

Estudo de Impacto Ambiental - EIA

LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2
LT 230kV Itá - Xanxerê e
Subestações Associadas

6. CARACTERIZAÇÃO DO
EMPREENDIMENTO

Revisão 00



Fevereiro
2020



SOLUÇÕES AMBIENTAIS INOVADORAS

Sumário

6. CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO.....	5
6.1 Identificação e localização do empreendimento	6
6.2 Custo total e órgão financiador	7
6.3 Objetivos e justificativas.....	8
6.4 Descrição técnica do projeto	14
6.4.1 Linhas de transmissão	14
6.4.1.1 Definição da largura da faixa de servidão das LTs.....	15
6.4.1.2 Estruturas das torres e dimensionamento.....	17
6.4.1.3 Distância mínima entre cabos e solos e distâncias mínimas entre cabos e obstáculos naturais ou construídos	22
6.4.1.4 Fundações	23
6.4.1.5 Bases.....	27
6.4.1.6 Sistema de aterramento.....	27
6.4.1.7 Alçamento das torres e tipos de estruturas a serem utilizadas em fragmentos florestais.....	32
6.4.1.8 Suportabilidade contra descargas atmosféricas	33
6.4.1.9 Fontes de distúrbios e interferências.....	33
6.4.1.10 Compartilhamento de faixas de servidão	35
6.4.1.11 Restrições ao uso da faixa de servidão	35
6.4.1.12 Interferência das LTs com faixas de servidão, rodovias, ferrovias, gasodutos, pivôs centrais e aeródromos.	36
6.4.1.13 Áreas de Preservação Permanente e Reserva Legal	37
6.4.2 Subestações de energia	38
6.4.2.1 SE Pinhalzinho 2	38
6.4.2.2 SE Xanxerê.....	42
6.4.2.3 SE Itá.....	44

Lista de Figuras

Figura 6.1. Localização da LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2, LT 230kV Itá - Xanxerê e Subestações Associadas.	7
Figura 6.2. Sistema elétrico de atendimento à região Oeste de Santa Catarina – Horizonte até 2023. Fonte: ONS, 2018. Legenda: traçados contínuos: linhas existentes; traçados pontilhados: linhas planejadas; traçados vermelhos: 500kV; traçados verdes: 230kV.	9
Figura 6.3. Diagrama esquemático da rede básica. Fonte: EPE, 2017	12
Figura 6.4. Diagrama esquemático da rede de distribuição. Fonte: EPE, 2017.....	13
Figura 6.5. Esquema da faixa de servidão administrativa.	17
Figura 6.6. Silhueta da torre estaiada de suspensão, tipo IPXEL, à esquerda, e da torre autoportante de suspensão leve, tipo IPXSL à direita.	19
Figura 6.7. À esquerda, silhueta da torre autoportante de suspensão pesada, tipo IPXSP e, à direita, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha, tipo IPXA1.....	20
Figura 6.8. À esquerda, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha, tipo IPXA2 e, à direita, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha e ancoragem fim de linha, tipo IPXAT.	21
Figura 6.9. À esquerda, fundação tipo tubulão com base alargada – torres autoportantes de suspensão e ancoragem e, à direita, fundação tipo tubulão revestido – torres autoportantes de suspensão.	24
Figura 6.10. À esquerda, fundação tipo sapata – torres autoportantes e, à direita, fundação para mastro central de torres estaiadas.....	25
Figura 6.11. Fundação para ancoragem de estais em torres estaiadas	26
Figura 6.12. Configuração do sistema de aterramento proposto para estruturas autoportantes.	28
Figura 6.13. Configuração do sistema de aterramento proposto para estruturas estaiadas. Fonte: Projeto Básico – Sistema de Aterramento (I.G. Transmissão e Distribuição, 2019 -Revisão 23.08.2019).....	29
Figura 6.14. Resistividade do solo e resistência dos aterramentos.	30
Figura 6.15. Limite da área energizada da SE Pinhalzinho 2 e indicação das poligonais onde serão feitas as atividades de ampliação previstas em projeto.....	41
Figura 6.16. Limite da área energizada da SE Xanxerê e indicação das poligonais onde serão feitas as atividades de ampliação previstas em projeto.	43

Lista de Quadros

Quadro 6.1. Orçamento previsto para implantação do empreendimento.....	8
Quadro 6.2. Descrição das Alternativas avaliadas para o sistema elétrico que supre a região Oeste do estado de Santa Catarina.	10
Quadro 6.3. Resumo das características técnicas das linhas de transmissão.....	14
Quadro 6.4. Séries de estruturas – Tipos e Aplicações.	18
Quadro 6.5. Distância mínima de segurança entre cabos e obstáculos naturais e/ou construídos.....	22
Quadro 6.6. Identificação das fundações de acordo com tipo de estrutura e tipificação do solo.	27
Quadro 6.7. Coordenadas planas (Projeção Universal Transversa de Mercator – Datum Horizontal: Sirgas 2000 Fuso 22) dos vértices da área total da SE Pinhalzinho 2.	38
Quadro 6.8. Equipamentos que serão utilizados na SE Pinhalzinho 2.....	41
Quadro 6.9. Coordenadas planas (Projeção Universal Transversa de Mercator – Datum Horizontal: Sirgas 2000 Fuso 22) dos vértices do polígono da SE Xanxerê.	42
Quadro 6.10. Equipamentos que serão utilizados na SE Xanxerê.....	44



6. CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

6.1 IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

O presente Capítulo tem por objetivo detalhar as informações gerais do empreendimento sobre o qual refere-se este EIA, constituído pelas futuras Linhas de Transmissão (LT) 230kV Itá - Pinhalzinho 2 e LT 230kV Itá - Xanxerê e as ampliações nas subestações de Xanxerê e Pinhalzinho 2, e apresentar os dados básicos do projeto, resguardado o nível de detalhe inerente à fase de planejamento do empreendimento.

Conforme apresentado no Capítulo 2 (Identificação), a LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2, LT 230kV Itá - Xanxerê e as Subestações Associadas estão previstas para serem implantadas na Região Sul, interceptando um total de 11 municípios do Oeste do estado de Santa Catarina, os quais podem ser visualizados na Figura 6.1 e em maiores detalhes no Mapa 6.1, no Caderno de Mapas.

A LT 230kV Itá - Xanxerê possui 52,79km de extensão, sendo o seu ponto de saída a Subestação Itá, localizada no município de Itá, coordenada plana 360.672,99m (E) e 6.982.765,70 (S) e o seu ponto de chegada a Subestação Xanxerê, localizada no município de Xanxerê, na coordenada 361.566,18 m (E) e 7.028.005,22 (S). Essa diretriz intercepta os municípios de Itá, Seara, Xavantina e Xanxerê, todos no estado de Santa Catarina.

Já a LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2 foi projetada com 101,33km de extensão. O ponto de saída dessa LT é na Subestação Itá, e se dá na coordenada plana 360.644,19m (E) e 6.982.757,30m (S), enquanto o ponto de chegada é na Subestação Pinhalzinho 2, localizada no município de Pinhalzinho, se dá na coordenada plana 298.872,33m (E) e 7.031.515,03m (S). Essa diretriz intercepta os municípios de Itá, Seara, Xavantina, Arvoredo, Xaxim, Cordilheira Alta, Coronel Freitas, Águas Frias, União do Oeste e Pinhalzinho.

Para ambas as subestações integrantes do empreendimento, a saber SE Xanxerê e SE Pinhalzinho 2, prevê-se apenas sua ampliação de modo a viabilizar a conexão das novas LTs às estruturas já existentes. Essa ampliação se dará na forma da instalação de módulos de entrada de linha na tensão de 230kV. Ambas as SEs já estão em operação, sendo a SE Xanxerê de responsabilidade de empresa Eletrosul e a SE Pinhalzinho 2 da empresa Fronteira Oeste Transmissora de Energia.

A ampliação prevista na SE Itá 230kV não é objeto deste EIA, apesar de ser parte integrante do Lote 5 do Leilão nº 004/2018 da ANEEL, mas está sendo licenciada por meio de processo individual no IMA, registrado sob código DIV/17173/CAU.

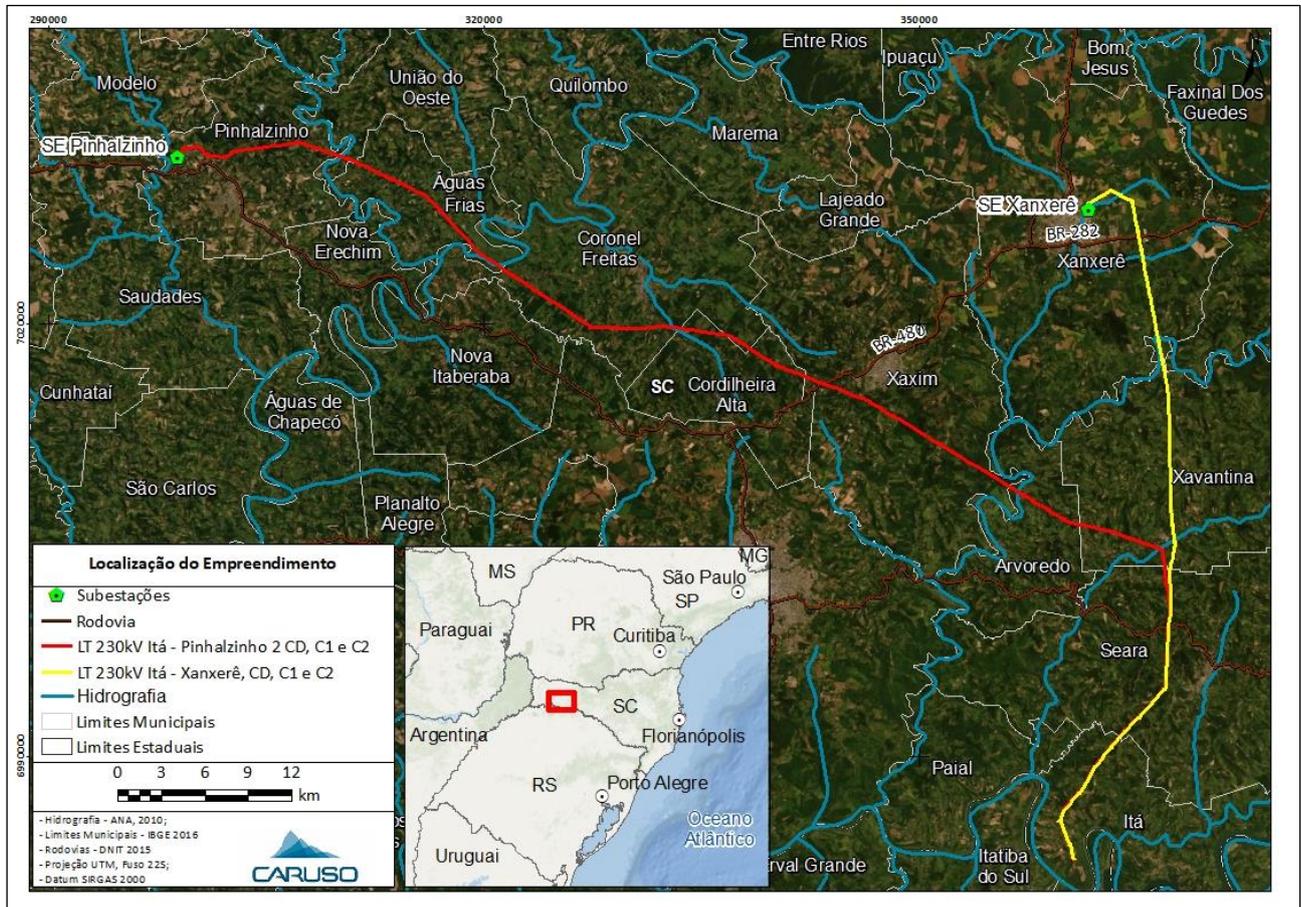


Figura 6.1. Localização da LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2, LT 230kV Itá - Xanxerê e Subestações Associadas.

6.2 CUSTO TOTAL E ÓRGÃO FINANCIADOR

O custo total estimado para a implantação do empreendimento é de R\$ 191.477.102,31 (cento e noventa e um milhões, quatrocentos e setenta e sete mil, cento e dois reais e trinta e um centavos), sendo que desse montante o total de R\$75.061.614,19 (setenta e cinco milhões, sessenta e um mil, seiscentos e quatorze reais e dezenove centavos) são estimados para a implantação da LT 230kV Itá - Xanxerê e ampliação da SE Xanxerê, enquanto R\$ 116.415.488,12 (cento e dezesseis milhões, quatrocentos e quinze mil, quatrocentos e oitenta e oito reais e doze centavos) são estimados para a LT 230kV Itá – Pinhalzinho 2 e ampliação da SE Pinhalzinho 2, conforme Quadro 6.1. A estimativa é que 30% desse valor seja proveniente de recursos próprios, enquanto 70% seja oriundo de recursos de terceiros, por meio de debêntures e financiamento.

Quadro 6.1. Orçamento previsto para implantação do empreendimento.

Estruturas	Orçamento (R\$)
Implantação da LT 230kV Itá - Xanxerê (contemplando a ampliação da SE Xanxerê)	75.061.614,19
Implantação da LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2 (contemplando a ampliação da SE Pinhalzinho 2)	116.415.488,12
TOTAL	191.477.102,31

6.3 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVAS

As Linhas de Transmissão (LT) e Subestações de Energia (SE) compõem as instalações básicas do serviço público de transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. O sistema de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica no Brasil está interligado, ou seja, independentemente da região do país onde a energia é gerada, caso uma região necessite de energia, esta pode ser transmitida e distribuída até o local.

O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, os quais estão todos interligados entre si, a fim de propiciar um melhor aproveitamento da capacidade produtiva de cada região abrangida por eles, a partir dos excedentes de energia elétrica, promovendo o equilíbrio e abastecimento a partir da demanda das diferentes regiões.

Para melhor compreensão e conhecimento tanto da produção energética, quanto da avaliação das demandas de uso e aproveitamento de energia, tem-se uma divisão para cada estado. Santa Catarina, por exemplo, é dividida em quatro regiões geoeletricas: Leste, Planalto Norte, Sul e Oeste. A região Oeste do estado, por sua vez, pode ser dividida em duas sub-regiões, o Extremo Oeste, cujas demandas são supridas pela SE 230/138kV Xanxerê (4x150 MVA) e a SE 230/138kV Foz do Chapecó (3x50 MVA), e a sub-região do Meio Oeste, atendida pela SE 525/230/138kV Campos Novos (3x672 MVA – 525/230kV e 3x150 MVA – 230/138kV) e a SE 230/138kV Videira (3x150 MVA). Ambas as SEs são alimentadas em 230, 138 e 69kV (EPE, 2017). A Figura 6.2 demonstra o sistema elétrico dessa região.

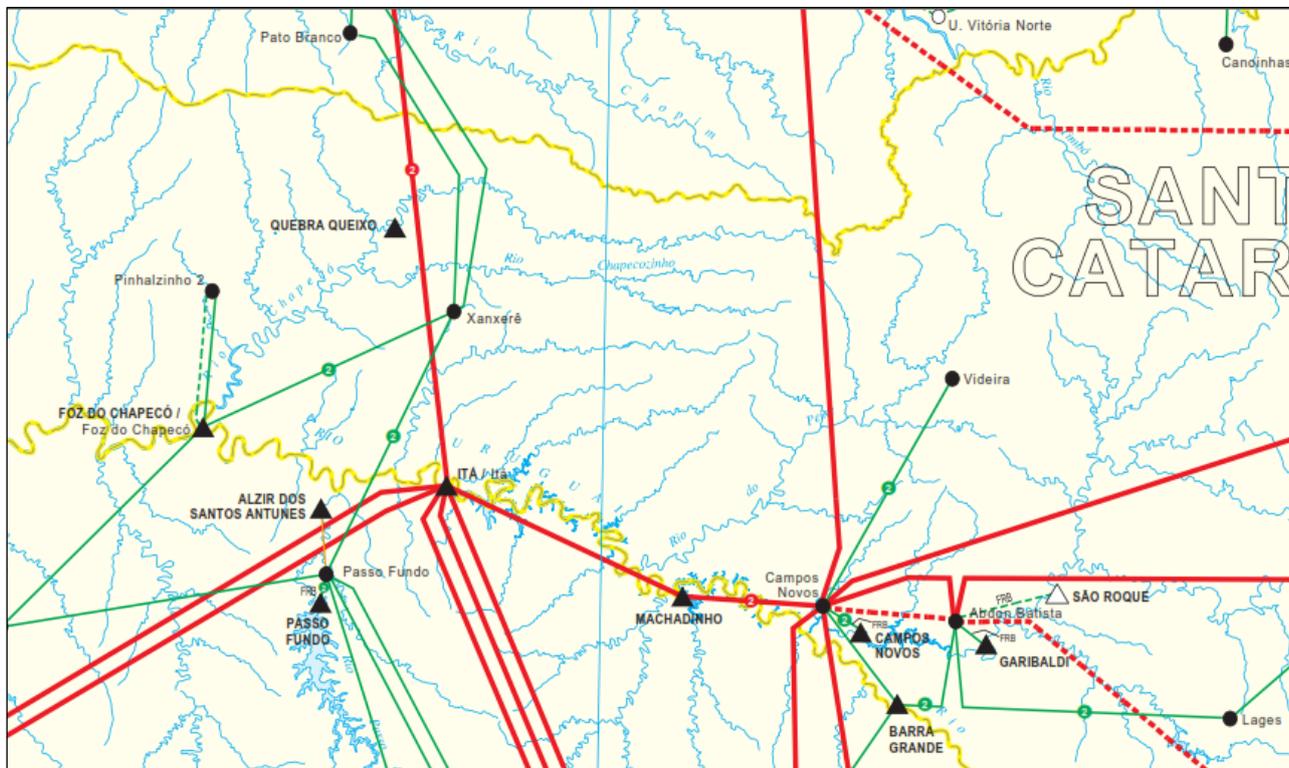


Figura 6.2. Sistema elétrico de atendimento à região Oeste de Santa Catarina – Horizonte até 2023. Fonte: ONS, 2018. Legenda: traçados contínuos: linhas existentes; traçados pontilhados: linhas planejadas; traçados vermelhos: 500kV; traçados verdes: 230kV.

Apesar da implantação de reforços sistêmicos que visam a expansão expressiva do sistema elétrico de Santa Catarina, agregando capacidade de transmissão à malha existente e aumento significativo da confiabilidade no estado, a malha de 230kV e a rede de distribuição de alta tensão responsável pelo atendimento da região Oeste, ainda deverão apresentar restrições elétricas, conforme indicam os estudos (EPE, 2017). Tal adversidade origina-se, substancialmente, do crescimento do mercado específico dessa região.

Diante deste cenário e considerando o horizonte de 2020-2030, foi elaborado “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região Oeste” (EPE, 2017), onde seis alternativas foram vislumbradas para a expansão do sistema elétrico que atende a região Oeste do estado com o objetivo de contemplar os seguintes itens:

- Eliminação das violações de tensão e fluxo nas instalações de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e rede de distribuição.
- Dimensionamento das instalações de transmissão, de fronteira e de distribuição, para garantir o atendimento adequado ao crescimento do mercado da região.

O Quadro 6.2 apresenta o resumo das alternativas de transmissão vislumbradas para o enriquecimento do sistema elétrico que supre a região Oeste do estado de Santa Catarina, sendo cada qual composta por obras comuns e específicas.

Quadro 6.2. Descrição das Alternativas avaliadas para o sistema elétrico que supre a região Oeste do estado de Santa Catarina.

Identificação das Alternativas	Obras comuns a todas as Alternativas	Obras previstas em cada uma das alternativas
Alternativa 1A	<ul style="list-style-type: none"> Ampliação da transformação 230/138kV das fronteiras Foz do Chapecó, Pinhalzinho 2 e Videira. LT 230kV Abdon Batista – Barra Grande, C3. 	<ul style="list-style-type: none"> Nova SE 525/230kV Quilombo e conexões: seccionamento da LT 525kV Itá – Salto Santiago, C1 e C2 (CS); LT 230kV Quilombo – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Quilombo – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Nova SE 230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 230kV Foz do Chapecó – Xanxerê, C1 e C2 (CD). LT 230kV Videira – Abdon Batista, C1 e C2 (CD).
Alternativa 2A		<ul style="list-style-type: none"> Nova SE 525/230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 525kV Itá – Salto Santiago, C1 e C2 (CS); LT 230kV Chapecoense – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Chapecoense – Xanxerê, C1 e C2 (CD). LT 230kV Videira – Abdon Batista, C1 e C2 (CD).
Alternativa 3A		<ul style="list-style-type: none"> Novo pátio de 230kV na SE 525kV Itá (existente) e conexões: remanejamento dos reatores de linha da LT 525kV Itá – Santo Ângelo, C1 e C2 (CS) no terminal de Itá; LT 230kV Itá – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Itá – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Nova SE 230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 230kV Foz do Chapecó – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Nova LT 230kV Videira – Abdon Batista, C1 e C2 (CD).
Alternativa 1B		<ul style="list-style-type: none"> Nova SE 525/230kV Quilombo e conexões: seccionamento da LT 525kV Itá – Salto Santiago, C1 e C2 (CS); LT 230kV Quilombo – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Quilombo – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Nova SE 230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 230kV Foz do Chapecó – Xanxerê, C1 e C2 (CD). LT 230kV Videira – União da Vitória Norte, C1 e C2 (CD).
Alternativa 2B		<ul style="list-style-type: none"> Nova SE 525/230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 525kV Itá – Salto Santiago, C1 e C2 (CS); LT 230kV Chapecoense – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Chapecoense – Xanxerê, C1 e C2 (CD). LT 230kV Videira – União da Vitória Norte, C1 e C2 (CD).
Alternativa 3B		<ul style="list-style-type: none"> Novo pátio de 230kV na SE 525kV Itá (existente) e conexões: remanejamento dos reatores de linha da LT 525kV Itá – Santo Ângelo, C1 e C2 (CS) no terminal de Itá; LT 230kV Itá – Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD); LT 230kV Itá – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Nova SE 230/138kV Chapecoense e conexões: seccionamento da LT 230kV Foz do Chapecó – Xanxerê, C1 e C2 (CD). Chapecó – Xanxerê, C1 e C2 (CD). LT 230kV Videira – União da Vitória Norte, C1 e C2 (CD).

Fonte das informações: EPE, 2017.



Das alternativas avaliadas, o estudo da EPE (2017), demonstrou que todas as alternativas poderiam trazer ganhos e eliminar os problemas de regime permanente identificados durante o diagnóstico do sistema elétrico da região, todavia, do ponto de vista técnico-econômico, a Alternativa 3A foi aquela que apresentou maiores benefícios para a sociedade, tendo sido, por esse motivo, essa a alternativa recomendada pelo estudo para ser executada, pois permite solucionar, de forma mais robusta, até o ano 2030, os problemas existentes na região Oeste do estado de Santa Catarina.

A Figura 6.3 e a Figura 6.4 apresentam o diagrama esquemático da rede básica e da rede de distribuição, da alternativa 3 A, selecionada pelo “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado de Santa Catarina: Região Oeste” (EPE, 2017).

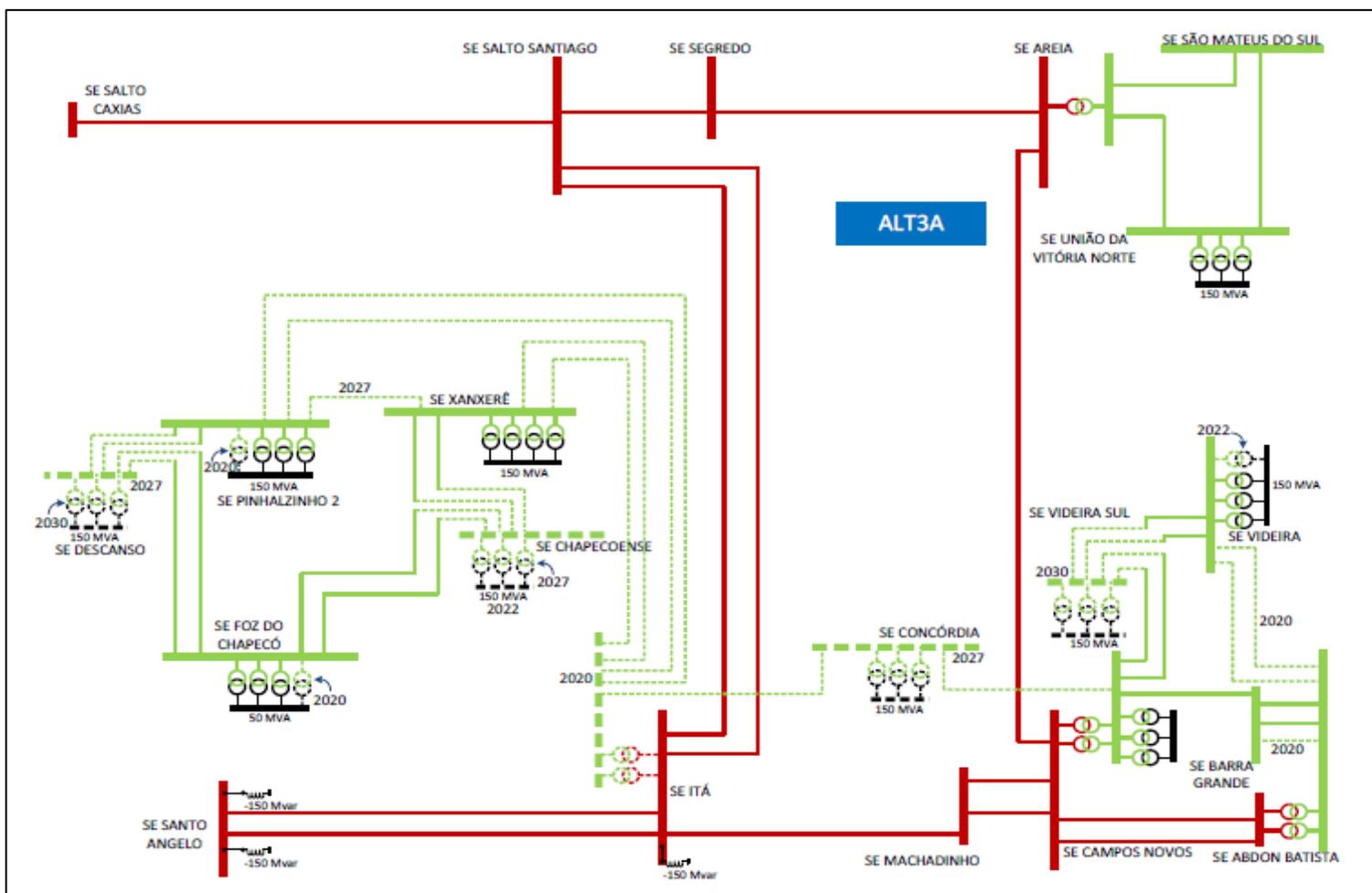


Figura 6.3. Diagrama esquemático da rede básica. Fonte: EPE, 2017

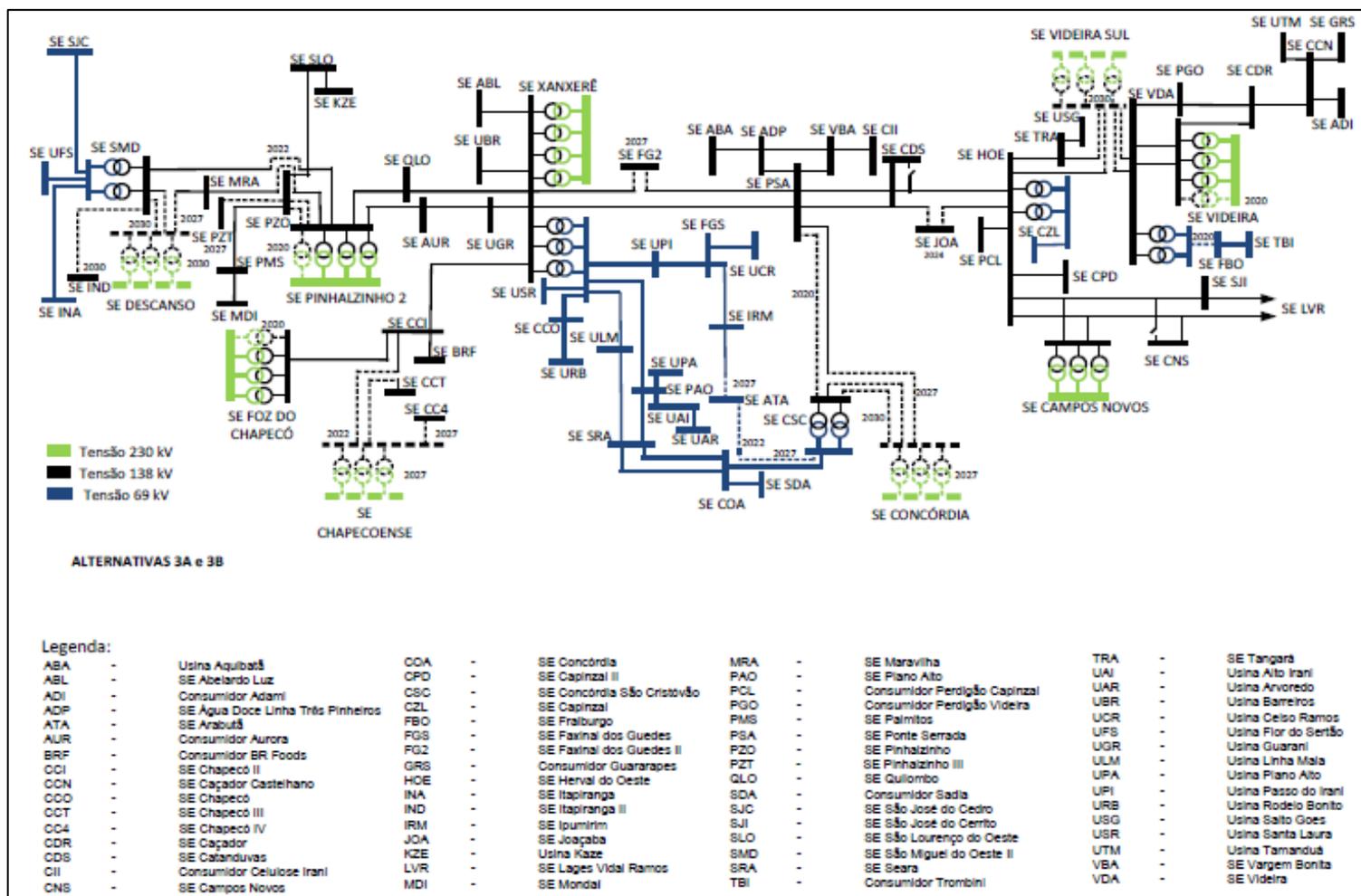


Figura 6.4. Diagrama esquemático da rede de distribuição. Fonte: EPE, 2017.

A Alternativa 3 A contempla os empreendimentos objeto desse estudo: LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2; LT 230kV Itá - Xanxerê e Subestações Associadas. A sua instalação justifica-se, pois agregará capacidade de transmissão à malha existente e aumentará significativamente a confiabilidade do sistema elétrico no estado de Santa Catarina, sobretudo na região Oeste.

6.4 DESCRIÇÃO TÉCNICA DO PROJETO

Para atendimento da demanda de distribuição energética na região do Oeste Catarinense, serão instaladas duas Linhas de Transmissão de Energia, a LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2, interligando as subestações de Itá e Pinhalzinho e LT 230kV Itá - Xanxerê, interligando as subestações de Itá e Xanxerê. As subestações deverão ser adequadas para viabilizar a ligação das respectivas linhas de transmissão, à exceção da SE Itá, cuja ampliação é licenciada em processo específico.

6.4.1 LINHAS DE TRANSMISSÃO

As características das linhas de transmissão que compõem o empreendimento são apresentadas de forma resumida no Quadro 6.3, sendo as suas características técnicas detalhadas na sequência de apresentação desse capítulo. As coordenadas planas desses vértices são apresentadas no Capítulo2 (Identificação), item 2.4 (Identificação e Localização do Empreendimento), sendo os vértices inicial e final correspondentes aos pontos de entrada e origem da LT nas SEs homônimas.

Quadro 6.3. Resumo das características técnicas das linhas de transmissão.

Característica	LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2	LT 230kV Itá - Xanxerê
Local	10 municípios	4 municípios
Extensão total da diretriz preferencial	101,33km	52,79km
Proprietário	CPFL Transmissão Sul I S.A.	CPFL Transmissão Sul I S.A.
Situação referente ao licenciamento ambiental	Solicitação da LP	Solicitação da LP
Tensão nominal	230kV	230kV
Largura total da faixa de servidão	40m (em alguns pontos pode chegar a 40,5m)	40m (em alguns pontos pode chegar a 40,5m)
Área da faixa de servidão administrativa	Aproximadamente 405,32ha	Aproximadamente 211,16ha
Nº de circuitos	Circuito Duplo (CD) – C1 e C2	Circuito Duplo (CD) – C1 e C2
Número de vértices da diretriz preferencial	33	20
Nº estimado de torres	203	106
Distância média entre vãos	500m	500m
Tipos de Torres	Autoportantes e estaiadas	Autoportantes e estaiadas
Altura média das torres	De 13,5 a 51m (autoportantes) e 21 a 39 m (estaiadas)	De 13,5 a 51m (autoportantes) e 21 a 39 m (estaiadas)

6.4.1.1 Definição da largura da faixa de servidão das LTs

A faixa de servidão corresponde a um corredor de largura pré-definida, cujo centro é definido pela diretriz do traçado da linha de transmissão a que se refere, onde são aplicáveis restrições de uso por razões de segurança e confiabilidade do sistema elétrico. Esta faixa corresponde à área na qual deve ser instituída a servidão administrativa por utilidade pública, a ser declarada pela ANEEL conforme autoridade delegada pela Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

A norma brasileira NBR 5422:1985 – Projeto para linhas de transmissão de energia elétrica – especifica as condições básicas para o projeto de linhas áreas de transmissão com tensão máxima, valor eficaz fase-fase, acima de 138kV e não superiores a 800kV, de modo a garantir níveis mínimos de segurança e limitar perturbações em instalações próximas.

A faixa de servidão de uma linha de transmissão é determinada considerando os critérios de balanço de cabos de forma que não venham a se tocar entre si e não atinjam obstáculos vizinhos, colocando em risco a segurança da linha e dos obstáculos. Conforme o Anexo 6.A, para o empreendimento em questão, a largura da faixa foi verificada considerando um período de retorno de 50 anos para a determinação da velocidade dos ventos e do ângulo de balanço dos cabos e cadeias correspondente (critério mecânico). Quando a utilização de torres estaiadas, como no presente caso, pode exigir um acréscimo na largura da faixa, pelo menos na área de atuação das torres. Além disto, devem-se conferir os efeitos elétricos que a linha possa vir a causar no meio ambiente, ou seja, Campos Elétrico e Magnético (CEM), Ruído Audível (RA) e Rádio Interferência (RI).

- Campo elétrico: No interior da faixa, o campo elétrico máximo será de 3,941 kV/m, enquanto no limite da faixa será de 0,224 kV/m.
- Campo magnético: No interior da faixa, o campo magnético máximo será de 128,6881 μ t, enquanto no limite da faixa será de 70,5606 μ t.
- Ruído audível: o valor do Ruído Audível no limite da faixa de segurança, quando estiver submetida à tensão máxima operativa, deve ser, no máximo, igual a 58 dB em condições de chuva fina.
- Rádio interferência: A relação sinal/ruído no limite da faixa de segurança, quando a LT estiver submetida à tensão máxima operativa, deve ser, no mínimo, igual a 24 dB, para 50% do período de 1 (um) ano.

- Admitindo-se cerca de 10% de tempo chuvoso ou com condutor molhado, haverá um acréscimo para a condição de 50% de todos os tempos da ordem de, no máximo, 1,5 dB no nível de ruído. Sendo assim, o nível de rádio interferência será de 38,39 dB.

Pelo exposto e demonstrado no Anexo 6.A, foi considerada uma faixa de servidão de 40m (Figura 6.5), sendo possível e necessário que em algumas situações específicas, seja considerada uma faixa de 40,5m. Conforme validação pelos cálculos do Projeto Básico, essa largura adotada para a faixa de servidão atende com segurança o critério mecânico e os critérios elétricos estabelecidos no edital da ANEEL. Sendo assim, tem-se a área total da faixa de servidão:

- LT 230kV Itá – Pinhalzinho C1 e C2 - área total aproximada da Faixa de Servidão Administrativa é de 405ha.
- LT 230kV Itá - Xanxerê C1 e C2, área total aproximada da Faixa de Servidão Administrativa é de 211,0ha.

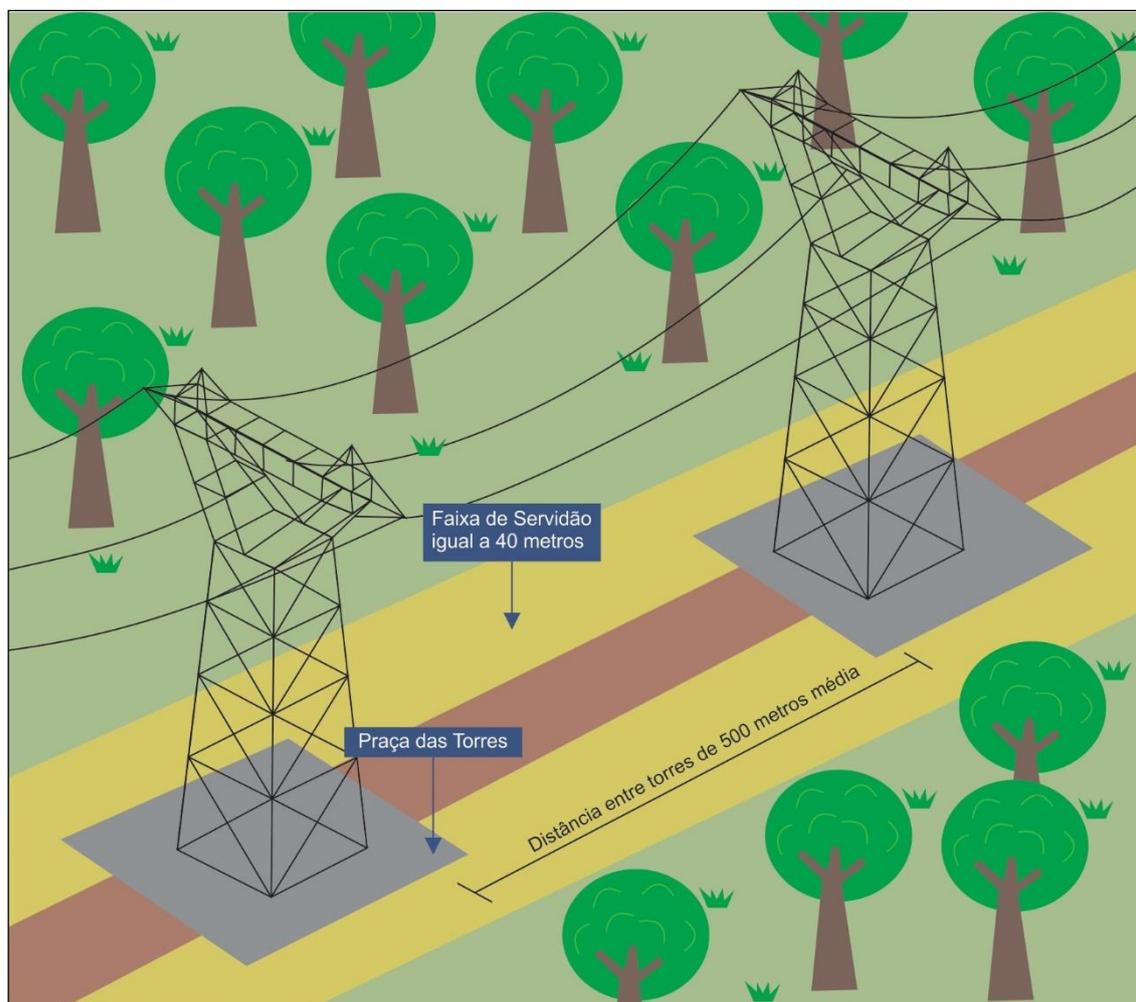


Figura 6.5. Esquema da faixa de servidão administrativa.

6.4.1.2 Estruturas das torres e dimensionamento

A escolha da estrutura (torre) a ser alocada em cada local do empreendimento depende de uma série de variáveis, minuciosamente ponderadas, das quais as principais referem-se aos esforços atuantes nos cabos e nas próprias estruturas.

De acordo com o Projeto Básico – Estruturas (Anexo 6.B), serão utilizados seis tipos estruturais distintos, contemplando torres estaiadas e torres autoportantes. A definição da série de estruturas, bem como seus tipos e aplicações, são apresentados adiante na Quadro 6.4. Na sequência, entre a Figura 6.6 e a Figura 6.8 serão apresentadas as silhuetas das estruturas planejadas. O número estimado de torres é de 203 estruturas para a LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2 e 106 estruturas para a LT 230kV Itá - Xanxerê, número esse

estimado a partir da distância média de 500m entre as estruturas, visto que nesta fase do projeto há a definição apenas dos vértices previstos.

Quadro 6.4. Séries de estruturas – Tipos e Aplicações.

Tipo/ Característica	IPXEL	IPXSL	IPXSP	IPXA1	IPXA2	IPXAT		
	Estaiada de Suspensão	Autoportante de suspensão leve	Autoportante de suspensão pesada	Autoportante de ancoragem meio de linha	Autoportante de ancoragem meio de linha	Autoportante de ancoragem meio e fim de linha		
						Meio de linha	Fim de linha	
Ângulo de deflexão	0° a 1°	0° a 1°	0° a 6°	20°	40°	90°	45° (LT)	45°(S E)
Vão médio (m)	550 a 520	550 a 520	700 a 495	400	400	350		
Vão gravante sem vento (m)	Condutor: 305 a 700 Para-raios: 305 a 750	Condutor: 305 a 700 Para-raios: 305 a 750	Condutor: 315 a 900 Para-raios: 315 a 950	Condutor: -500 a 1000 Para-raios: -500 a 1100	Condutor: -500 a 1000 Para-raios: -500 a 1100	Condutor: -500 a 1000 Para-raios: -500 a 1100		
Vão gravante com vento (m)	Condutor: 153 a 875 Para-raios: 153 a 938	Condutor: 153 a 875 Para-raios: 153 a 938	Condutor: 158 a 1125 Para-raios: 158 a 1158	Condutor: -625 a 1250 Para-raios: -688 a 1375	Condutor: -625 a 1250 Para-raios: -688 a 1375	Condutor: -625 a 1250 Para-raios: -688 a 1375		
Alturas úteis (m)	21.0 a 39.0 (variação 1.5)	13.5 a 45.0 (variação 1.5)	13.5 a 51.0 (variação 1.5)	13.5 a 39.0 (variação 1.5)	13.5 a 33.0 (variação 1.5)	13.5 a 27.0 (variação 1.5)		
Extensões (m)	-	6.0, 12.0, 18.0 e 24.0	6.0, 12.0, 18.0 e 24.0 e 30.0	6.0, 12.0 e 18.0	6.0 e 12.0	6.0		
Pés (m)	-	1.5, 3.0, 4.5, 6.0, 7.5, e 9.0	1.5, 3.0, 4.5, 6.0, 7.5, e 9.0	1.5, 3.0, 4.5, 6.0, 7.5, e 9.0	1.5, 3.0, 4.5, 6.0, 7.5, e 9.0	1.5, 3.0, 4.5, 6.0, 7.5, e 9.0		

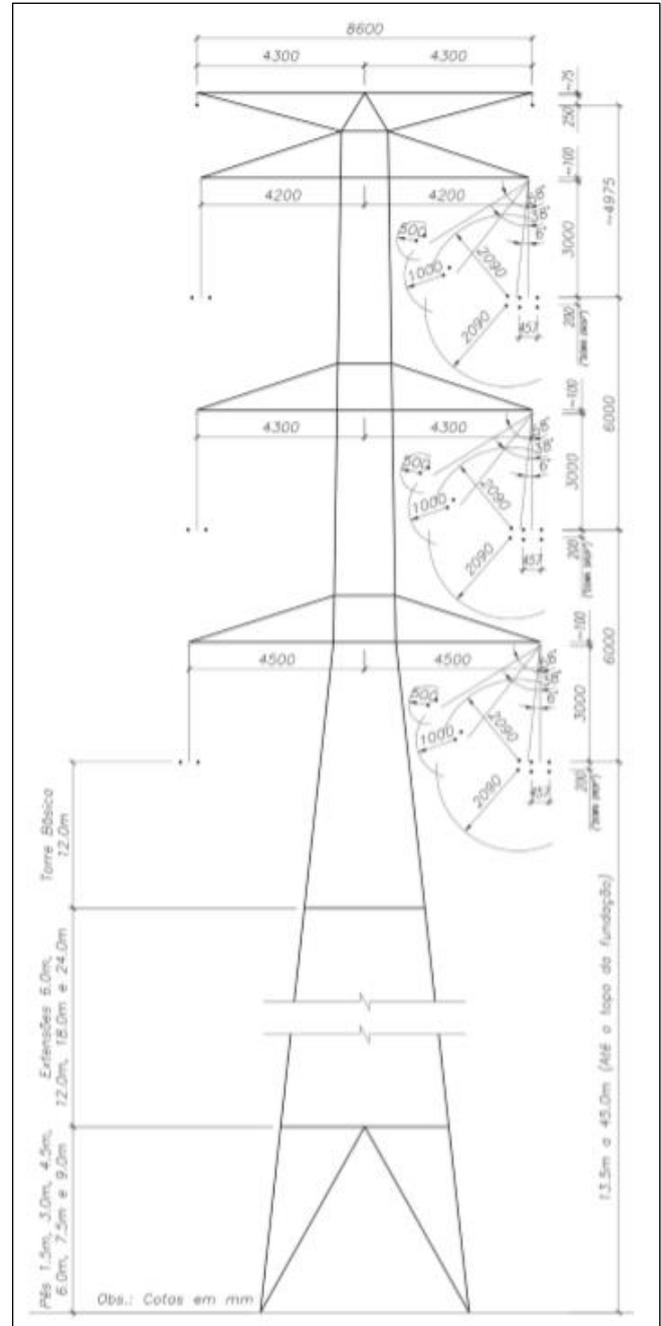
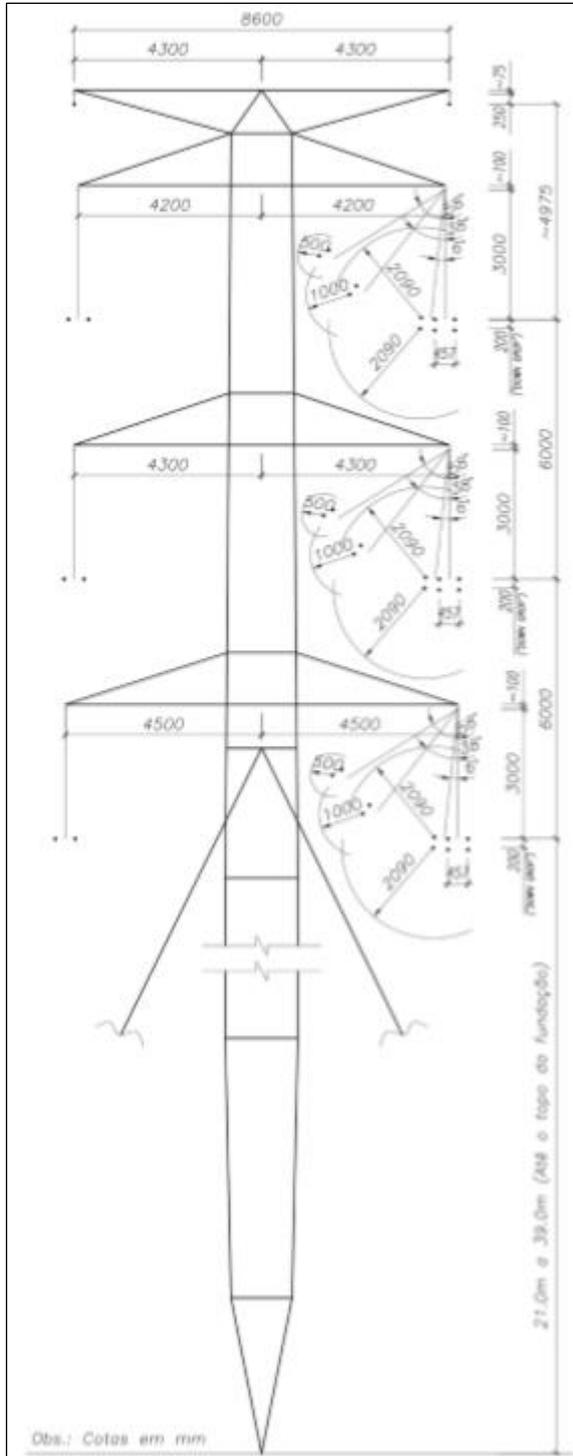


Figura 6.6. Silhueta da torre estaiada de suspensão, tipo IPXEL, à esquerda, e da torre autoportante de suspensão leve, tipo IPXSL à direita.

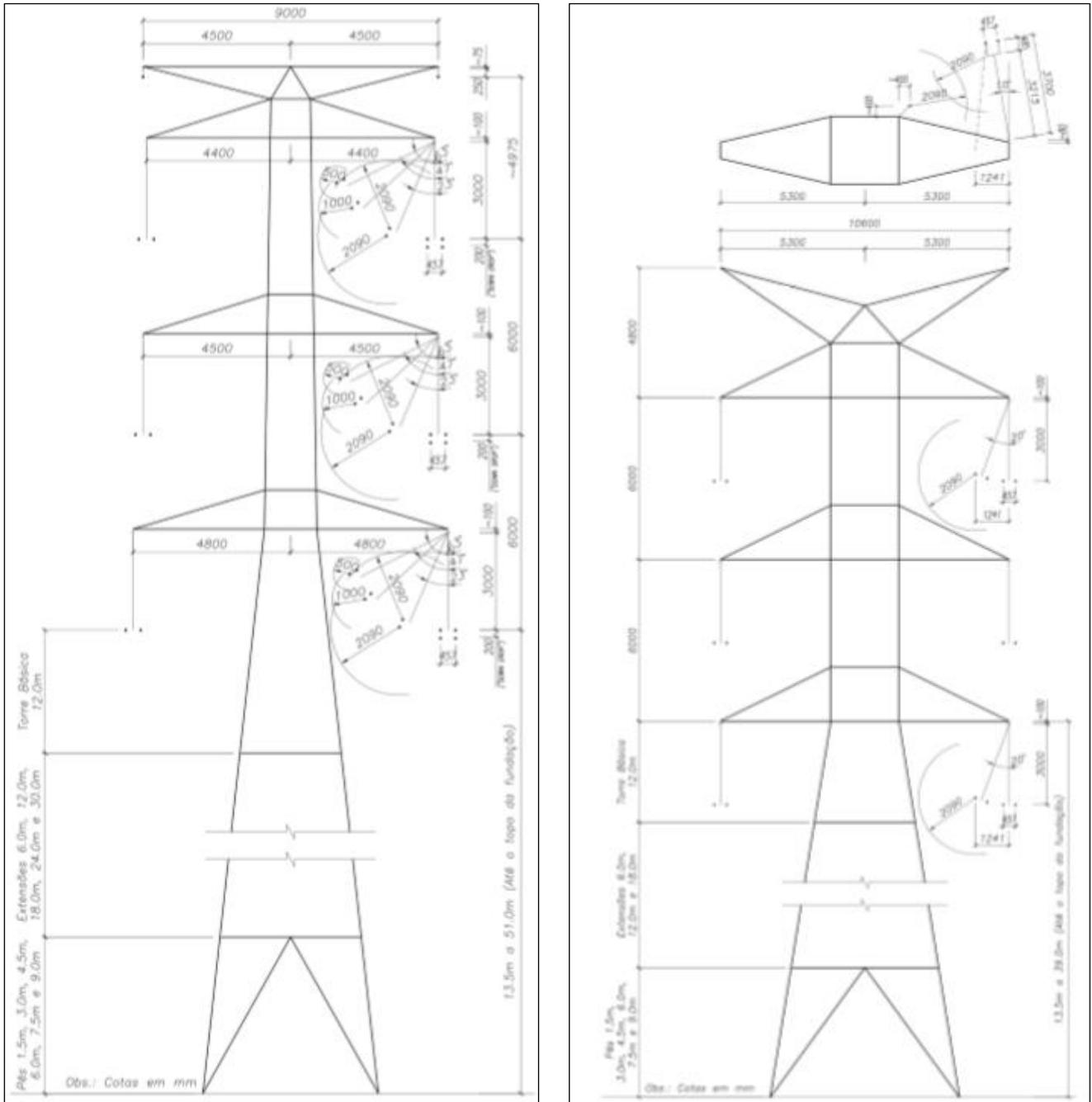


Figura 6.7. À esquerda, silhueta da torre autoportante de suspensão pesada, tipo IPXSP e, à direita, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha, tipo IPXA1.

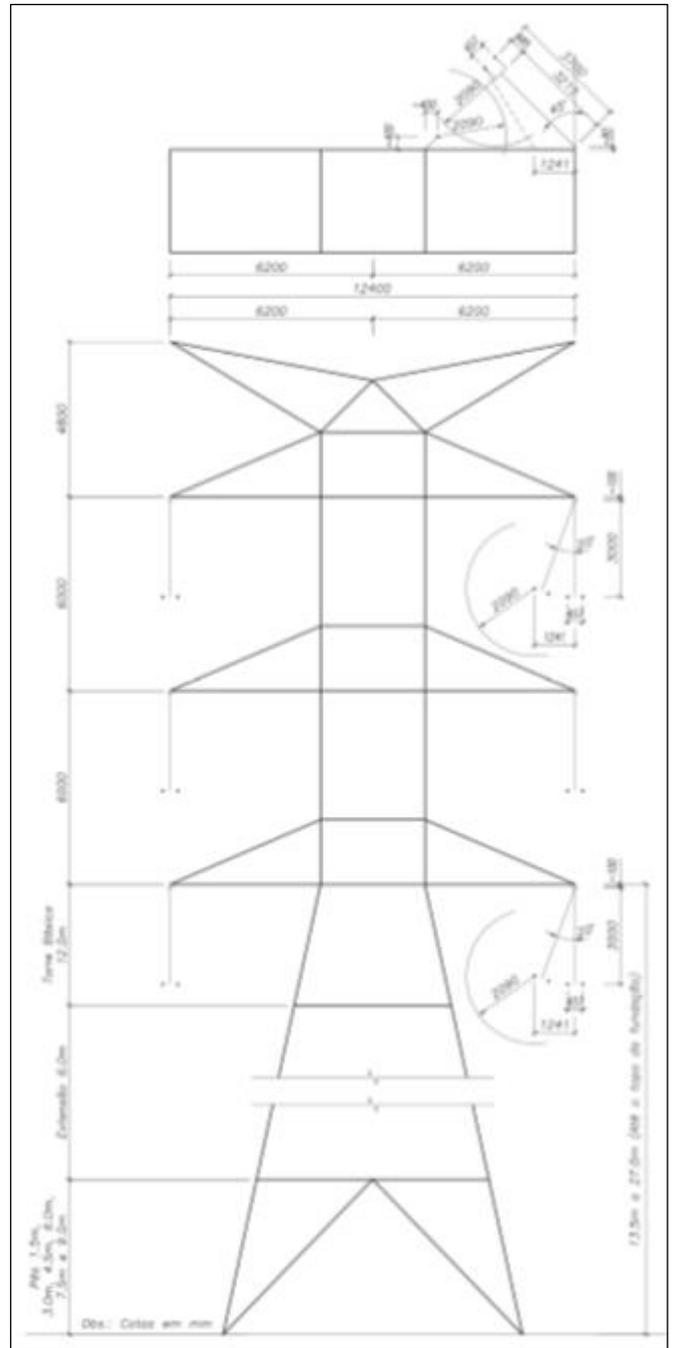
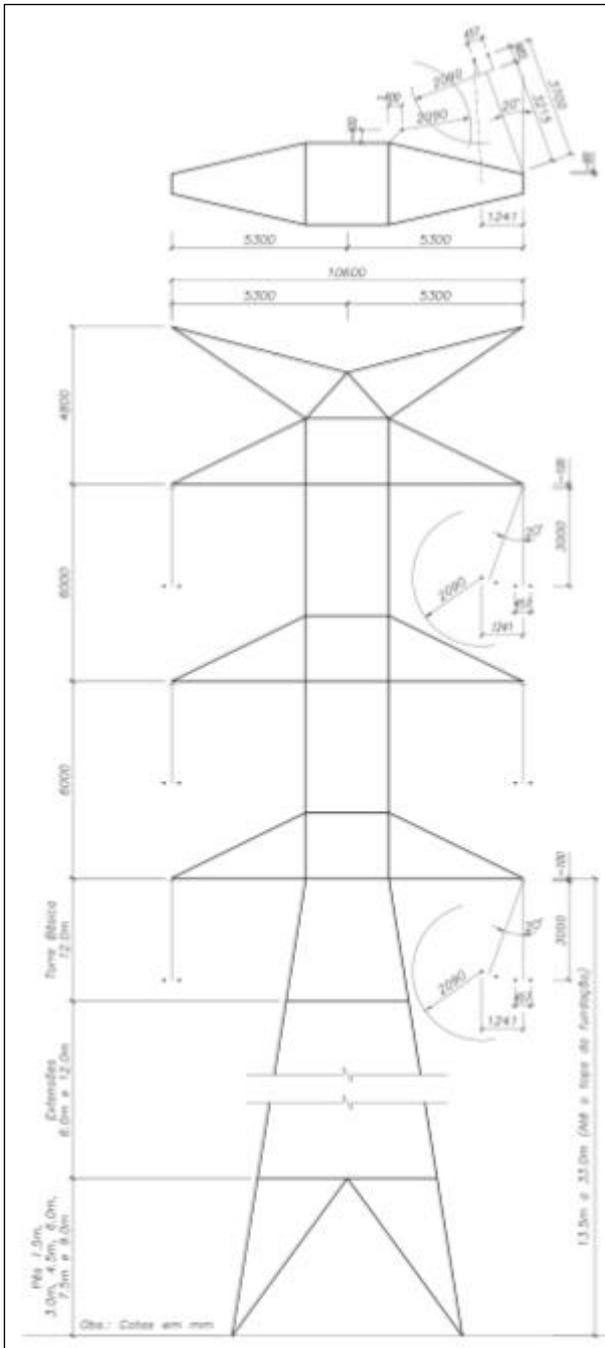


Figura 6.8. À esquerda, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha, tipo IPXA2 e, à direita, silhueta da torre autoportante de ancoragem meio de linha e ancoragem fim de linha, tipo IPXAT.

6.4.1.3 Distância mínima entre cabos e solos e distâncias mínimas entre cabos e obstáculos naturais ou construídos

O presente item trata da definição das distâncias de segurança da LT que devem ser mantidas entre os condutores e o solo, obstáculos atravessados e obstáculos dos quais a linha se aproxima. As distâncias determinadas para as LTs operando em regime de longa duração, calculadas de acordo com o Capítulo 10 da Norma ABNT NBR 5422:1985, utilizando como parâmetro básico a tensão máxima de operação da linha e a temperatura máxima do condutor são apresentadas no Quadro 6.5.

A altura mínima cabo–solo considerada no projeto é de 8,0 m, conforme Resolução Normativa da ANEEL nº 616.

Quadro 6.5. Distância mínima de segurança entre cabos e obstáculos naturais e/ou construídos.

Item	Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que ela se aproxime	Distância em Condição Normal (m)	Distância Condição de Emergência (m)
1	Locais acessíveis apenas a pedestres	7,00	6,00
2	Locais onde circulam máquinas agrícolas	7,50	7,10
3	Rodovias, ruas e avenidas	8,90	7,50
4	Rodovias federais (Dnit)	13,20	7,50
5	Ferrovias não eletrificadas	9,90	8,70
6	Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,90	-
7	Suporte de linha pertencente a ferrovia	4,90	-
8	Águas navegáveis	2,9 + H*	-
9	Águas não navegáveis	6,90	-
10	Linhas de energia elétrica		-
10.1	Linhas menores ou igual a 69 kV	2,10	-
10.2	Linhas de 138 kV	2,50	-
10.3	Linhas de 230 kV	3,00	-
10.4	Linhas de 345 kV	3,70	-
10.5	Linhas de 440 kV	4,80	-
10.6	Linhas de 500 kV	4,80	-
10.7	Linhas de 745 kV	6,30	-
10.8	Cabos para-raios	2,10	-
11	Linhas de telecomunicações	2,70	-
12	Telhados e terraços	4,90	-
13	Paredes	3,90	-
14	Instalações transportadoras	3,90	-
15	Veículos ferroviários e rodoviários	3,90	-
16	Vegetação	4,90	-

Fonte: Projeto Básico – I.G. Transmissão e Distribuição, 2019 (Revisão 17.09.2019).

Notas: *H: altura de mastro (em metros) da embarcação.

6.4.1.4 Fundações

Para a definição do tipo de fundação é condição básica que todas as fundações estejam de acordo para cada tipo de estrutura e para solos típicos existentes previamente identificados nos ensaios geotécnicos realizados na fase de planejamento ao longo de todo eixo da LT. Para o presente empreendimento, no Projeto Básico, Capítulo 9 – Fundações típicas (Anexo 6.C) foram inicialmente definidos seis tipos básicos de fundações, a saber:

- Fundação em tubulão
- Fundação em tubulão revestido
- Fundação em sapata
- Fundação em placas pré-moldadas – vigas
- Fundação em estaca helicoidal
- Fundação em bloco ancorado em rocha

A representação dos diferentes tipos de fundações previstos pode ser visualizada entre a Figura 6.9 e a Figura 6.11.

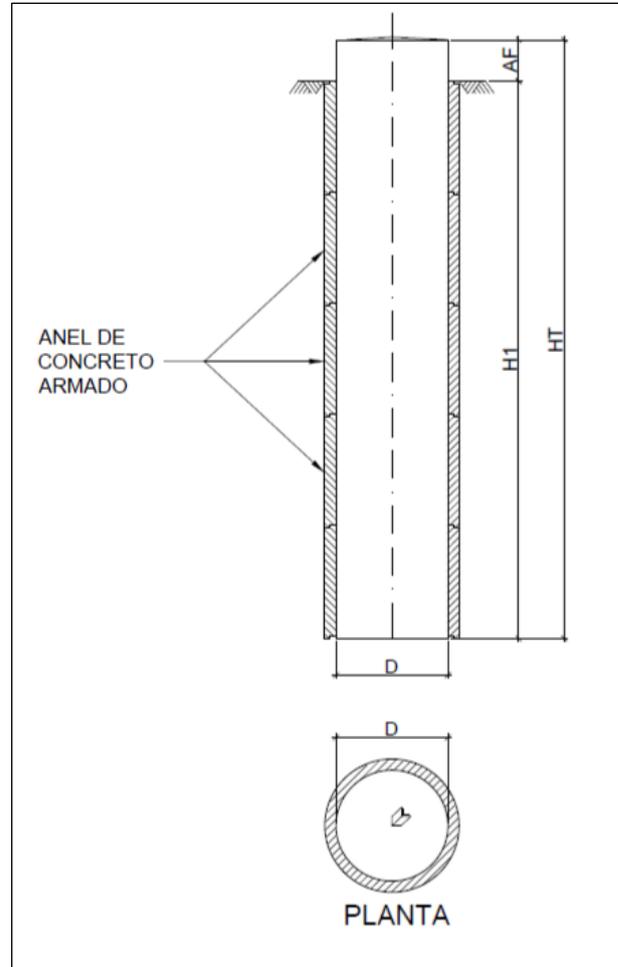
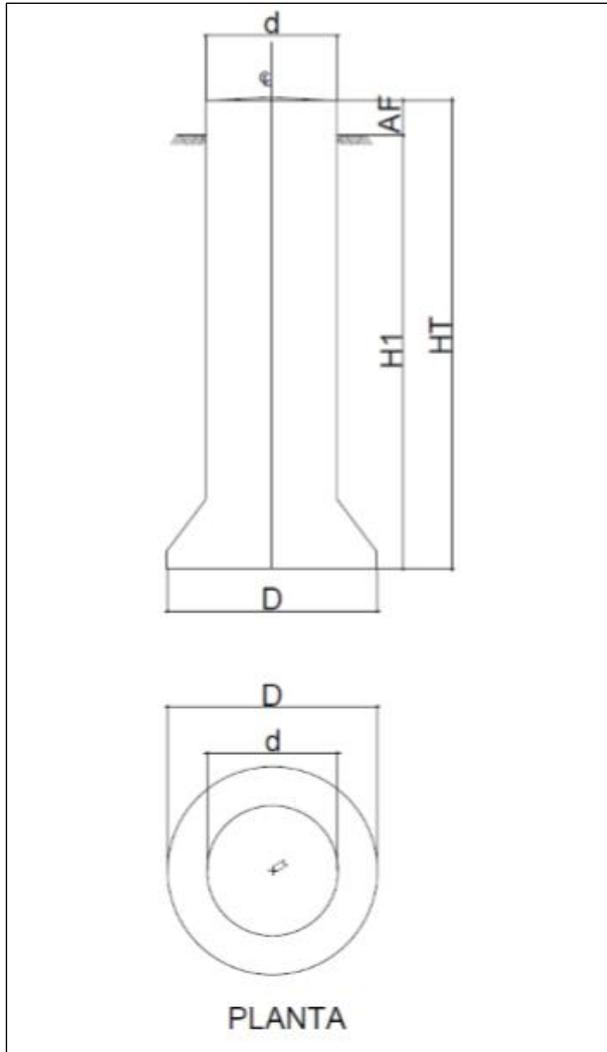


Figura 6.9. À esquerda, fundação tipo tubulão com base alargada – torres autoportantes de suspensão e ancoragem e, à direita, fundação tipo tubulão revestido – torres autoportantes de suspensão.

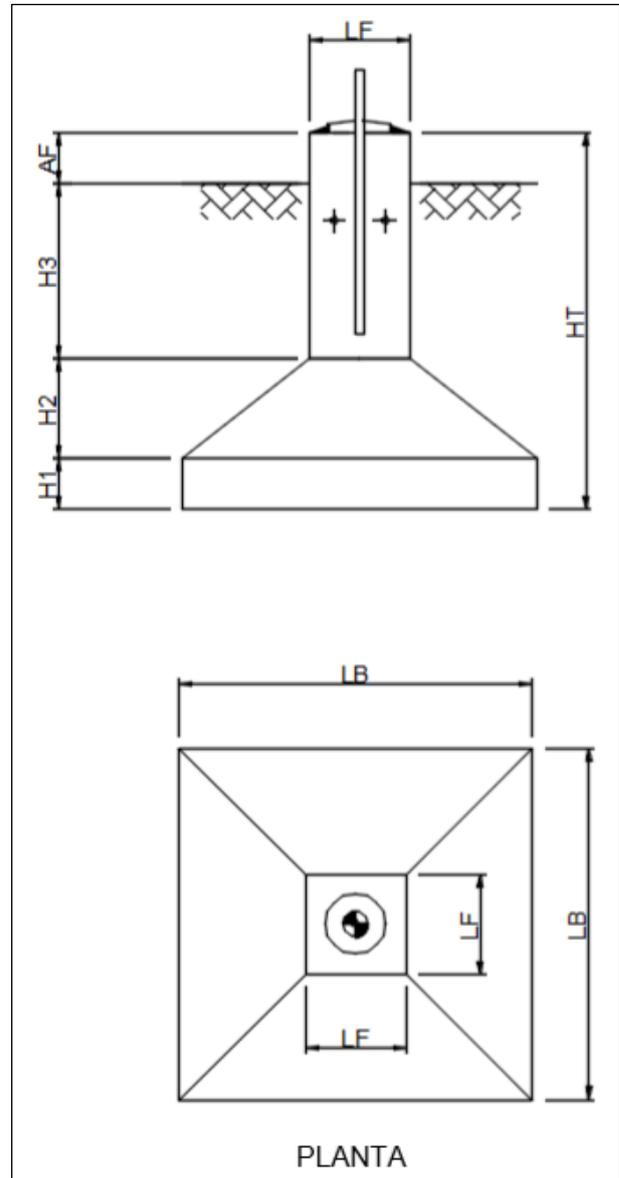
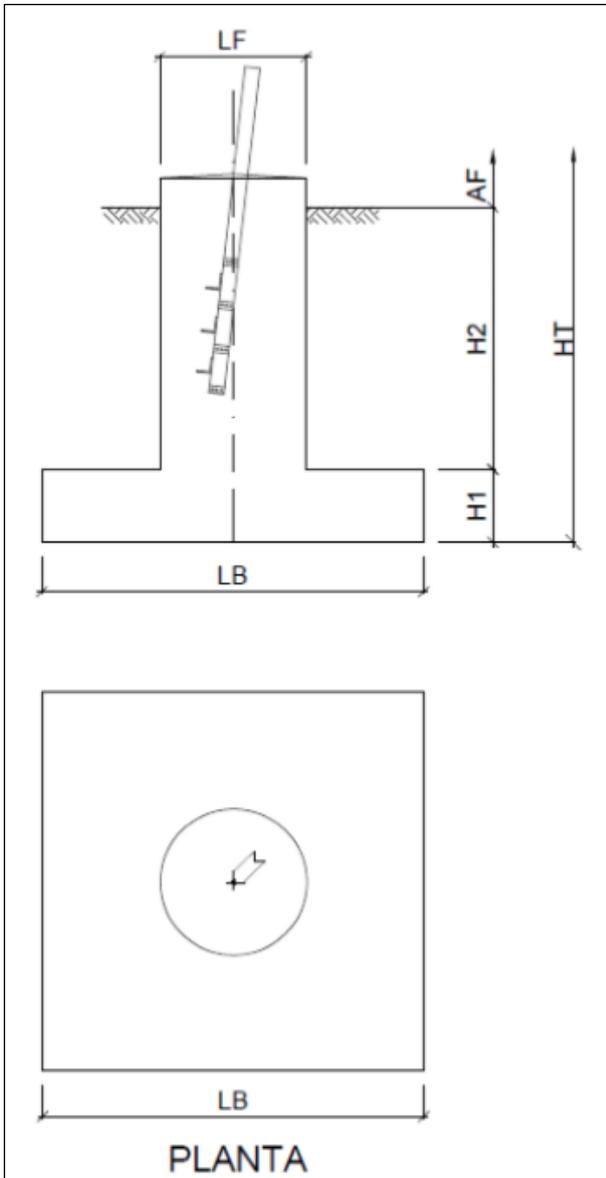


Figura 6.10. À esquerda, fundação tipo sapata – torres autoportantes e, à direita, fundação para mastro central de torres estaiadas.

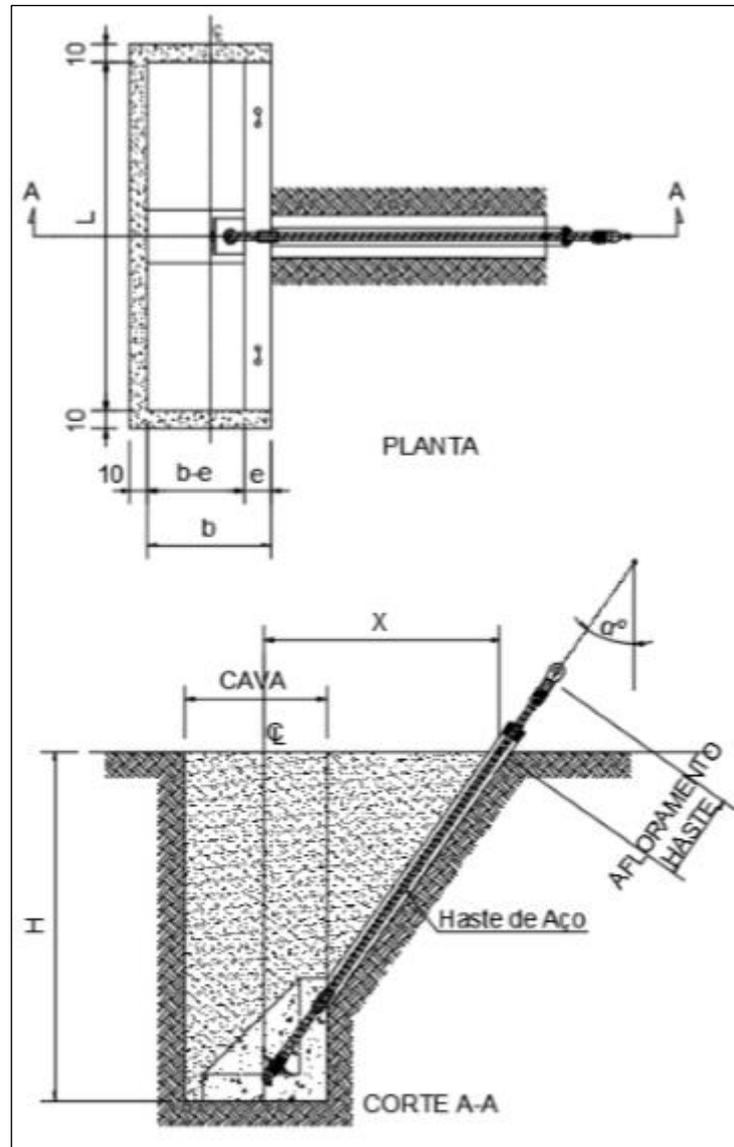


Figura 6.11. Fundação para ancoragem de estais em torres estaiadas

O detalhamento dessas fundações será desenvolvido na fase do projeto executivo, quando forem conhecidas as características do solo dos locais onde serão instaladas as estruturas e definidos os métodos construtivos que se adaptarem aos equipamentos das empresas contratadas para instalar as fundações.

O Quadro 6.6 apresenta um resumo das fundações a serem adotadas para cada tipo de estrutura (autoportantes e estaiadas) em relação à tipologia de solo.

Quadro 6.6. Identificação das fundações de acordo com tipo de estrutura e tipificação do solo.

Características do solo	Solo Tipo I	Solo Tipo II	Solo Tipo III	Solo Tipo IV
Peso específico (kgf/m ³)	1800	1400	1000	2200
Coesão (kgf/cm ²)	0,8	0,4	0,1	0,1
Ângulo de atrito (°)	27	20	-	25
Ângulo do Tronco de Cone	20 a 25	10 a 15	-	25
Número de golpes SPT (N)	Nspt > 5	Nspt ≤ 5	Submerso	Impenetrável

Nota: Solo tipo IV – RQD = 75 / Adesão concreto-solo/rocha = 350 kN/m²

6.4.1.5 Bases

A partir da definição das fundações a serem aplicadas em cada estrutura, conforme apresentado no item 6.4.1.4 (Quadro 6.6), devem-se considerar as medidas estabelecidas para a dimensão das bases. Considera-se para as fundações tipo tubulão com base alargada e tubulão revestido, base de 80 a 150cm, parte submersa do fuste de 390 a 700cm, altura de 20 a 140cm para o afloramento do fuste e fuste total do tubulão de 410 a 840cm.

Para as fundações tipo sapata, considerar a base de 250 a 400cm, a altura da base de 50 a 80cm, a largura do fuste 80 a 120cm, parte submersa do fuste de 170 a 320cm, o afloramento do fuste de 20 a 140cm, fuste total de 190 a 460cm, profundidade total de 220 a 400cm e altura total de 240 a 540cm.

As fundações para mastro central, apresentarão base de 140 a 180cm, altura da base de 20cm, altura do alargamento de 40cm, largura do fuste de 40 a 60cm, parte submersa do fuste de 50cm, afloramento do fuste de 20 a 140cm, fuste total de 70 a 190cm, profundidade total de 110cm e altura total de 130 a 250cm.

Para a fundação para ancoragem de estai é considerada profundidade de 200 a 450cm e espessura de laje e viga de 10cm.

As estruturas autoportantes terão em média uma praça de trabalho de 25x25m que equivale a 626m², ao passo que as estruturas estaiadas terão como praça de trabalho a largura da faixa de servidão, ou seja, 40x40, equivalendo a 1600m².

6.4.1.6 Sistema de aterramento

O sistema de aterramento das estruturas das linhas de transmissão (Projeto Básico apresentado no Anexo 6.D) consiste em enterrar no solo um conjunto de cabos denominado contrapeso, que fica diretamente conectado às estruturas. O cabo contrapeso adotado no referido projeto será do tipo 3/8”M e esses serão enterrados a uma profundidade de 1m. As funções primárias desse contrapeso são diminuir a

variação da tensão de uma linha de transmissão, eliminar as fugas de energia e proteger os usuários de uma possível descarga elétrica.

A expectativa é de que a região a ser atravessada pela linha de transmissão apresente resistividades elétricas do solo da ordem de $1000\Omega.m$. Inicialmente, para o projeto em tela, se estabeleceu a resistência de aterramento de projeto. Para se alcançar o desempenho às descargas atmosféricas especificado no Edital, a resistência de aterramento das estruturas considerada no Projeto Básico foi limitada a $15,0\Omega$.

Na fase do projeto definitivo, deverão ser feitas medições de resistividade, de preferência, em todos os pontos onde serão montadas as torres e, a partir delas e das configurações de aterramento aqui indicadas, deverá ser feita a identificação da fase de aterramento a ser inicialmente instalada em cada torre. Posteriormente à instalação desta fase inicial, deverá ser feita a medição da resistência de aterramento efetivamente obtida para identificar a necessidade de se progredir para as fases seguintes até se obter a resistência desejada.

O sistema de aterramento proposto consiste na instalação de cabos contrapesos em disposição radial com 4 ou 8 cabos, conforme croquis apresentados a seguir (Figura 6.12 e Figura 6.13).

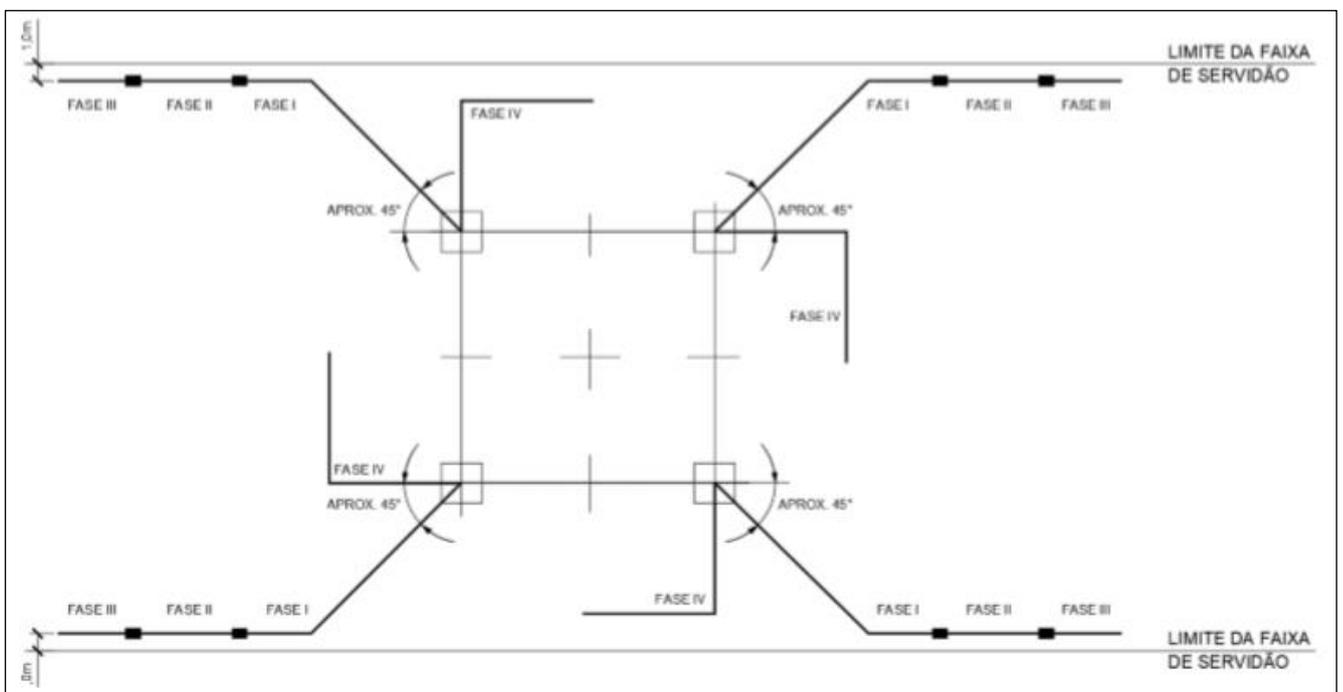


Figura 6.12. Configuração do sistema de aterramento proposto para estruturas autoportantes.

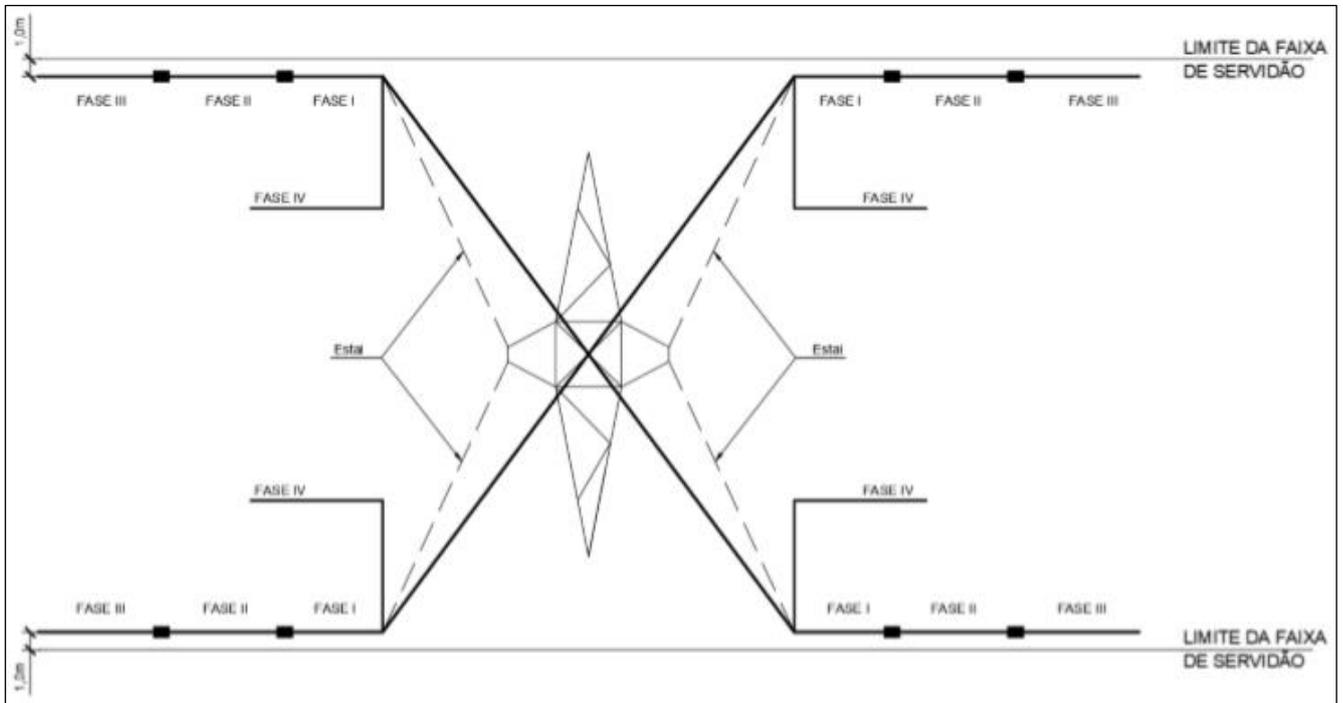


Figura 6.13. Configuração do sistema de aterramento proposto para estruturas estaiadas. Fonte: Projeto Básico – Sistema de Aterramento (I.G. Transmissão e Distribuição, 2019 -Revisão 23.08.2019).

6.4.1.6.1 Etapas da instalação do sistema de aterramento

As etapas dos aterramentos das estruturas dar-se-á com base em fases de instalação dos cabos contrapesos. Basicamente, a instalação da malha de aterramento das estruturas seguirá quatro etapas normais (Fases) e uma etapa especial a ser utilizada em casos específicos, a saber:

- Fase I: Quatro contrapesos com 30 m cada, conectados às pernas (torres autoportantes) ou mastro central e estai (torre estaiada);
- Fase II: Comprimento adicional, à Fase I, de 30 m em cada uma das pernas ou estais da torre;
- Fase III: Comprimento adicional, à Fase II, de 30 m em cada uma das pernas ou estais da torre;
- Fase IV: Adição, à Fase III, de quatro cabos contrapesos de 30 m cada, conectados às pernas ou estais da torre;

- Fase V: Em complemento à Fase IV, haverá definição particularizada em cada caso, quando necessário (aterramentos especiais).

A resistividade do solo e resistência dos aterramentos podem ser resumidas na Figura 6.14.

Fase de Aterramento	Comprimento dos cabos contrapesos	R _{aterramento} (Ω) para um solo de 1000 Ω .m	Máxima resistividade do solo para se ter R _{aterramento} de até 15 Ω (Ω .m)
Fase I	4 x 30 m	20,77	722,03
Fase II	4 x 60 m	11,33	1324,01
Fase III	4 x 90 m	7,92	1894,87
Fase IV	4 x 120 m	6,13	2447,15
Fase V	Definição particularizada em cada caso	-	-

Figura 6.14. Resistividade do solo e resistência dos aterramentos.

6.4.1.6.2 Forma de identificação das fases de aterramento do projeto definitivo

A identificação da fase de aterramento a ser instalada em uma dada estrutura, será feita na fase do projeto executivo, da seguinte forma:

- Medição de resistividade do solo e estratificação em camadas;
- Execução de simulações computacionais das fases no solo estratificado de forma a identificar aquele que atende à resistividade máxima, com o menor comprimento de cabos contrapeso;
- Instalação do sistema de aterramento;
- Medição do sistema de aterramento 3 dias após a sua instalação;
- Caso a resistência medida seja superior a determinada, avançar para as fases seguintes até que a resistência seja igual ou inferior a desejada;
- Caso não se atinja a resistividade máxima exigida, deverá ser feita uma análise específica.

6.4.1.6.3 Aterramentos especiais

Em casos específicos, onde o valor de resistência desejado não foi atendido mesmo com a instalação da Fase IV do aterramento, deverá ser realizada uma análise para cada caso isoladamente, estabelecendo-se assim, configurações especiais para o aterramento (Fase V). Para tais casos, deverão ser determinados novos arranjos e comprimentos de contrapesos para que seja atingido o valor médio de 15,0 Ω para a resistência de aterramento. Em adição, poderá ser considerado o uso de hastes ou poços de aterramento profundo.

Em solos de altíssimas resistividades ou quando a estrutura for instalada em um maciço rochoso, haverá uma grande dificuldade de se obter valores baixos de resistência de aterramento. Em tais situações, mesmo com a especificação de sistemas de aterramento especiais, levando-se em conta que o aumento do comprimento dos cabos contrapeso acima de 90 m é ineficiente para reduzir a impedância de surto apresentada pelo sistema de aterramento, a obtenção de resistências de aterramento iguais ou inferiores a 15,0 Ω pode não ser viável.

Por outro lado, o fato das resistências de aterramento de algumas estruturas apresentarem valores muito superiores a 15,0 Ω em um pequeno percentual da LT não deverá alterar de forma significativa o desempenho final da mesma, desde que a média se situe abaixo da resistência determinada, não podendo ocorrer resistências de aterramento altas para estruturas sequenciais em trechos longos, bem como para torres localizadas em regiões críticas de incidência de descargas atmosféricas.

Assim, na fase de construção, só se justificará a instalação de sistemas de aterramento especiais para aquelas torres onde se identificar a possibilidade de redução significativa do valor de resistência (se possível abaixo do valor desejado) com alterações que sejam de custo aceitável. Ao fim do processo inicial de construção, no qual cada torre terá sido analisada separadamente, deverá ser feita uma análise do resultado do conjunto de resistência obtido para toda a LT, identificando-se assim a necessidade ou não de adoção de medidas adicionais para que se obtenha o desempenho desejado.

Dentro do contexto de casos especiais enquadram-se também aquelas estruturas que se encontram em regiões urbanas ou regiões com trânsito intenso de pessoas, podendo-se nestas circunstâncias utilizar arranjos em anel com hastes de aterramento, de forma a se garantir níveis de tensão de passo e toque que atendam aos requisitos de segurança. Arranjos semelhantes também serão considerados em meio rural, nos trechos onde as LTs atravessarão cercas de arame, geralmente utilizadas em divisas de propriedades.

6.4.1.7 Alteamento das torres e tipos de estruturas a serem utilizadas em fragmentos florestais

Para implantação de linhas de transmissão por vezes se faz necessária a supressão de vegetação nativa em alguns trechos propostos. Tal intervenção ocorre, principalmente, na etapa construtiva em função da necessidade de abertura de praças de torre, faixa de serviço, praças de lançamento de cabo (*puller* e freio), entre outros, quando esses estiverem locados em áreas de vegetação pela impossibilidade de locação em áreas antropizadas. Destaca-se que essas atividades são sempre precedidas da Autorização de Supressão de Vegetação (ASV) e ocorrem sempre acompanhadas dessa e da presença de equipe técnica de resgate de fauna, também habilitada por meio da Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (ACCTMB), ambas emitidas pelo Órgão Ambiental na pré-instalação.

Em áreas de fragmentos florestais conservados, que apresentam vegetação de porte arbóreo elevado, torna-se necessária a adoção de técnicas alternativas, visando, além da segurança da LT e demais estruturas associadas, a redução do impacto da supressão, evitando assim o corte desnecessário de certos indivíduos arbóreos. Uma técnica usualmente utilizada é o alteamento de estruturas (aumento da altura das torres) e, conseqüente da altura dos cabos em relação ao solo e aos objetos que estão sobre ele.

Segundo dados apresentados no R3:

observa-se que aproximadamente 77% da paisagem delimitada pela área de estudo encontra-se sob uso agropecuário, ou seja, agricultura e/ou pastagem, incluindo pequenas manchas de vegetação nativa secundária [...] verifica-se que aproximadamente 80% do total da área de estudo encontram-se recoberta por usos antrópicos.

Apesar de a maior parte da área prevista para ser transposta pelo empreendimento ora em análise não apresentar fragmentos florestais com vegetação nativa de grande porte, o presente projeto prevê uma variação na altura das estruturas (torres autoportantes que variam de 13,5m a 51m e de estaiadas entre 21,0m a 39,00m), de acordo com a situação encontrada em campo e com o trecho transposto, justamente para contemplar o referido alteamento, conservando a cobertura vegetal, reduzindo a necessidade de supressão, fator esse que se soma às características do solo e outras especificações técnicas na definição do tipo e tamanho das torres.

Torres com as alturas como de algumas consideradas neste projeto já seriam o suficiente para manter a distância de segurança dos cabos em relação ao solo (8m), assim como a aplicação de torres estaiadas de suspensão, que suportam ângulos de até 1º, também bastariam. No entanto, hoje entende-se como obrigatório o respeito aos obstáculos socioambientais existentes no caminho das LTs e, para tanto, adotam-se nos projetos de engenharia (inclusive neste ora discutido), uma série de estruturas, conforme

Quadro 6.4 apresentado anteriormente, que permitem uma vasta gama de opções técnicas (ângulos, travessias, alturas, pesos, etc.) para o vencimento desses obstáculos com respeito aos interesses dos envolvidos, entre eles a redução dos valores (volume e área) da supressão de vegetação nativa. Essa redução também implica economia para o empreendedor, uma vez que gasta menos com a atividade de supressão e com as compensações e exigências legais vinculadas a essa atividade.

6.4.1.8 Suportabilidade contra descargas atmosféricas

Serão instalados cabos e sistemas de para-raios para a LT, conforme apresentando anteriormente, os quais deverão absorver as eventuais descargas elétricas atmosféricas, distribuindo a corrente formada nos cabos contrapeso, instalados junto das estruturas, os quais estão também interligados ao solo, para onde escoará então a descarga da corrente atmosférica. O dimensionamento do sistema foi apresentado no item 6.4.1.6.

6.4.1.9 Fontes de distúrbios e interferências

6.4.1.9.1 Interferências em sinais de rádios e TV

As linhas de transmissão só causam interferências nos aparelhos eletrodomésticos (televisão, rádio, computador, etc.) se estiverem muito próximas a esses. Devido a isso, as linhas são projetadas para que fiquem a uma distância mínima de casas e benfeitorias, distância essa representada pelos limites da faixa de servidão, que para este projeto apresenta 40m de largura, conforme já mencionado no item 6.4.1.1, para que essa interferência não seja sentida.

O Departamento Nacional de Telecomunicações estabelece que o nível mínimo de sinal especificado pela mediana da distribuição da relação sinal/ruído, no limite da faixa de servidão, deve ser igual ou superior a 24 dB, para o período de um ano.

Ainda, deve-se considerar que os padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) não exigem medições quanto a esse tipo de interferência, adotando-se justamente a adoção da Faixa de Servidão, conforme determinações da NBR 5422:1985.

6.4.1.9.2 Ruído audível

A operação da LT gera um ruído audível, de origem mecânica (ação dos ventos) ou elétrica (efeito corona). O ruído de origem eólica não depende do nível de tensão da linha, mas sim da velocidade e direção do vento. Porém, a ocorrência de ruído eólico dos vários componentes das linhas de transmissão é incomum, uma vez que as condições em que ocorre são muito específicas.

Já o ruído elétrico é decorrente da ocorrência do fenômeno conhecido como efeito corona (EC), que ocorre na superfície dos condutores. Entende-se por EC, “um conjunto de fenômenos associados às ionizações locais (ou parciais), que antecedem a descarga através do ar em campos muito divergentes. Este fenômeno provoca um ruído que é caracterizado por uma crepitação (estalos) e ocorre durante os semiciclos positivos da tensão da linha (SILVA PINTO, 2008).

Em virtude da ocorrência inerente dos ruídos na operação da LT, conforme descrito acima, a NBR 5422:1985 estabelece que a faixa de segurança deve ser verificada quanto ao ruído audível, no entanto essa previsão contempla apenas empreendimentos com tensão nominal igual ou superior a 230kV.

Seguindo especificações do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o ruído audível (RA) no limite da faixa de servidão das linhas em operação, sob tensão máxima, durante condição de chuva fina (<0,00148 mm/min) ou névoa de 4 horas ou durante os primeiros 15 minutos após a ocorrência de chuva, é de no máximo a 58dBA.

Essas especificações já foram consideradas quando da definição da largura da faixa de servidão.

6.4.1.9.3 Corona visual

A corona visual é uma manifestação luminosa decorrente do fenômeno das descargas de corona que ocorrem com valores de gradientes de potenciais acima de 15kV/cm na superfície dos cabos condutores (PEEK, 1915 apud GIUDICE FILHO, 2005).

Seguindo especificações do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o gradiente superficial máximo deve ser limitado de modo a garantir que os condutores e ferragens associadas não apresentarão corona visual em 90% do tempo, para as condições atmosféricas predominantes na região atravessada pela LT, sendo esse fator também considerado quando do estabelecimento da Faixa de Servidão do empreendimento.

6.4.1.9.4 Escoamento de correntes elétricas

Durante o mau tempo, pode ocorrer queda de raios nos cabos ou nas torres, o que é comum em estruturas altas. No entanto, as linhas de transmissão estão equipadas com cabos para-raios e sistema de aterramento, permitindo que as descargas elétricas sejam dispersadas no solo. Dessa forma, são evitados quaisquer perigos e consequentes danos para a população. Mesmo assim, não é aconselhável permanecer próximo da LT nessas ocasiões.

6.4.1.10 Compartilhamento de faixas de servidão

O projeto do empreendimento não prevê compartilhamento da faixa de servidão com outras linhas já existentes. Todavia, os traçados das LTs que constituem objeto deste estudo distam cerca de 40m um do outro, desde a saída da SE Itá até, aproximadamente, o quilômetro 20. Neste trecho, ocorre o paralelismo entre as linhas, podendo haver o compartilhamento da faixa em alguns pontos.

6.4.1.11 Restrições ao uso da faixa de servidão

A instalação de uma LT exige alguns cuidados em relação ao uso do solo nas suas proximidades, por isso há a necessidade de estabelecer uma faixa de segurança ao longo do trajeto, chamada de faixa de servidão. Nessa faixa, alguns usos devem ser restritos, de forma que seja garantida a segurança das instalações da linha e das pessoas que convivem com ela.

A faixa de servidão é uma área de segurança reservada para a construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão. Conforme já apresentado no item 6.4.1.1, neste empreendimento, a faixa de servidão deverá ter 40m de largura, sendo possível e necessário que em algumas situações específicas, seja considerada uma faixa de 40,5m.

Nesse viés, são aplicáveis medidas restritivas para as atividades a serem realizadas nessa área, conforme preconizado na Norma ABNT NRB 5422:1985, a saber:

- Plantio de árvores de grande porte;
- Silvicultura;
- Construções e benfeitorias;

- Utilização de arados ou quaisquer apetrechos agrícolas de grande porte;
- Realização de queimadas ou fogueiras;
- Utilização de pivô-central de irrigação; e
- Instalação de bombas ou equipamentos eletromecânicos.

A área da faixa de servidão poderá retomar seu uso, nos casos de culturas rasteiras e de pequeno porte, pecuária, árvores frutíferas de pequeno porte e vegetação nativa, desde que respeitadas as distâncias de segurança definidas. São atividades permitidas nos limites da faixa de servidão:

- Criação de gado e de pastagem;
- Cultivo de lavouras de pequeno porte;
- Construção de porteiros e cercas, desde que aterradas; e
- Plantação de árvores de pequeno porte.

6.4.1.12 Interferência das LTs com faixas de servidão, rodovias, ferrovias, gasodutos, pivôs centrais e aeródromos.

Todas as travessias ou interferências transpostas pelas linhas são protegidas com empancaduras, construídas por meio de cavaletes de madeira (eucalipto) usados para proteger e não atrapalhar o tráfego no cruzamento com ferrovias, rodovias, tubulações de gás ou outras linhas de transmissão e distribuição durante a construção da LT.

A região em que se pretende a implantação da LT é marcada pela presença de aproveitamentos hidrelétricos (AHEs), e com isso, conseqüentemente por uma ampla rede de linhas de transmissão, muitas delas com cruzamentos e/ou paralelismos com o empreendimento em análise, gerando um total de 27 interferências em 19 linhas de transmissão. Com relação às rodovias, há previsão do cruzamento com sete rodovias existentes e uma atualmente em readequação (em curso), três ferrovias em planejamento, bem como o cruzamento com a adutora do Chapecozinho.

A área de influência do empreendimento não apresenta interferência com dutovias, equipamentos e instalações de transporte dutoviário (oleodutos, minerodutos, gasodutos).

Com relação à presença de aeroportos, destaca-se a existência de uma pista de pouso ativa (Aeroclube Boa Vista) em Pinhalzinho, ausente do cadastro nacional da ANAC, mas relativamente próxima ao empreendimento (cerca de 1.100 metros), a qual inclusive influenciou diretamente no traçado do empreendimento, além do Aeroporto de Xanxerê, que dista aproximadamente, 1.600m do empreendimento (ponto de cruzamento transversal).

As informações sobre essas interferências estão apresentadas nos Capítulos 9 (Planos e Programas Governamentais) e 10 (Projetos Colocalizados), sendo apresentadas informações e ilustrações também no Capítulo 5 (Caracterização da Área do Empreendimento), conforme previsto no Termo de Referência.

6.4.1.13 Áreas de Preservação Permanente e Reserva Legal

O projeto do empreendimento prevê, dentro do possível, que intervenções decorrentes das etapas de instalação e operação do empreendimento sejam realizadas em áreas sem proteção legal, todavia, pela característica das linhas de transmissão, que se trata de um empreendimento linear, se torna inviável do ponto de vista técnico, operacional e econômico evitar a interferência em algumas dessas áreas, como é o caso das áreas de preservação permanente (APP) e de reserva legal (RL).

Todavia, apesar de inevitável a interferência, busca-se reduzi-la ao máximo, mantendo sobre as APPs e RLs apenas estruturas ou intervenções para as quais inexista alternativa locacional, como é o caso, por exemplo, da faixa de servidão, a qual acompanha toda a extensão do empreendimento, sendo a supressão de vegetação sobre essas áreas, restrita nesses casos, à faixa de serviço.

As informações sobre as interferências da ADA em APP e RL são apresentadas no Capítulo 5 (Caracterização da Área do Empreendimento) e no item 12.2.3 Áreas Protegidas e Prioritárias para a Conservação.

6.4.2 SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

6.4.2.1 SE Pinhalzinho 2

A SE Pinhalzinho 2 230/138kV, localiza-se no município de Pinhalzinho/SC, e passará por obra de ampliação para comportar a nova LT a ser instalada. As coordenadas da poligonal total desta SE são apresentadas no Quadro 6.7.

Quadro 6.7. Coordenadas planas (Projeção Universal Transversa de Mercator – Datum Horizontal: Sirgas 2000 Fuso 22) dos vértices da área total da SE Pinhalzinho 2.

Vértice	Coordenadas planas	
	E (m)	N (m)
1	298.909,52	7.031.684,85
2	298.895,66	7.031.630,20
3	298.897,89	7.031.629,54
4	298.895,91	7.031.621,60
5	298.897,76	7.031.618,17
6	298.913,37	7.031.614,20
7	298.922,23	7.031.598,72
8	298.896,70	7.031.498,31
9	298.880,69	7.031.488,52
10	298.851,99	7.031.495,80
11	298.853,01	7.031.499,79
12	298.817,05	7.031.508,96
13	298.812,92	7.031.510,23
14	298.811,02	7.031.511,26
15	298.809,51	7.031.512,45
16	298.807,84	7.031.514,04
17	298.806,57	7.031.515,86
18	298.805,22	7.031.517,69
19	298.804,35	7.031.519,59
20	298.803,64	7.031.521,50
21	298.803,40	7.031.522,37
22	298.802,76	7.031.524,52
23	298.802,05	7.031.526,66
24	298.801,49	7.031.528,80
25	298.800,78	7.031.530,39
26	298.792,37	7.031.527,69
27	298.786,63	7.031.545,40
28	298.775,95	7.031.548,10
29	298.776,53	7.031.550,85
30	298.784,27	7.031.552,69
31	298.792,84	7.031.555,47
32	298.792,52	7.031.557,54
33	298.792,84	7.031.559,60
34	298.792,84	7.031.560,63
35	298.808,16	7.031.620,24
36	298.808,24	7.031.622,38
37	298.807,29	7.031.625,32
38	298.803,00	7.031.635,32

Vértice	Coordenadas planas	
	E (m)	N (m)
39	298.801,34	7.031.639,29
40	298.801,10	7.031.641,43
41	298.800,78	7.031.643,58
42	298.801,57	7.031.646,83
43	298.802,76	7.031.651,91
44	298.819,51	7.031.647,78
45	298.833,72	7.031.704,93
46	298.834,83	7.031.708,11
47	298.835,86	7.031.710,17
48	298.836,90	7.031.712,08
49	298.838,48	7.031.713,67
50	298.840,23	7.031.715,09
51	298.841,98	7.031.716,36
52	298.843,64	7.031.717,32
53	298.845,94	7.031.718,19
54	298.848,01	7.031.718,83
55	298.850,15	7.031.719,06
56	298.852,14	7.031.719,22
57	298.854,44	7.031.718,90
58	298.858,25	7.031.718,03
59	298.898,33	7.031.707,79
60	298.901,59	7.031.706,44
61	298.903,25	7.031.705,41
62	298.905,16	7.031.703,98
63	298.906,43	7.031.702,55
64	298.907,94	7.031.700,65
65	298.908,81	7.031.698,82
66	298.909,76	7.031.696,84
67	298.910,32	7.031.694,62
68	298.910,56	7.031.692,47
69	298.910,48	7.031.690,33
70	298.910,40	7.031.688,27

A SE Pinhalzinho 2 entrou em operação no final do mês de fevereiro de 2018, sob responsabilidade da empresa Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A., empresa constituída pela Eletrosul e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT. A energia que chega em tensão de 230 kV nesta subestação é rebaixada para 138kV e entregue à distribuidora Celesc.

No âmbito do presente empreendimento deverão ser realizadas atividades para a implantação do *Módulo de Entrada de Linha – EL* e a alocação dos equipamentos para a conexão da LT com a SE. Segue resumo das informações da SE.

- Atividade prevista: Instalação de 2 Módulos de Entrada de Linha – EL na tensão de 230kV

- Local: Pinhalzinho/SC
- Proprietário: Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A.
- Situação: em operação
- Tensão nominal: 230kV
- Área total do terreno: 5,29ha
- Previsão de terraplenagem: Sim

Para a instalação dos módulos de entrada na SE Pinhalzinho estima-se a necessidade de limpeza de terreno em uma área de 6.000m², onde faz-se necessária a decapagem/corte de um volume de 28.000m³ de solo, volume esse que deverá ser removido para bota-fora já licenciado (a ser definido na etapa de instalação). Será ainda necessário um volume de 1.000m³ para aterro compactado. Após será realizado plantio de grama nos taludes, estimando-se uma área coberta de 2.000m².

A Figura 6.15 apresenta o limite da área energizada da SE ora discutida e a posição da entrada da LT 230kV Itá - Pinhalzinho 2, bem como a indicação da área a ser ampliada pelo empreendedor. A planta do arranjo físico da SE é apresentada no Anexo 6.F.

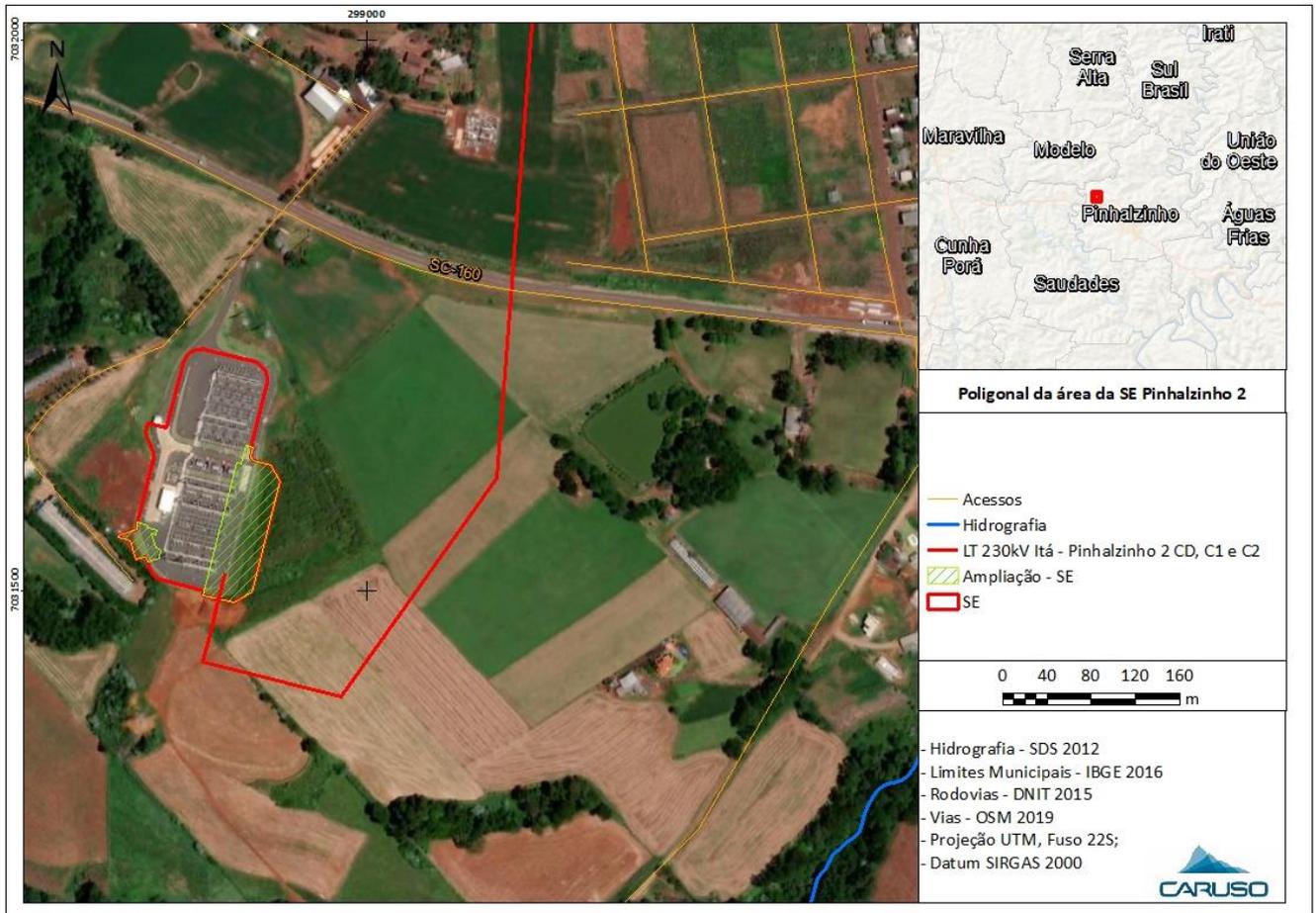


Figura 6.15. Limite da área energizada da SE Pinhalzinho 2 e indicação das poligonais onde serão feitas as atividades de ampliação previstas em projeto.

O projeto prevê a instalação dos seguintes componentes nesta SE, conforme indicado no Quadro 6.8.

Quadro 6.8. Equipamentos que serão utilizados na SE Pinhalzinho 2.

Área	Equipamento	SE Pinhalzinho 2
Civil	Casa Comando CPFL	1
Equipamentos	TC 500kV	
	TC 230kV	6
	TPC 500kV	
	TPC 230kV	6
	Disjuntor 500kV	
	Disjuntor 230kV	2
	Seccionadora 500kV	
	Seccionadora 230kV	8
	Trafo 500/230/13,8kV	
	Bobina de Bloqueio	2
Para-raios 420kV		
Para-raios 192kV	6	

Área	Equipamento	SE Pinhalzinho 2
SPCS (Sistema de Proteção e Controle de Subestações)	CPFL	1 Sistema
	Acessado	Adequações
Telecom	CPFL	1 Sistema
Serviços Auxiliares.	Retificador + Bco Baterias 125Vcc	2
	Retificador + Bco Baterias 48Vcc	2
	Cubículo 13,8kV (com rele proteção)	2
	Cubículo Fechamento Delta	
	Trafo Serv. Aux. 13,8/380/220	2
	GMG	1
	CFTV	1

6.4.2.2 SE Xanxerê

A SE Xanxerê 230/138kV, localiza-se no município de Xanxerê/SC, e passará por obra de ampliação para comportar a nova LT a ser instalada. As coordenadas da poligonal total desta SE são apresentadas no Quadro 6.9.

Quadro 6.9. Coordenadas planas (Projeção Universal Transversa de Mercator – Datum Horizontal: Sirgas 2000 Fuso 22) dos vértices do polígono da SE Xanxerê.

Vértice	Coordenadas planas	
	E (m)	N (m)
1	361.495,27	7.027.842,86
2	361.513,97	7.028.061,56
3	361.737,15	7.028.042,48
4	361.718,46	7.027.823,78

A SE Xanxerê está em fase de operação, sob responsabilidade da empresa Eletrosul. A unidade possui quatro transformadores, totalizando 600 MVA de potência instalada e completou 44 anos de operação comercial em 2019.

No âmbito do presente empreendimento deverão ser realizadas atividades para a implantação do *Módulo de Entrada de Linha – EL* e a alocação dos equipamentos para a conexão da LT com a SE. Segue resumo das informações da SE.

- Atividade prevista: Instalação de 2 Módulos de Entrada de Linha – EL na tensão de 230kV
- Local: Xanxerê/SC
- Proprietário: Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
- Situação: em operação
- Tensão nominal: 230kV
- Área total do terreno: 4,92ha

- Previsão de terraplanagem: Não

Para a instalação dos módulos de entrada na SE Xanxerê não há previsão de movimentação de solo (terraplanagem).

A Figura 6.16 apresenta as condições da área na subestação existente bem como a indicação da área a ser ampliada pelo empreendedor. A planta do arranjo físico da SE é apresentada no Anexo 6.G.

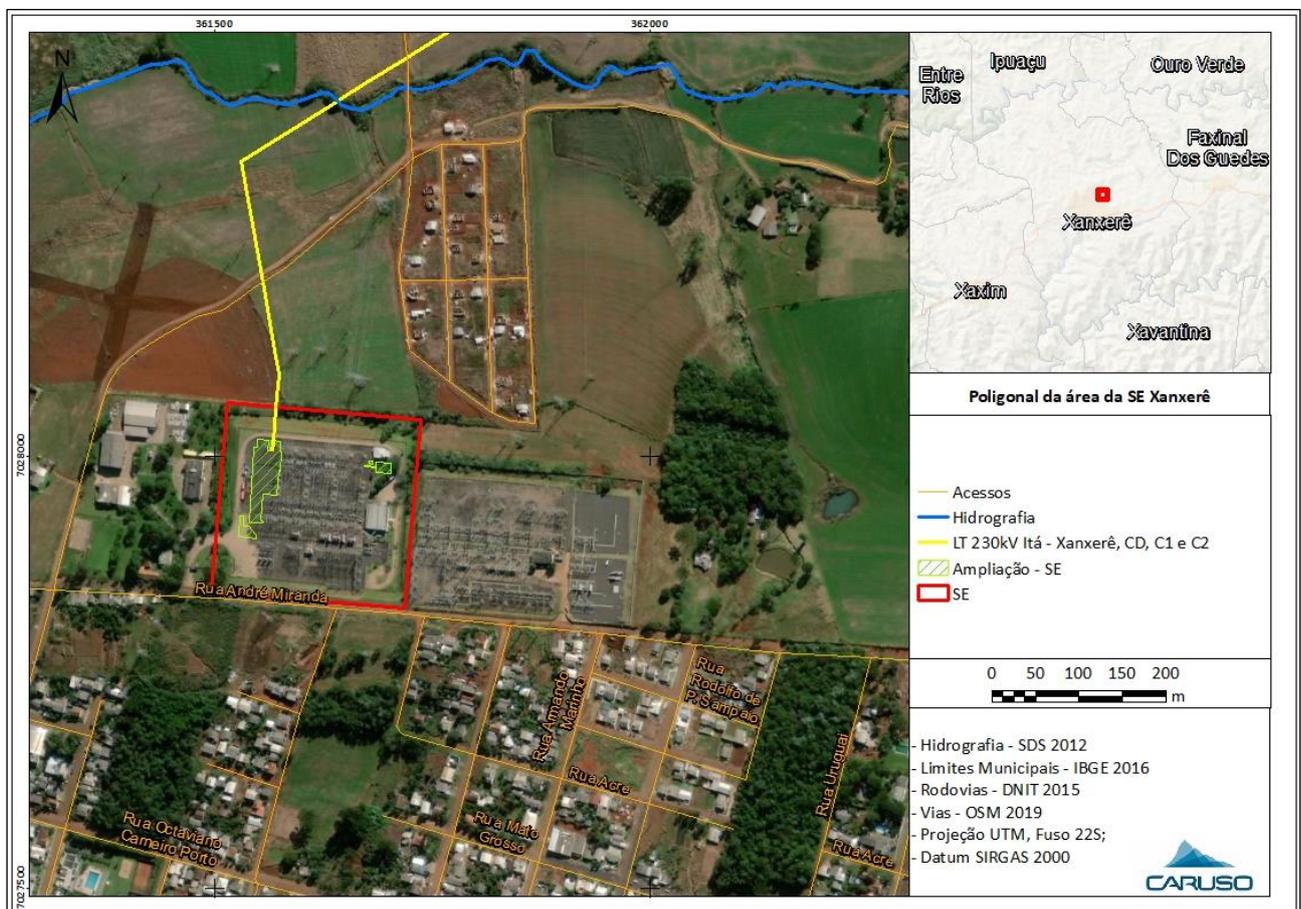


Figura 6.16. Limite da área energizada da SE Xanxerê e indicação das poligonais onde serão feitas as atividades de ampliação previstas em projeto.

O projeto prevê a instalação dos seguintes componentes nesta SE, conforme indicado no Quadro 6.8.

Quadro 6.10. Equipamentos que serão utilizados na SE Xanxerê.

Área	Equipamento	SE Xanxerê
Civil	Casa Comando CPFL	1
Equipamentos	TC 500kV	
	TC 230kV	6
	TPC 500kV	
	TPC 230kV	6
	Disjuntor 500kV	
	Disjuntor 230kV	2
	Seccionadora 500kV	
	Seccionadora 230kV	8
	Trafo 500/230/13,8kV	
	Bobina de Bloqueio	2
	Para-raios 420kV	
Para-raios 192kV	6	
SPCS (Sistema de Proteção e Controle de Subestações)	CPFL	1 Sistema
	Acessado	Adequações
Telecom	CPFL	1 Sistema
Serviços Auxiliares.	Retificador + Bco Baterias 125Vcc	2
	Retificador + Bco Baterias 48Vcc	2
	Cubículo 13,8kV (com rele proteção)	2
	Cubículo Fechamento Delta	
	Trafo Serv. Aux. 13,8/380/220	2
	GMG	1
	CFTV	1

6.4.2.3 SE Itá

A ampliação da SE Itá é parte integrante do Lote 5 do Leilão ANEEL nº 004/2018, o qual compreende o empreendimento objeto deste estudo, todavia, devido ao fato de essa subestação ser importante de maneira individual também, com vistas a atender a outras demandas de empreendimentos do Sistema Interligado Nacional, seu licenciamento foi conduzido em processo individual no IMA, registrado sob código DIV/17173/CAU. Apesar de se tratar de uma ampliação, foi necessário abrir processo próprio pelo empreendedor tendo em vista que a área a ser ampliada consta fora dos limites da área licenciada da SE Itá 525kV, de propriedade da Eletrosul Centrais Elétricas S.A., em operação por meio da Licença de Operação (LO) nº 1.259/2014 (Anexo 6.E). Por ser conduzida em processo separado, não se faz a descrição das especificações dela no presente documento.