estrutura sob esforço de arrancamento;
- II. Estrutura sem esforço de arrancamento;
- III. Estrutura sem esforço de arrancamento devido ao deslocamento do pé dela.

- Critérios de ângulo de deflexão horizontal - Rede Aéreas Primárias

a) As estruturas de tangência (N1, M1, B1, U1, N2, M2, B2, U2):

- Deverão ser respeitados os ângulos máximos indicados na tabela, calculados em função da resistência do pino de isolador da cruzeta e da seção transversal do condutor:

Tabela XXVI. Ângulo de Deflexão Horizontal.

Seção Transversal AWG ou MCM	Ângulo de Deflexão (Graus)	
	01(Terno) Pino Isolador	02 (Ternos) Pino Isolador
4 (*)	60°	60°
2	60°	60°
1/0	45°	60°
2/0 (*)	30°	60°
3/0 (*)	25°	60°
4/0	20°	40°
266,8 (*)	15°	30°
336,4	15°	25°
397,5 (*)	10°	25

NOTA:

- (*). É vetada a elaboração de projetos de extensão de rede de distribuição com tais seções transversais de condutores.

b) Nas estruturas de ancoragem (N4, M4, B4 e U4) deve-se considerar ângulo de deflexão máxima de 60°.

- Critérios de ângulo de deflexão vertical - Rede Aéreas Primárias

a) Quanto a resistência do pino do isolador na deflexão vertical este ângulo não deverá ultrapassar 35° (valor fixado), independente da seção transversal do condutor;

b) Quanto a resistência mecânica da mão francesa, parafusos ou cruzeta;

- Deverão ser observados seguintes situações:

1°) Os condutores fazem um ângulo β com o plano horizontal de um lado da estrutura, em ângulo de 0° do outro. Deverão ser aplicados os ângulos indicados na tabela a seguir:

Tabela XXVII. Ângulo de Deflexão Vertical.

Seção Transversal AWG ou MCM	Tipo de Estruturas			
	N1	M1(*)	M1(*)	B1
4 (*)	35°	35°	35°	35°
2	35°	35°	35°	35°
1/0	35°	35°	35°	35°
2/0 (*)	35°	25°	35°	35°
3/0 (*)	35°	25°	30°	30°
4/0	35°	20°	25°	25°
266,8 (*)	35°	15°	20°	20°
336,4	35°	10°	15°	15°
397,5 (*)	25°	10°	10°	15°

NOTAS:

I. (*). Estrutura com mão francesa plana.

II. (**). Estrutura com mão francesa perfilada.

Para ângulos superiores aos indicados utilizar estruturas com cruzetas duplas, respeitando-se, entretanto, o valor de 35° quando se tratar de estruturas com pino nas cruzetas.

2°) Os condutores fazem um ângulo β com o plano horizontal de um lado da estrutura, os condutores fazem um ângulo φ em relação ao plano horizontal de ambos os lados da estrutura.

Neste caso deverão ser observados os ângulos indicados na tabela seguinte:

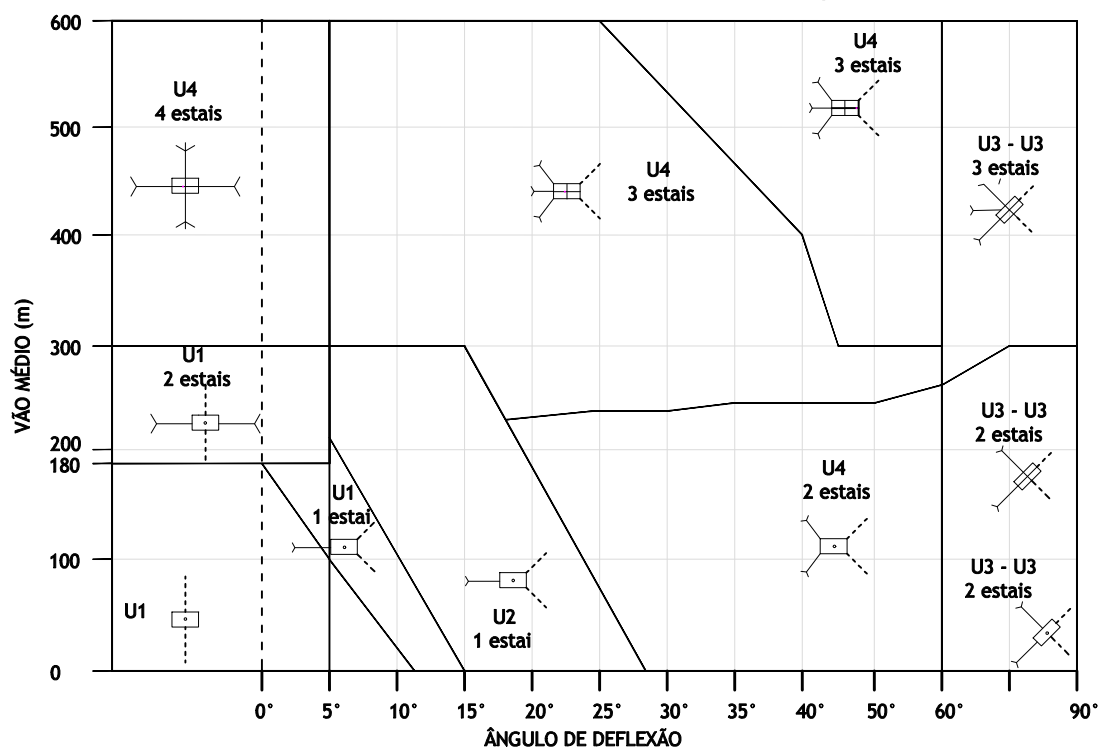
Tabela XXVIII. Ângulo de Deflexão.

Seção Transversal AWG ou MCM	Tipo de Estruturas			
	N1	M1(*)	N1	M1(*)
4 (*)	35°	35°	35°	35°
2	35°	30°	35°	35°
1/0	35°	20°	25°	25°
2/0 (*)	35°	15°	20°	20°
3/0 (*)	30°	10°	15°	15°
4/0	25°	10°	10°	15°
266,8 (*)	20°	10°	10°	10°
336,4	15°	5°	10°	10°
397,5 (*)	10°	5°	5°	5°

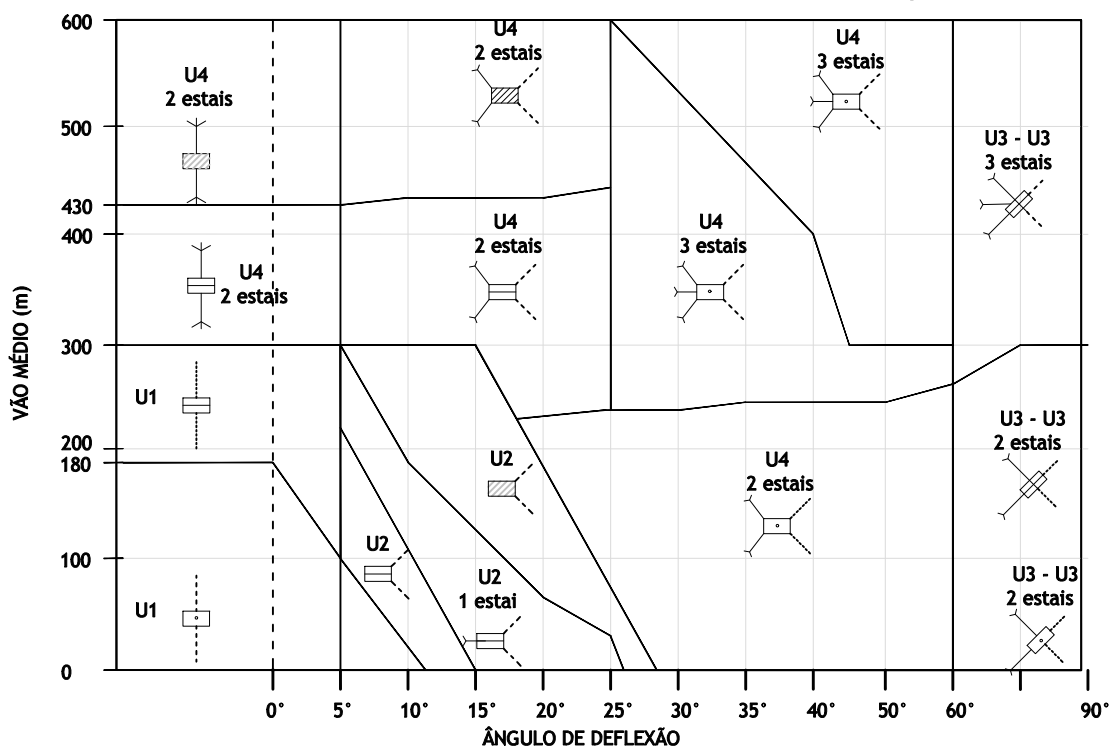
Tabela XXIX. Ângulo de Deflexão.

Circuito Primário			
Seção Transversal AWG ou MCM	Ângulo de Deflexão		
	4 a 2 AWG	1/0 a 3/0 AWG	4/0 a 397,5 MCM/AWG
	40°	20°	10°
U, M, N, T, B	60°	60°	60°

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 2 AWG CAA - Regiões I, II e III.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões I, II e III.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

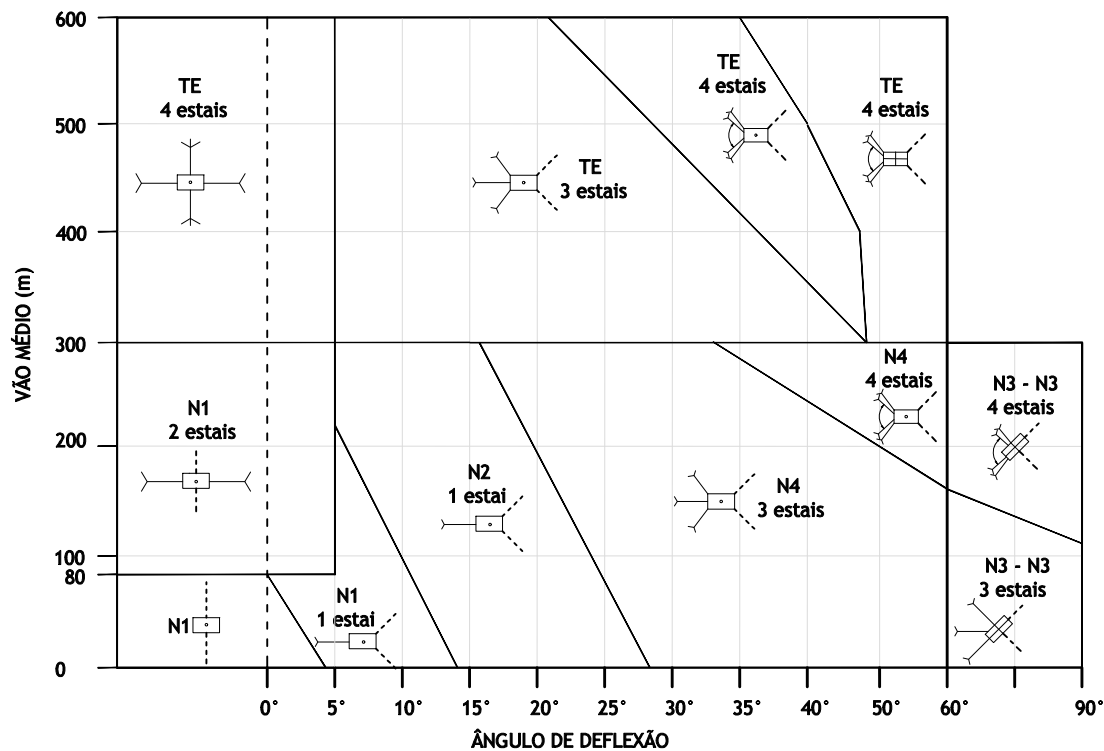
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS MONOFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 2 AWG - ESTRUTURAS DE CONTRIMENTO MÍNIMO 11 METROS.

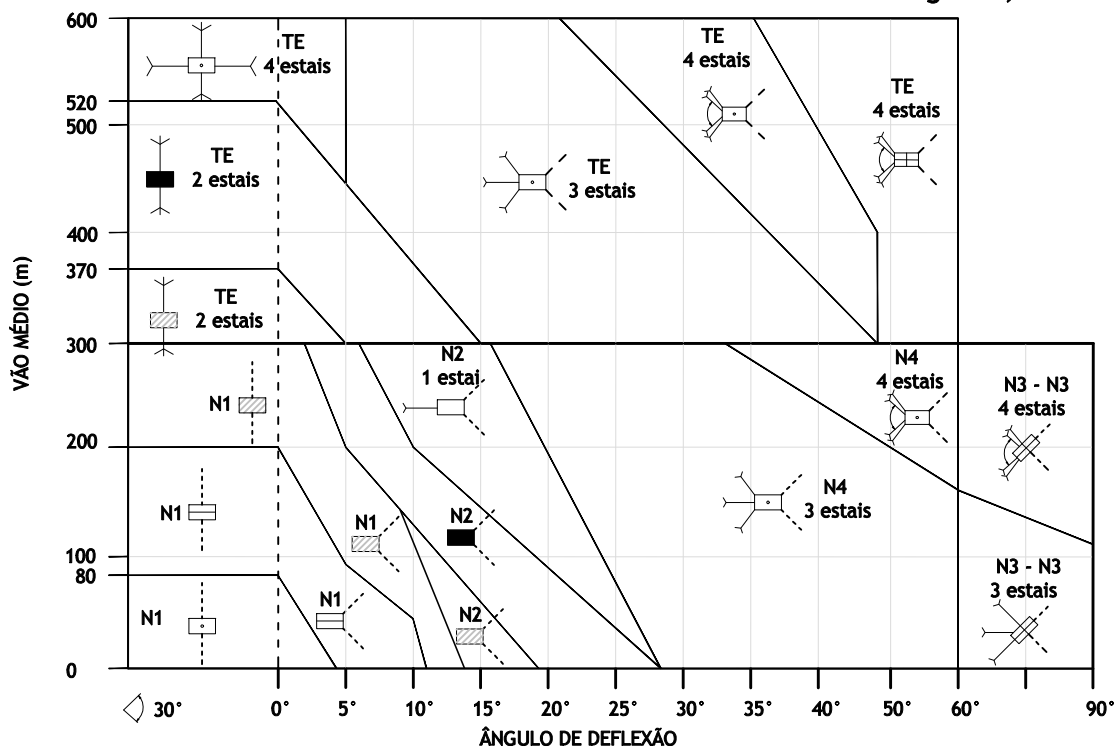


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.01	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões I, II e III.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões I, II e III.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

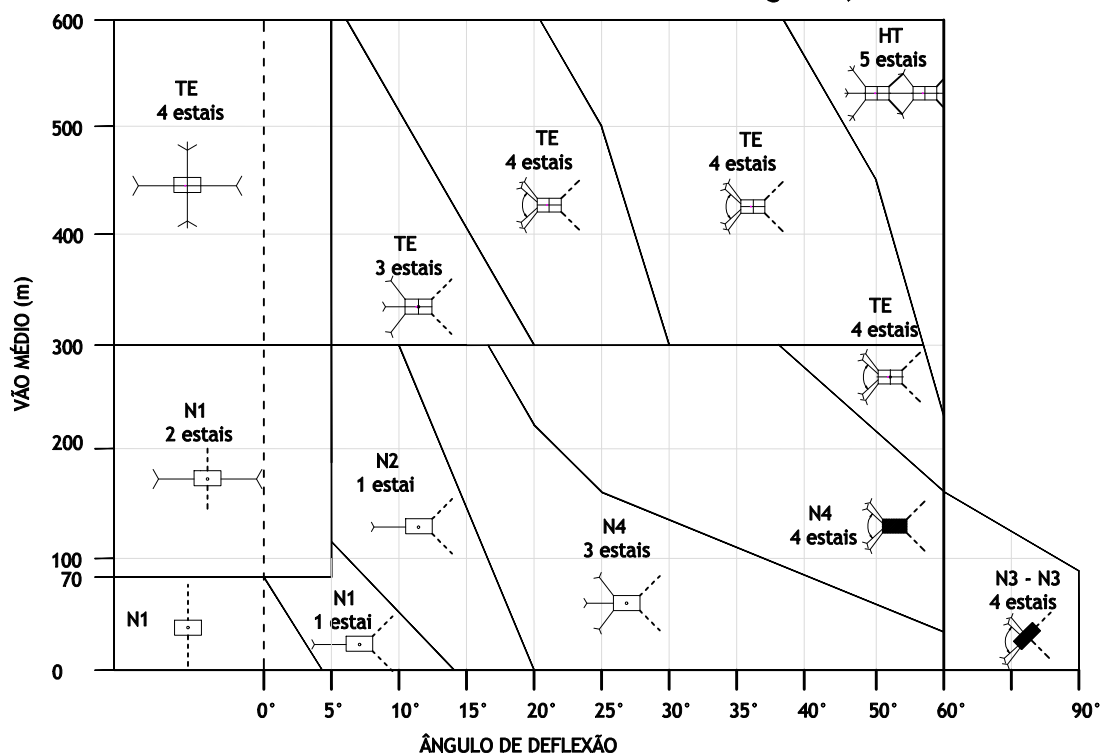
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 2 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

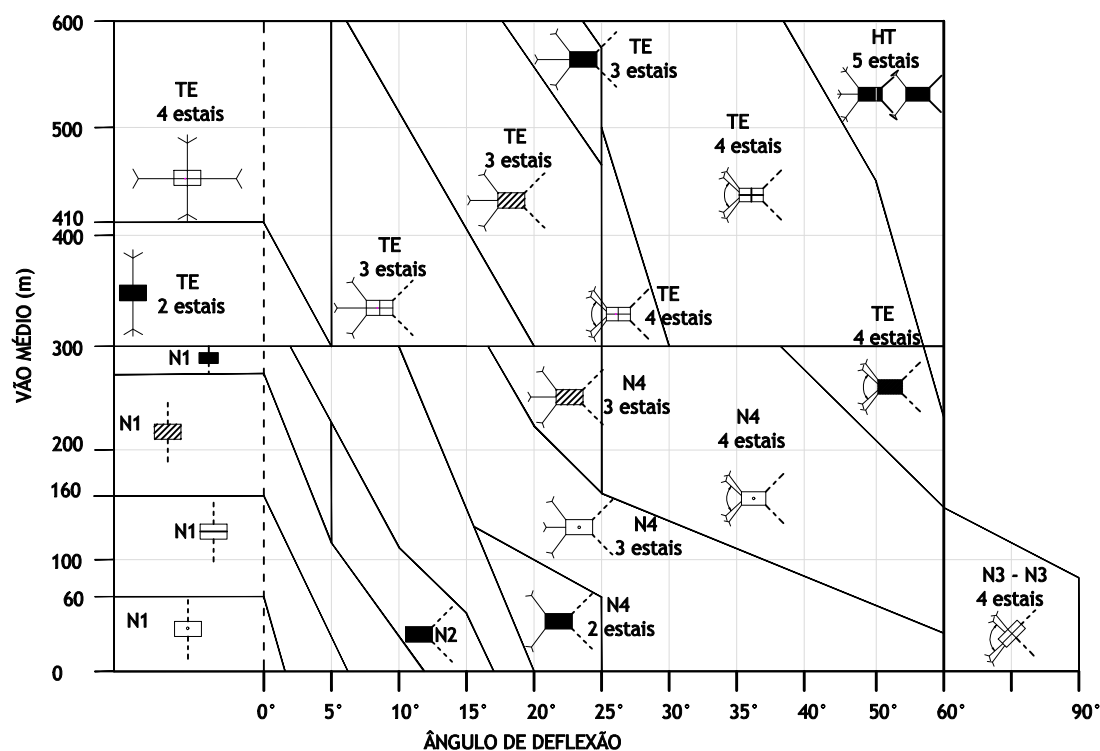


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.02	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA CONDUTOR 1/0 AWG CAA - Regiões I,II e III.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 1/0 AWG CAA - Regiões I,II e III.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

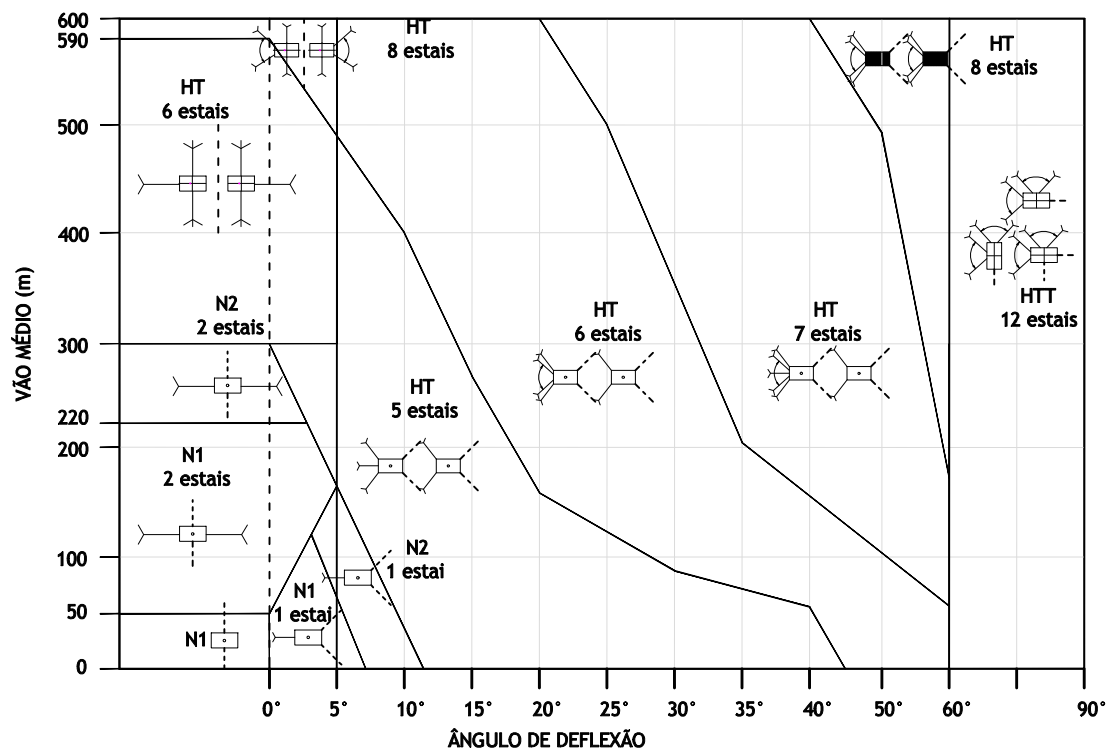
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 1/0 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

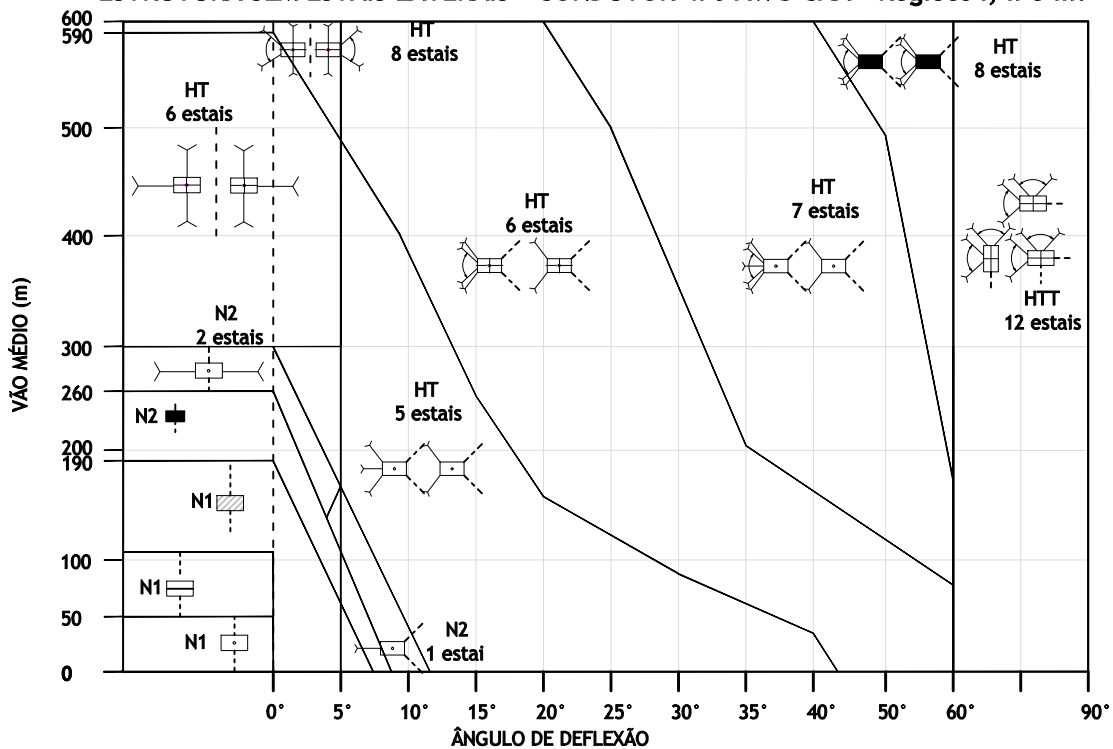


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.03	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 4/0 AWG CAA - Regiões I, II e III.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 4/0 AWG CAA - Regiões I, II e III.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

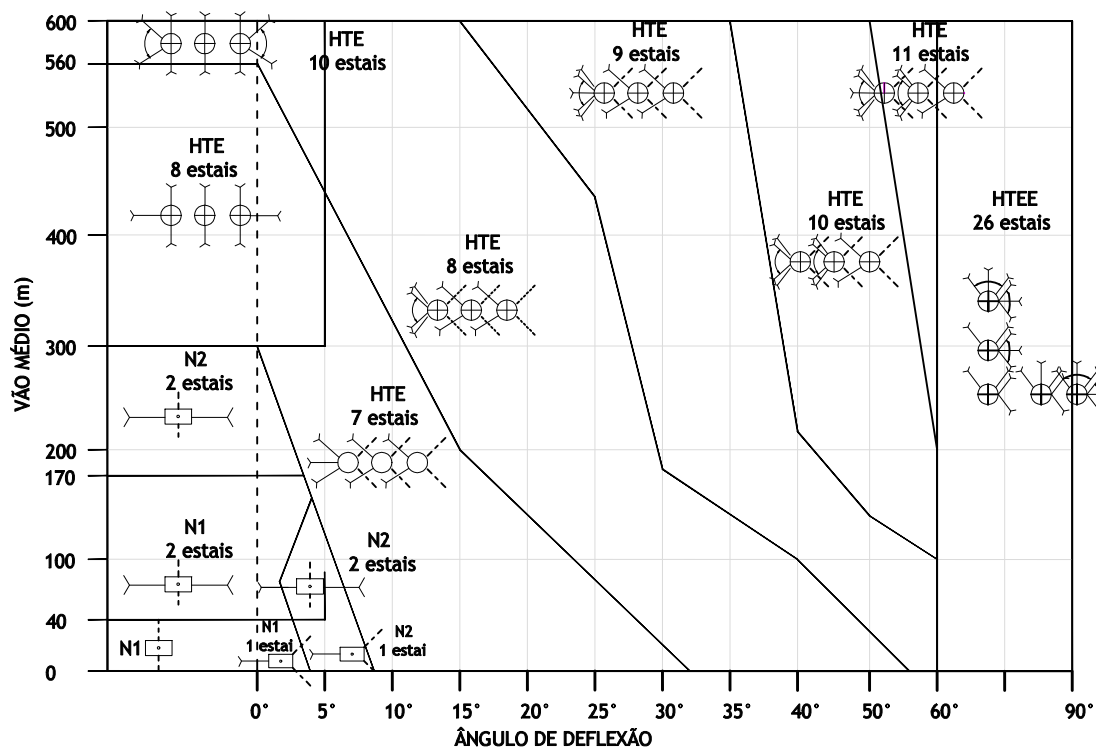
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONDUTOR CAA # 4/0 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

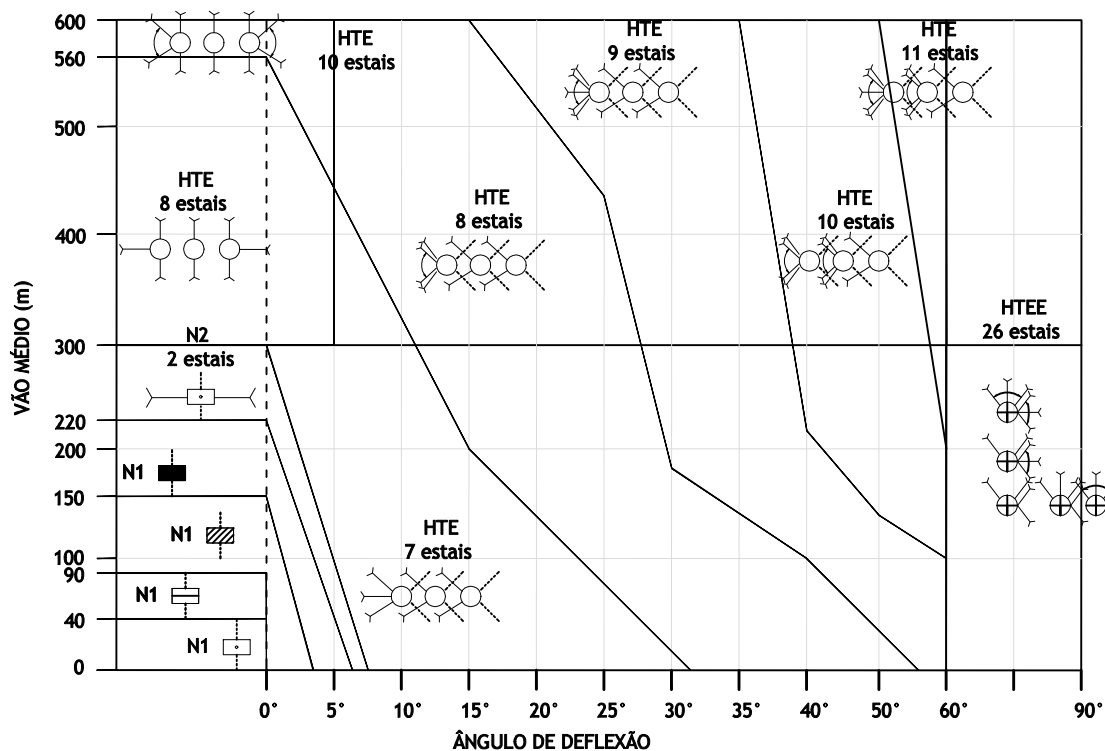


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.39	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 336,4 MCM (170 mm²) CAA - Regiões I, II e III.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 336,4 MCM (170 mm²) CAA - Regiões I, II e III.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

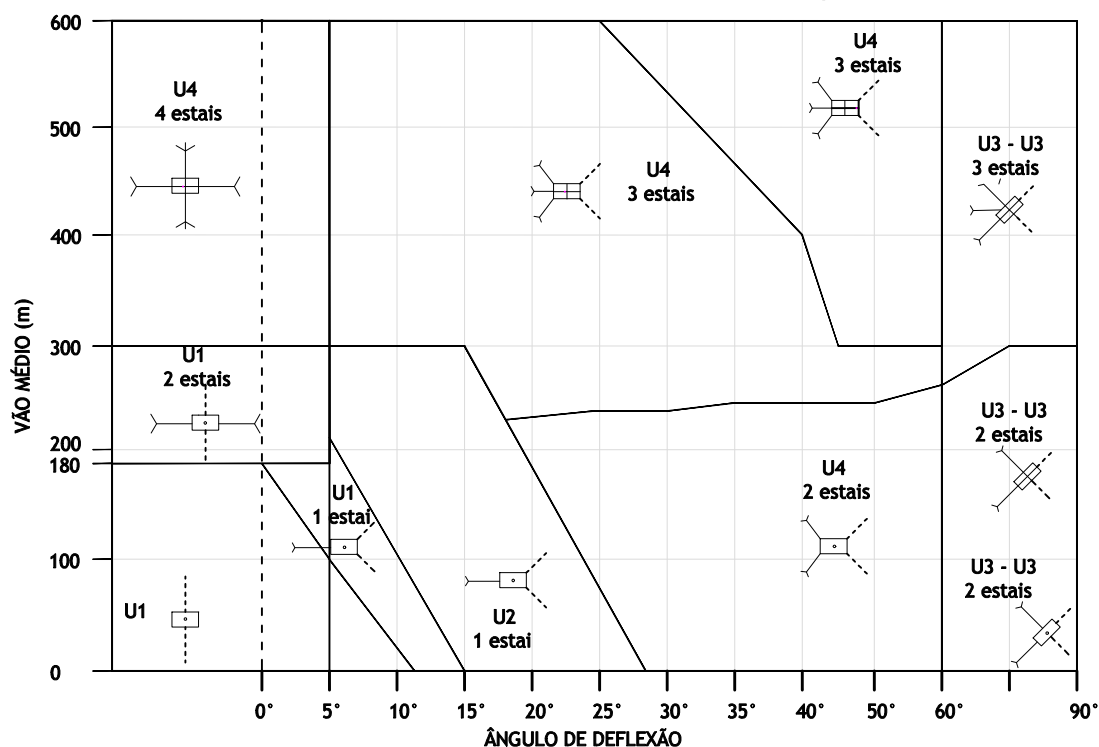
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CABO CONDUTOR CAA # 336,4 MCM - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

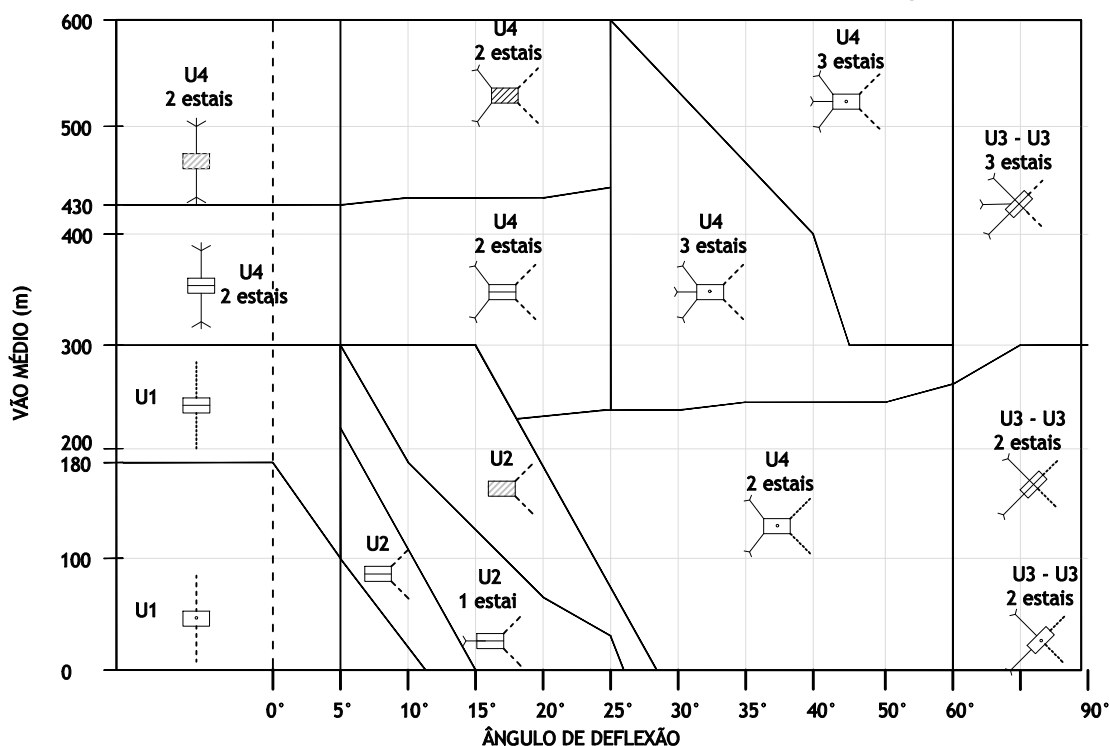


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.04	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 2 AWG CAA - Regiões IV e V.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões IV e V.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

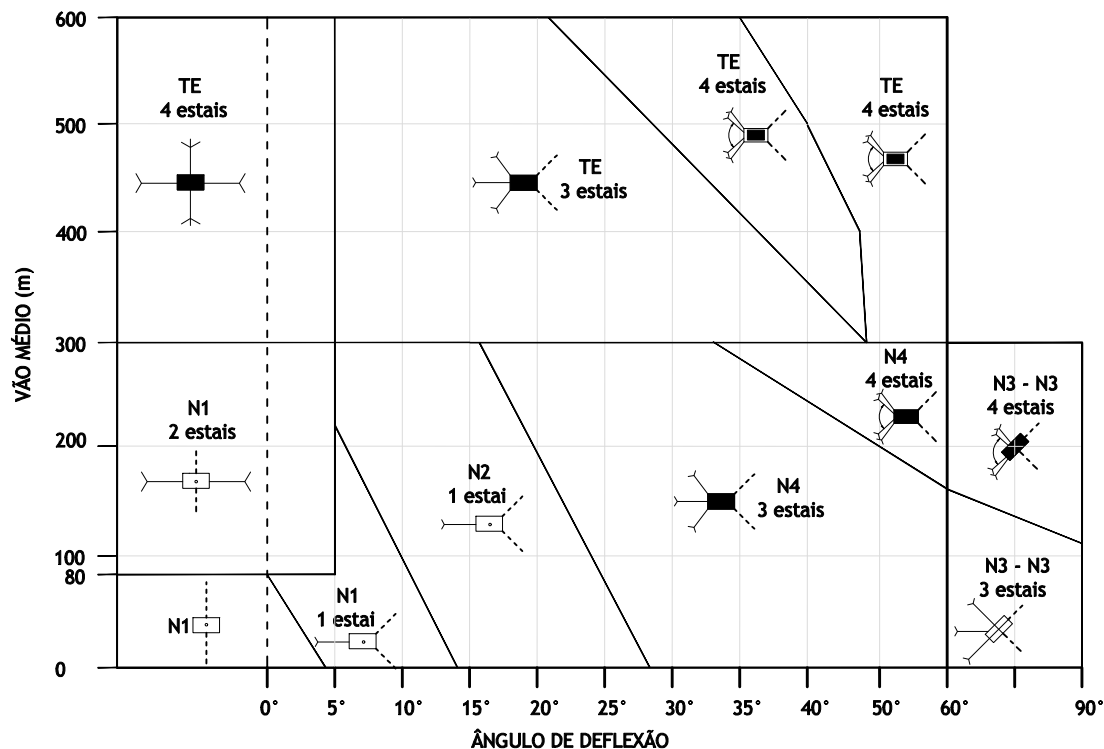
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS MONOFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 2 AWG - ESTRUTURAS DE CONTRIMENTO MÍNIMO 11 METROS.

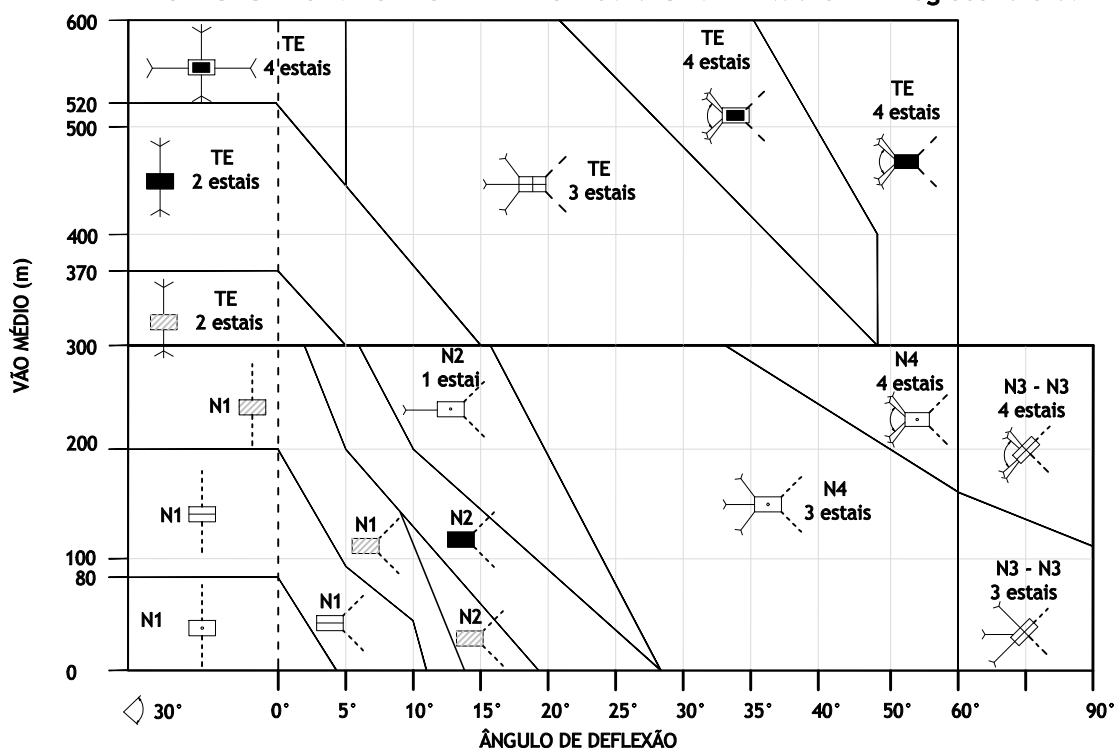


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho N° NDU007.06	Escala S/ESCALA
Substitui Des. N° N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões IV e V.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 2AWG CAA - Regiões IV e V.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

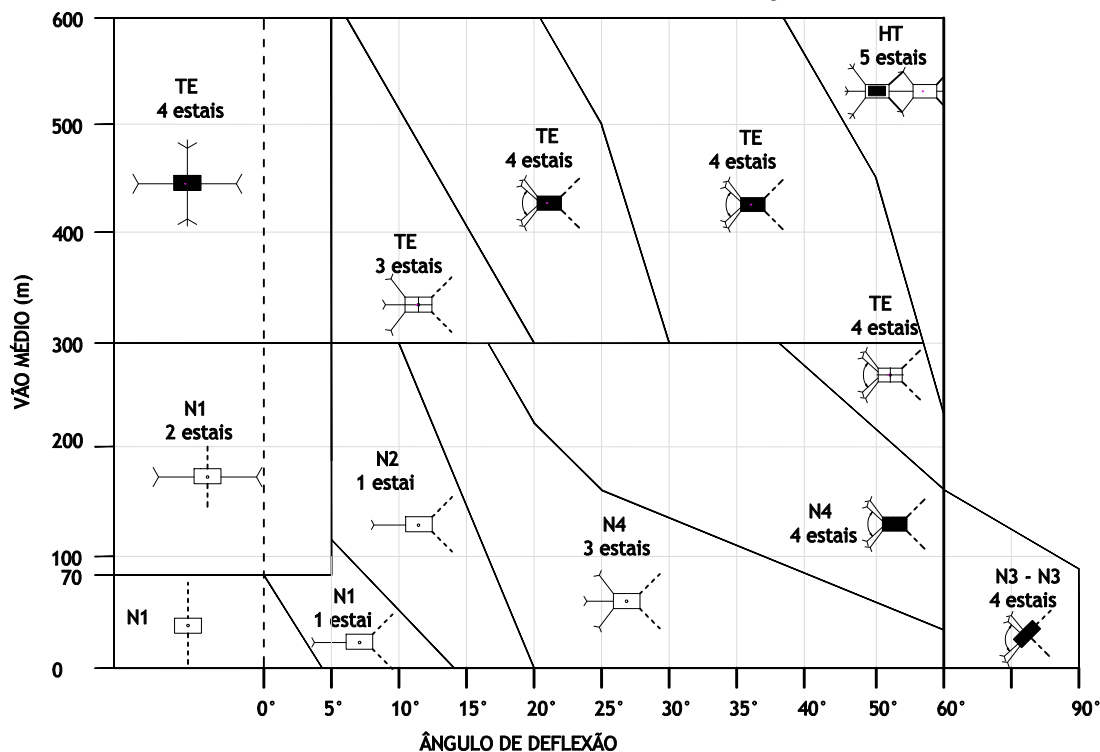
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 2 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

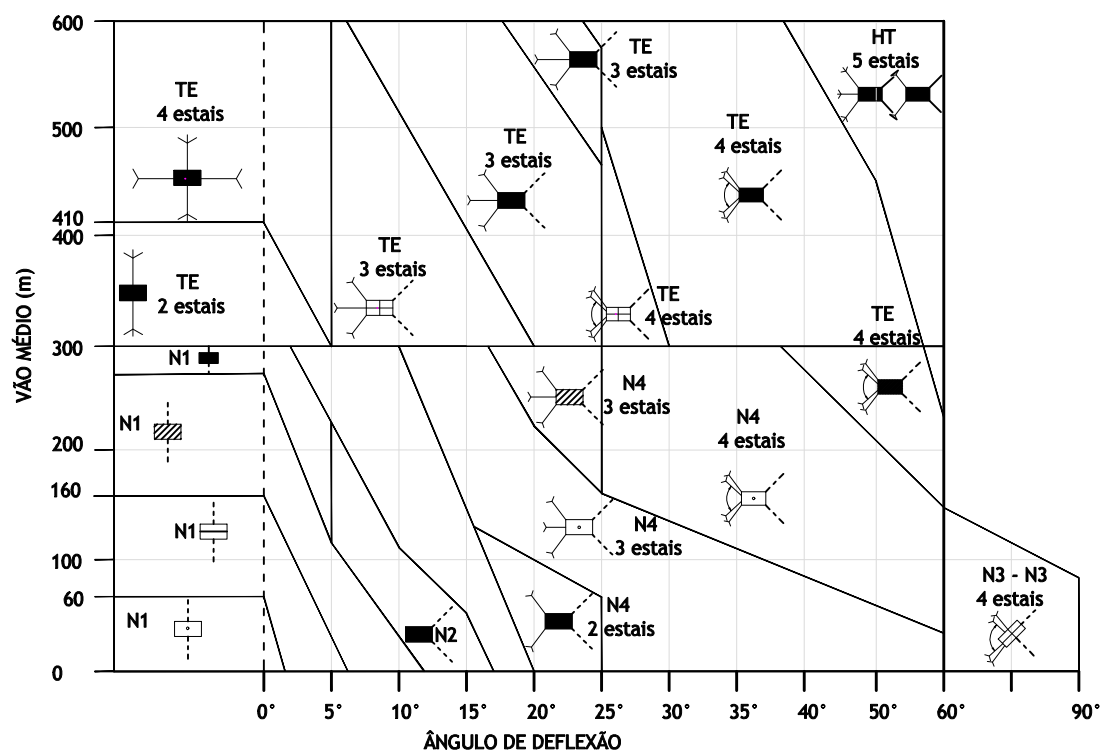


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.07	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA CONDUTOR 1/0 AWG CAA - Regiões IV e V.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 1/0 AWG CAA - Regiões IV e V.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

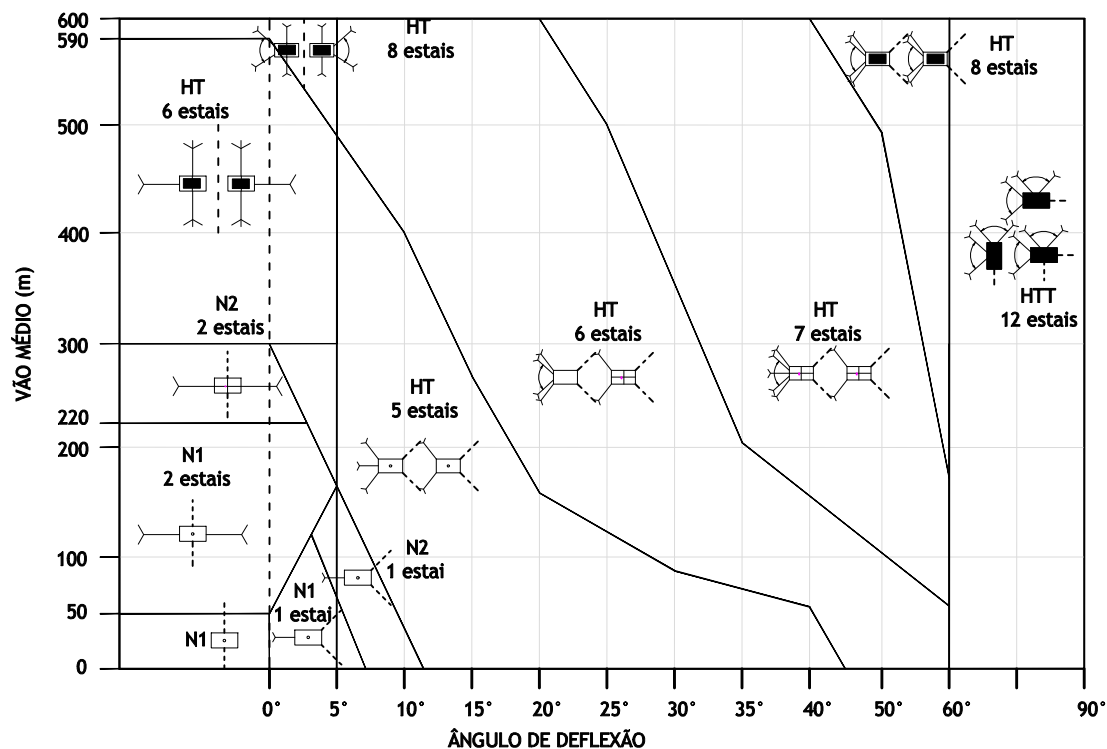
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONTÍNUO CABO CONDUTOR CAA # 1/0 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

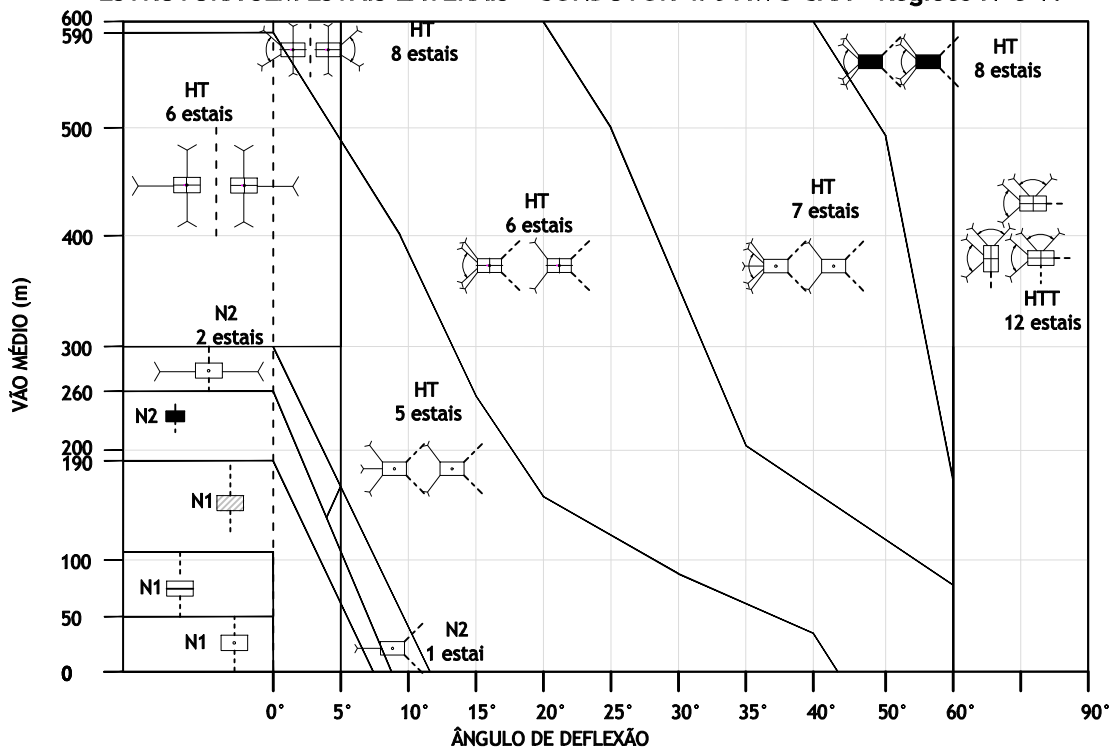


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.08	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX	Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01	

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 4/0 AWG CAA - Regiões IV e V.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 4/0 AWG CAA - Regiões IV e V.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

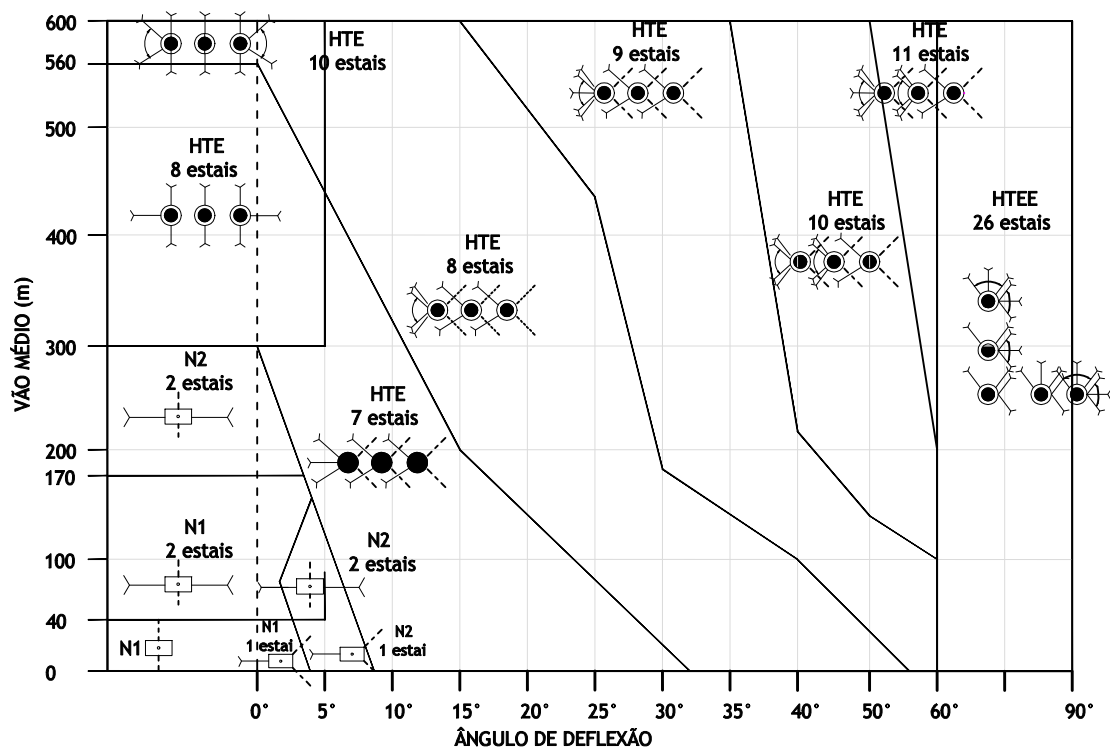
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CONDUTOR CAA # 4/0 AWG - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

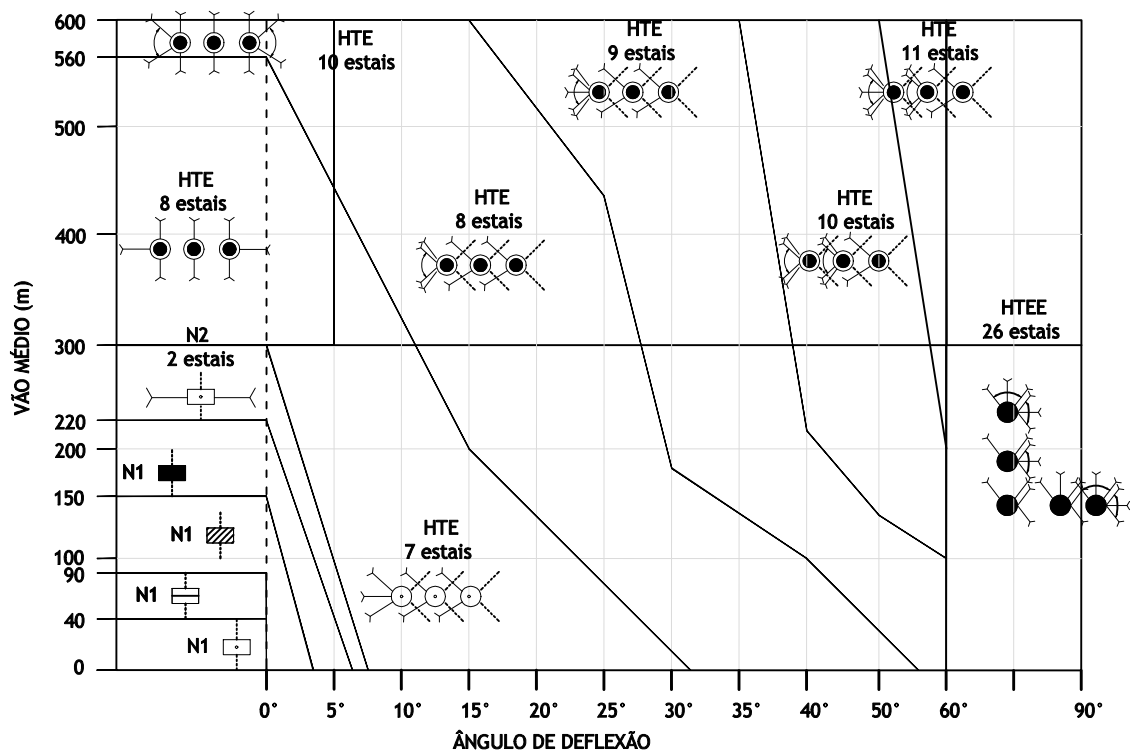


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.09	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

ESTRUTURA ESTAIADA - CONDUTOR 336,4 MCM (170 mm²) CAA - Regiões IV e V.



ESTRUTURA SEM ESTAIS LATERAIS - CONDUTOR 336,4 MCM (170 mm²) CAA - Regiões IV e V.



Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
	Poste Básico de 300 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 600 daN
	Poste Básico de 600 daN		Poste de 600 daN Com Engast. - 450 daN
	Poste de 300 daN Com Engast. - 300 daN		Poste de 1000 daN

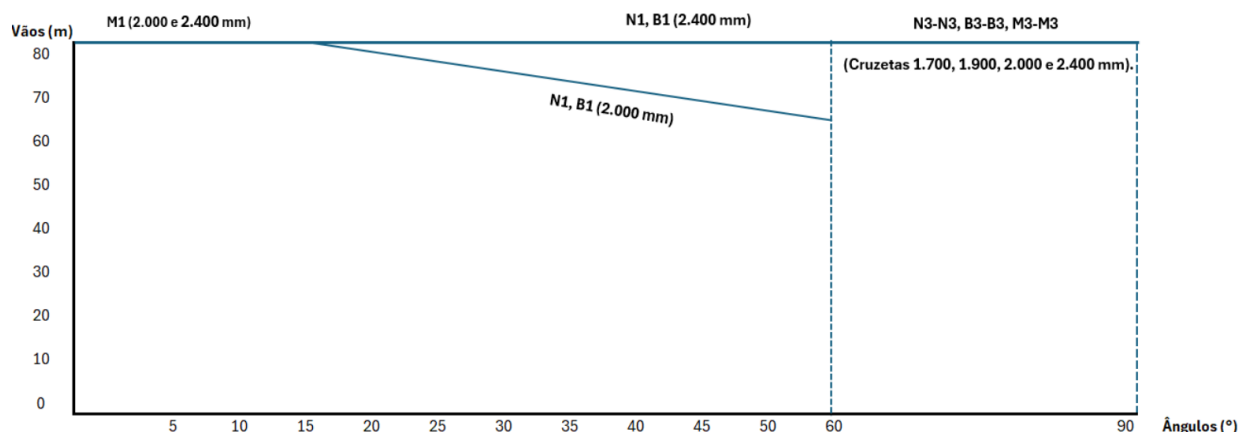
A Distribuidora local do Grupo Energisa deverá ser previamente consultada quando da necessidade da aplicação dos estais em estruturas.

GRÁFICO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS TRIFÁSICAS + NEUTRO CABO CONDUTOR CAA # 336,4 MCM - ESTRUTURA DE COMPRIMENTO MÍNIMO DE 11 METROS

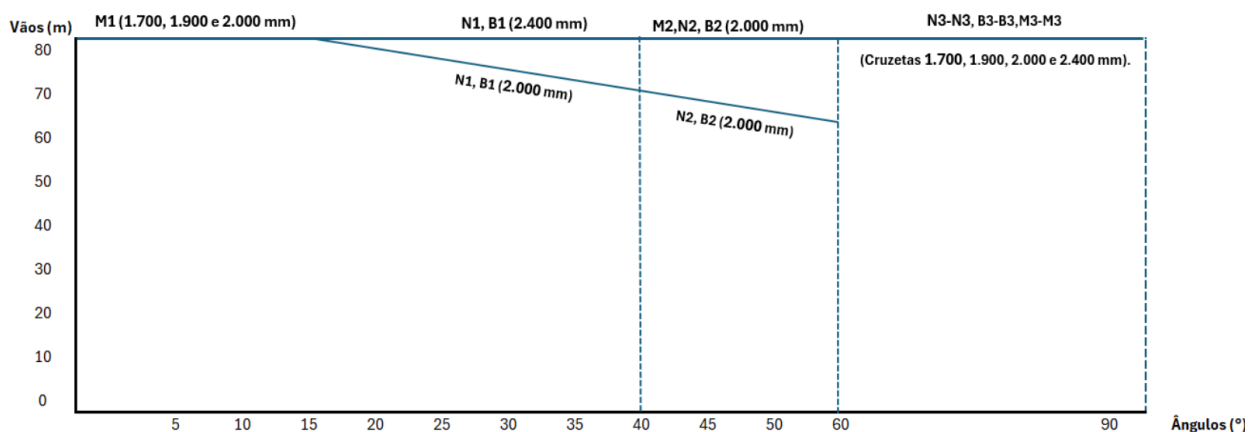


Editado Por ENERGISA	01	10	2025	De Acordo CNPQ				Desenho Nº NDU007.10	Escala S/ESCALA
Substitui Des. Nº N/A				Documento NDU-007	Pag. Doc. XX/XX		Revisão 1.0	Unidade m	Folha 01/01

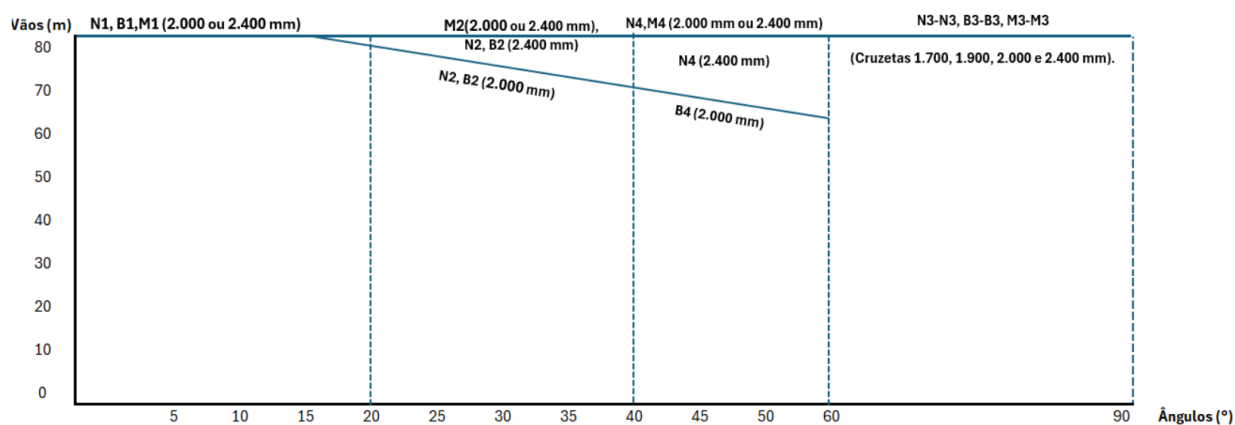
Rede Aérea de Distribuição de 15 KV - Cabo 4 AWG e 2 AWG.



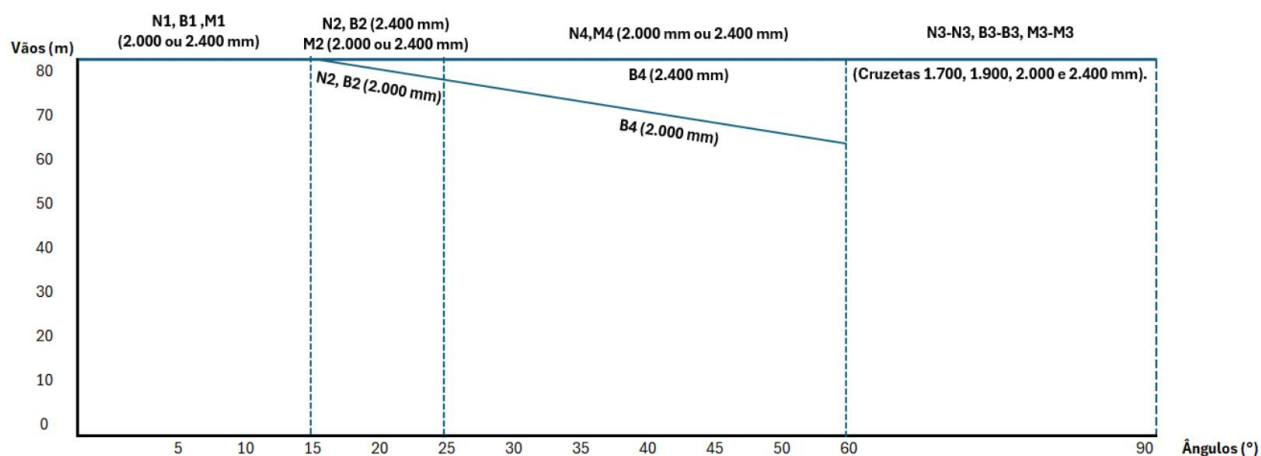
Rede Aérea de Distribuição de 15 KV - Cabo 1/0 AWG.



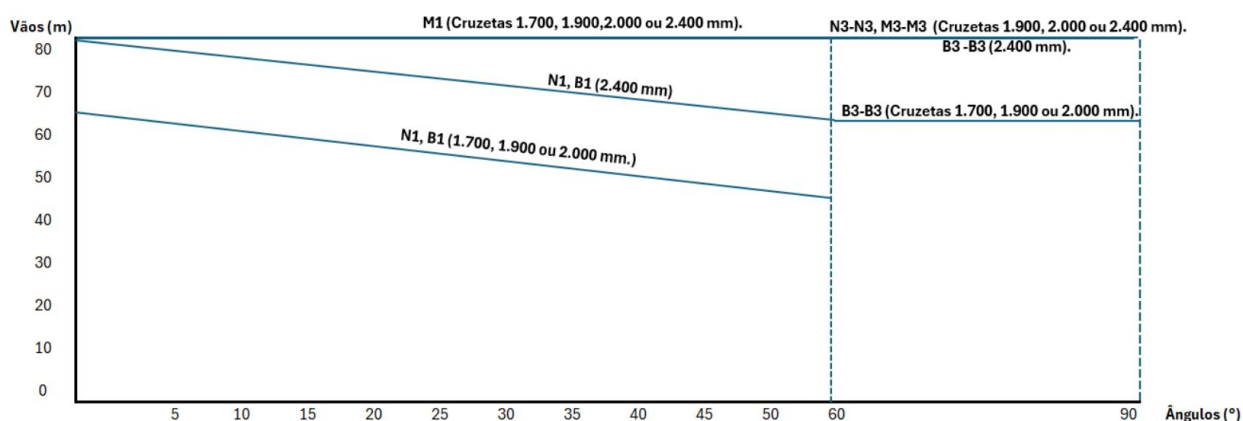
Rede Aérea de Distribuição de 15 KV - Cabo 4/0 AWG.



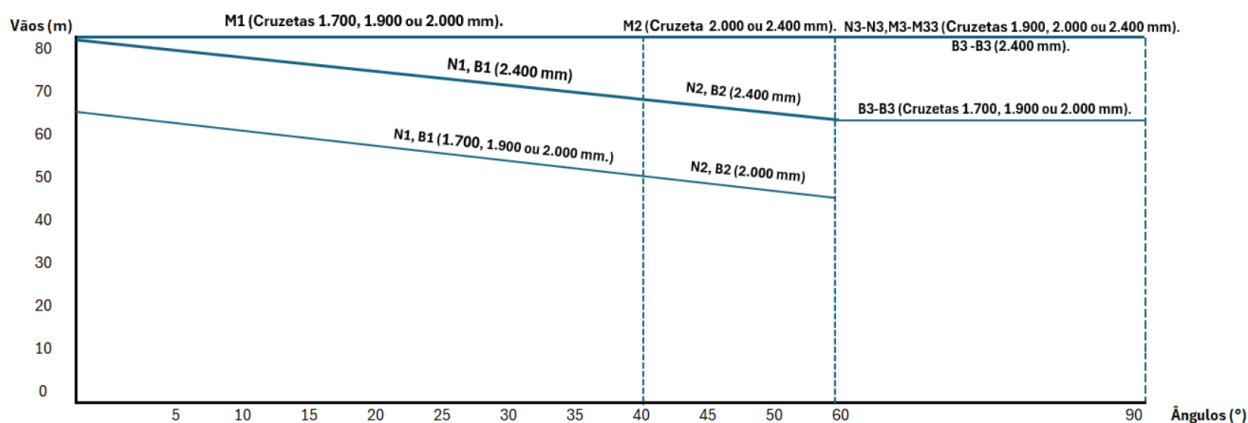
Rede Aérea de Distribuição de 15 KV - Cabo 336,4 MCM.



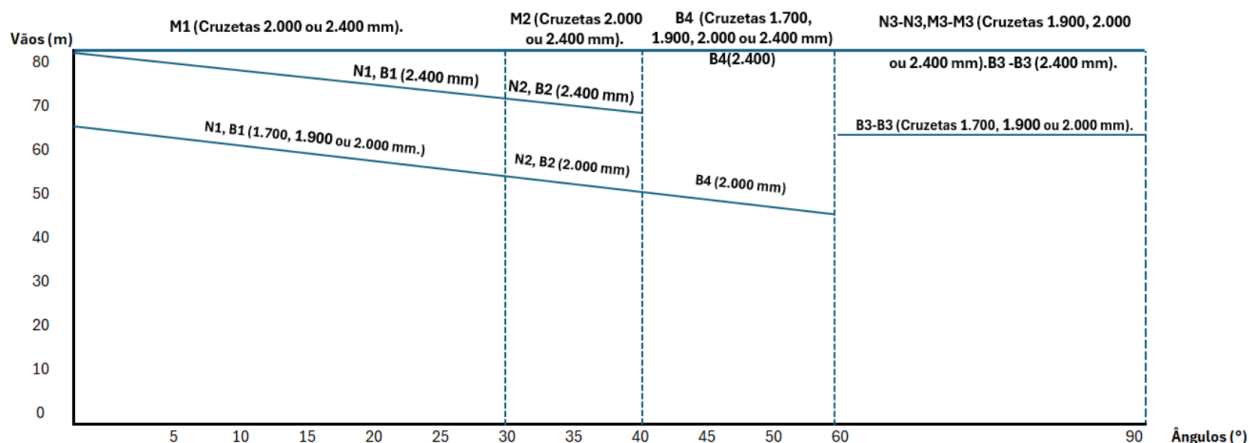
Rede Aérea de Distribuição de 24,2 KV - Cabo 4 AWG e 2 AWG.



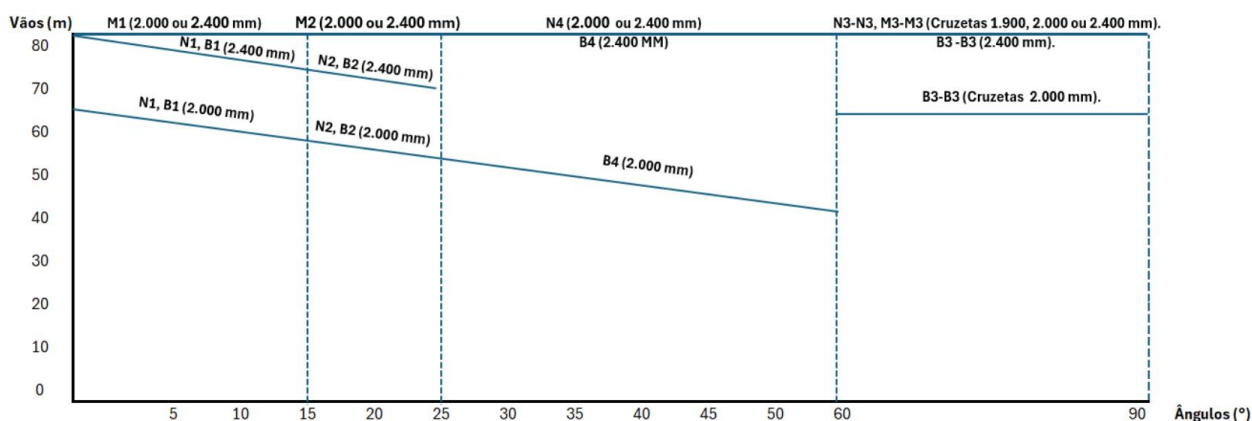
Rede Aérea de Distribuição de 24,2 KV - Cabo 1/0 AWG.



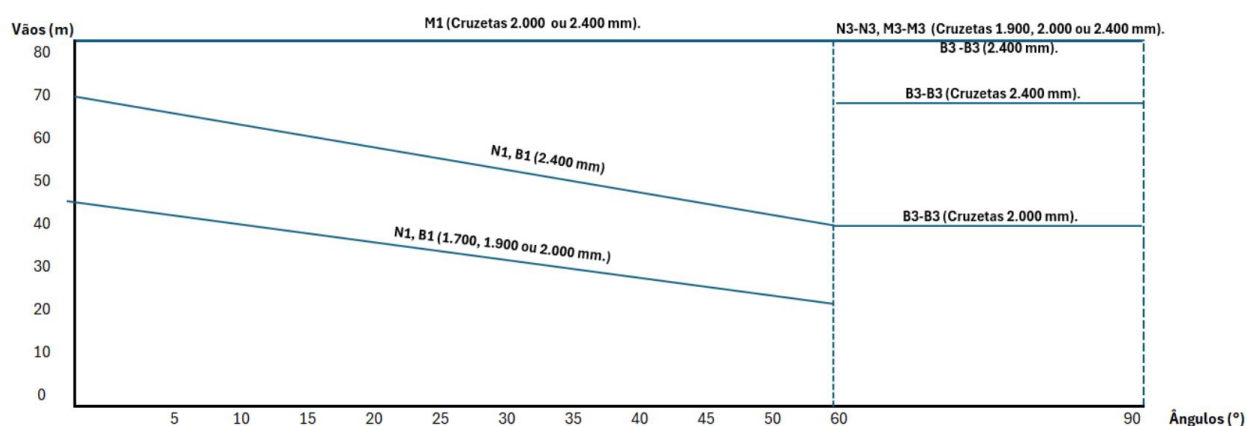
Rede Aérea de Distribuição de 24,2 KV - Cabo 4/0 AWG.



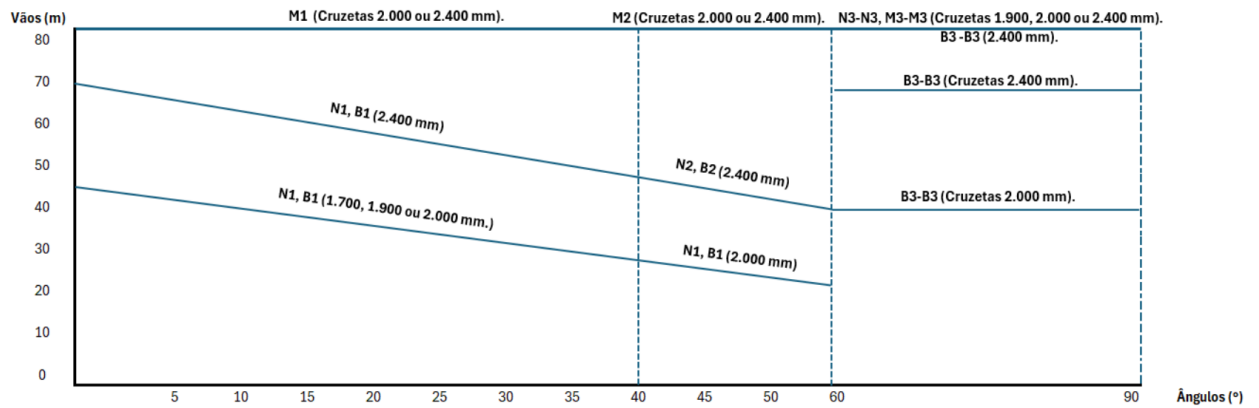
Rede Aérea de Distribuição de 24,2 KV - Cabo 336,4 MCM.



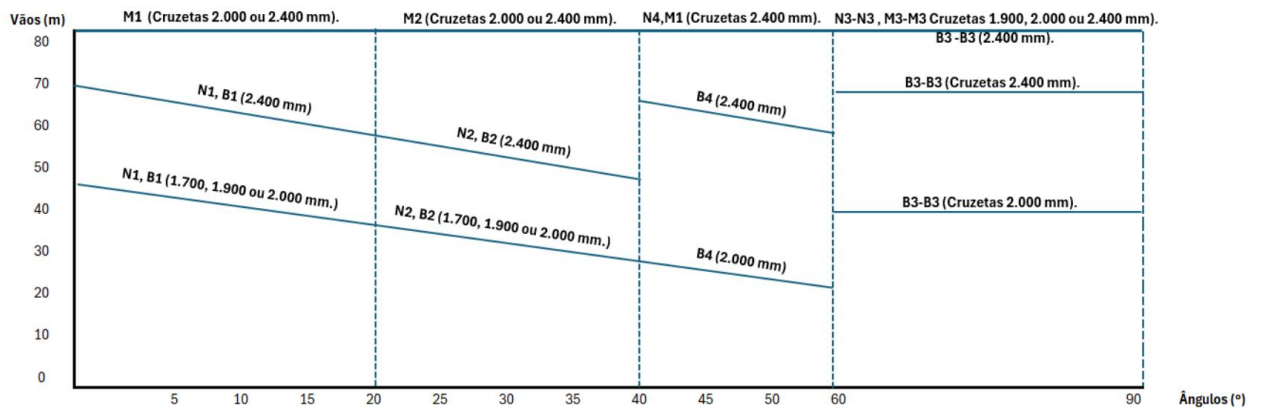
Rede Aérea de Distribuição de 36,2 KV - Cabo 4 AWG e 2 AWG.



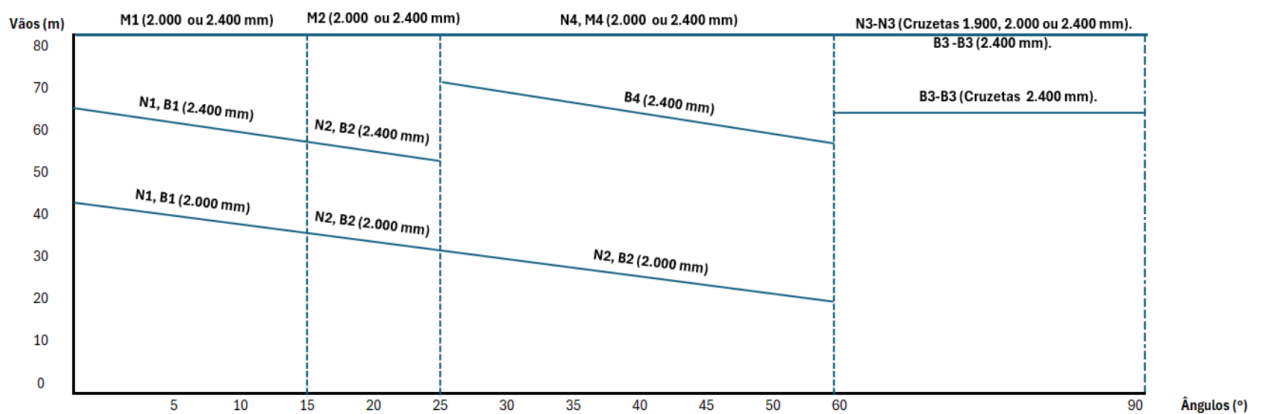
Rede Aérea de Distribuição de 36,2 KV - Cabo 1/0 AWG.



Rede Aérea de Distribuição de 36,2 KV - Cabo 4/0 AWG.



Rede Aérea de Distribuição de 36,2 KV - Cabo 336 MCM.

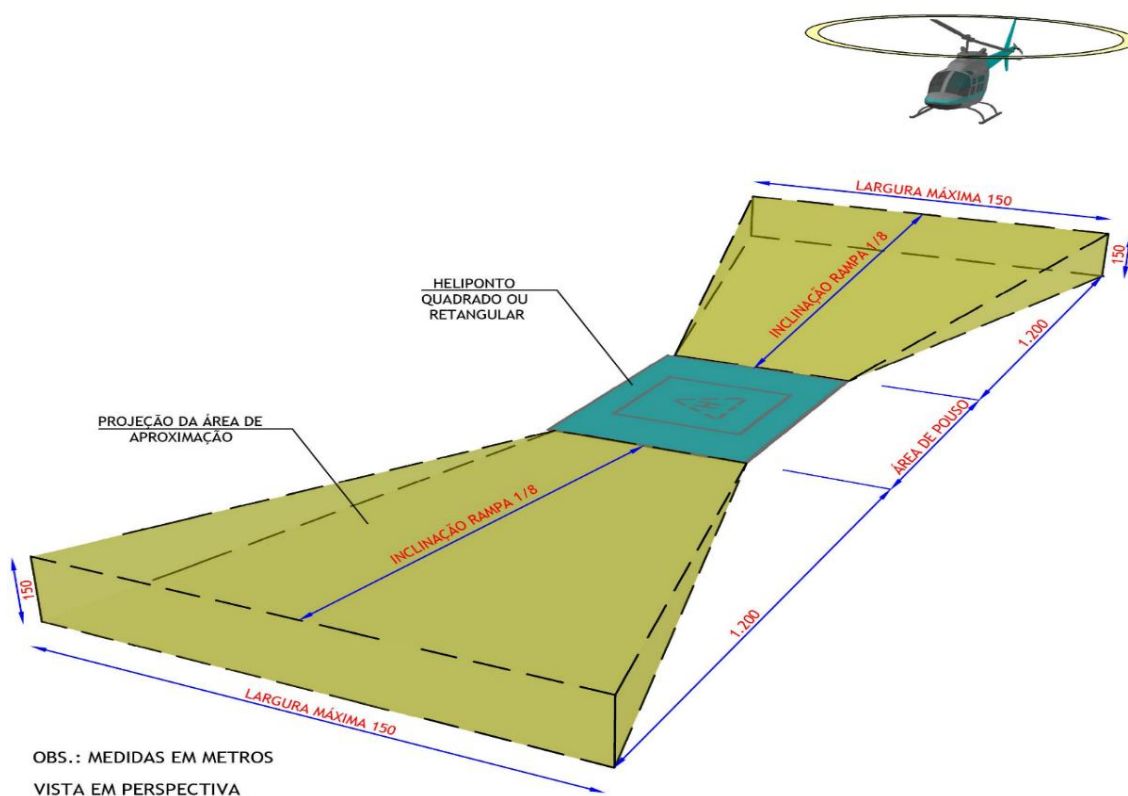


ANEXO F. Cálculo de Distância de Segurança Aeródromos Heliponto Correlacionado a Rede Aérea de Distribuição.

O cálculo entre rede elétrica de distribuição aérea e aeródromo ou heliponto em área rural deverá ser calculado obedecendo a seguinte metodologia a seguir:

1. Definição da Inclinação da Rampa

Obter a informação da inclinação da rampa que no desenho a seguir é um 1/8, entretendo essa informação poderá apresentar valores variáveis de cordo com classe do aeródromo ou heliponto definido pelo órgão de aviação competente.



2. Determinação da Altura Útil da Estrutura ou Rede de Distribuição Localizada.

A altura útil é determinada subtraindo o comprimento do poste do seu engastamento essa informação poderá ser obtida segundo tabela abaixo:

Tabela XXX. Comprimento total versus útil do poste de distribuição.

Comprimento Total do Poste (m)	Comprimento Útil do Poste (m)
9,0	7,50
10,0	8,40
11,0	9,30
12,0	10,20
13,0	11,10
14,0	12,0

3. Definição da Distância de Segurança a Rede de Distribuição.

Supondo que a rede de distribuição aérea seja composta por estruturas de 11 metros e que a inclinação da rampa seja 1/8, teríamos uma distância de segurança de:

$$\text{Inclinação}_{\text{Rampa}} = \frac{\text{Comprimento Útil das Estruturas/Poste}}{\text{Distância de Segurança Rede Elétrica/Aeródromo}}$$

$$\frac{1}{8} = \frac{9,30}{\text{Distância de Segurança Rede Elétrica/Aeródromo}}$$

Distância de segurança rede elétrica/Aeródromo $\approx$ 74,40 metros com relação a cabeceira da pista.

- **Base Normativa Aplicável**

As redes aéreas de distribuição próximas a aeródromos devem atender aos seguintes requisitos:

Norma	Escopo
RBAC nº 154 (ANAC)	Zonas de proteção de aeródromos
Portaria DECEA nº 42/2021	Áreas de proteção e superfícies limitadoras
MMA-RBAC 154-001	Manual de Métodos Aceitáveis
ABNT NBR 5422	Redes aéreas de distribuição - distâncias de segurança
IEC 61024	Proteção contra descargas atmosféricas

- **Zonas de Proteção de Aeródromos**

A ANAC define superfícies limitadoras que determinam as alturas máximas permitidas para obstáculos nas proximidades de aeródromos:

1. **Superfície Horizontal Interna**

- Raio: 2.000 m a 4.000 m do ponto de referência do aeródromo.
- Altura máxima: 45 m acima da elevação do aeródromo.

2. **Superfície Cônica**

- Extensão: até 6.000 m do limite da superfície horizontal.
- Declividade: 5% (1:20).
- Cálculo da altura máxima:

$$H_{\text{máxima}} = h_{\text{referência}} + 45 + 0,05 \times d$$

Onde:

- $H_{\text{máxima}}$ = altura máxima permitida (m).

- $h_{\text{referência}}$ = elevação de referência do aeródromo (m).
- d = distância além da superfície horizontal (m).

3. Superfície de Aproximação

- Extensão: 3.000 m a 15.000 m da cabeceira.

Declividade: 2% a 3,33% conforme categoria do aeródromo.

- Cálculo:

$$h_{\text{máx}} = h_{\text{THR}} + 0,02 \times d$$

Onde:

- h_{THR} = elevação da cabeceira (m).
- d = distância da cabeceira (m).

4. Superfície de Decolagem

- Extensão: 1.800 m a 15.000 m.
- Declividade: 2% a 5%.

5. Critérios de Afastamento para Redes Aéreas

Distâncias Mínimas Horizontais, conforme ABNT NBR 5422 e RBAC 154:

Zona	Distância Mínima da Pista	Observações
Área de segurança de pista	150 m	Proibido qualquer obstáculo fixo
Área lateral	77 m	Altura máxima: 7,5 m
Zona de transição	Variável	Declividade lateral de 14,3% a 20%
Área de aproximação	60 m a 300 m	Conforme código de pista (1 a 4)

Cálculo da Altura Máxima da Rede aérea de distribuição

Para uma rede aérea de distribuição localizada a uma distância (d) da cabeceira:

$$H_{rede} = h_{THR} + (d \times \tan \alpha) - h_{cond}$$

Onde:

- H rede = altura máxima do condutor (m).
- h THR = elevação da cabeceira (m).
- d = distância horizontal da cabeceira (m).
- α = ângulo da superfície de aproximação (2% = 1,15°, 3,33% = 1,91°).
- h cond = flecha máxima do condutor (m).

Exemplo Prático de Cálculo

Dados do aeródromo:

- Elevação de referência: 850 m.
- Cabeceira: 852 m.
- Pista código 4 (comprimento ≥ 1.800 m).
- Superfície de aproximação: declividade 2%.
- Rede de distribuição proposta:
- Distância da cabeceira: 2.500 m.
- Tensão: 13,8 kV.
- Flecha máxima: 2,5 m.

- Poste de concreto: 12 m.

Cálculo:

1. Altura máxima permitida pela superfície de aproximação:

$$h_{máx} = 852 + (0,02 \times 2.500) = 852 + 50 = 902 \text{ m (elevação)}$$

2. Altura máxima do topo do poste:

$$H_{topo} = 902 - 850 = 52 \text{ m acima do terreno}$$

3. Altura máxima do condutor (considerando flecha):

$$H_{condutor} = 52 - 2,5 = 49,5 \text{ m}$$

4. Verificação do poste de 12 m:

$$12 \text{ m} < 49,5 \text{ m} \rightarrow \text{APROVADO}$$

Afastamento Mínimo Lateral

Para redes paralelas à pista, a ABNT NBR 5422 estabelece:

$$D_{min} = 77 + \frac{H_{rede} - 7,5}{\tan \beta}$$

Onde:

- D min = distância mínima lateral (m)
- H rede = altura da rede (m)
- β = ângulo da superfície de transição ($14,3\% = 8,14^\circ$)

Exemplo:

- Altura da rede: 15 m.
- Ângulo de transição: 8,14°.

$$D_{min} = 77 + \frac{15 - 7,5}{\tan (8,14^{\circ})} = 77 + \frac{7,5}{0,143} = 77 + 52,4 = 129,4 \text{ m}$$

NOTAS:

- I. A zona de aproximação pode exigir que obstáculos como redes aéreas elétricas em média tensão que estejam fora de um cone de proteção que começa na cabeceira e se estende por centenas de metros, com inclinação de 2% a 5%. Para tanto deve ser consultada e observado os seguintes critérios a seguir:

A distância mínima depende de:

- Tipo de aeródromo (civil, militar, privado).
 - Classe da pista (comprimento, uso por aeronaves de grande porte ou não)
 - Altura da rede elétrica e sua localização em relação ao eixo da pista
 - Zonas de proteção de aeródromos, definidas pela ICA 10-7 da ANAC e pela Portaria nº 957/GC3 do Comando da Aeronáutica.
- II. Os cálculos acima são válidos mediante a consulta aos órgãos competentes da aeronáutica as informações de inclinação da pista necessárias para a aplicação da dinâmica de cálculo apresenta neste ANEXO F.

ANEXO G. Aplicação de Espaçadores

Nas situações de existência de rede de Distribuição de Baixa Tensão esteja localizada nas áreas próximas a campo de futebol, árvores, em cruzamentos de rodovias ou próxima a locais com presença de pássaros, ventos fortes ou noutras situações que venham a promover a aproximação dos condutores das fases causando curto-circuito mono, bi ou trifásicos.



Figura 01. Pássaros na Rede de Distribuição de Secundária.

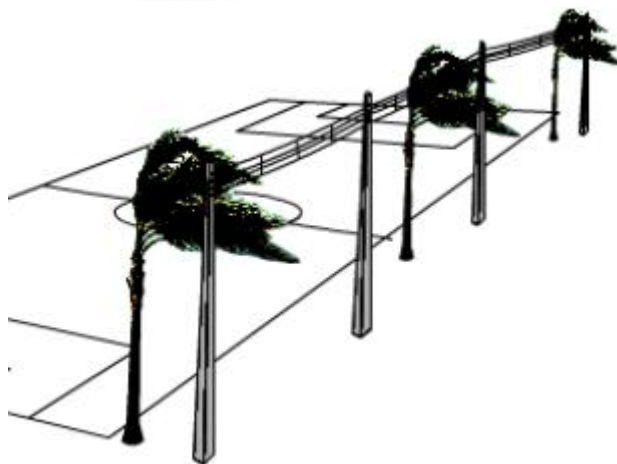


Figura 02. Rede de Distribuição nas proximidades de campos de futebol, árvores ou regiões com ventos.

Quando necessário à instalação de espaçadores em Linhas de Distribuição de Média Tensão, devem ser instalados no mínimo 4 (quatro) por vão, atendendo os seguintes afastamentos:

- a) 3 (três) metros, no máximo, entre o poste e o espaçador mais próximo;
- b) 10 (dez) metros, no máximo, entre espaçadores. Os espaçadores devem ser instalados em pares para cada ponto da Rede de Distribuição de Média Tensão, conforme Figura 03.



Figura 03. Rede de Distribuição nas proximidades de campos de futebol, árvores ou regiões com ventos.

Os espaçadores instalados em rede de distribuição devem ser conforme espaçador para 5 (cinco) vias



Podem ser instalados espaçadores nas redes de Distribuição de Média Tensão com condutores nus nas seguintes situações:

- a) saída de alimentador com alto nível de curto-circuito;
- b) saída de alimentador em circuito duplo;
- c) cruzamento de rodovias;
- d) locais com fortes ventos;
- e) locais com presença de pássaros.

