

ANTONIO JOAQUIM TEIXEIRA NETO

**Processo de Integração de Transmissora -
Submódulo 24.3 dos *Procedimentos de
Rede do ONS*: Estudo de Caso de uma Linha
de Transmissão Subterrânea em 345 kV**

Trabalho de Conclusão de
Curso apresentado junto ao
MBA Executivo do Setor
Elétrico, Pós-Graduação
lato sensu, Nível de
Especialização, da FGV/IDE

Orientador: PH.D. FABIANO COELHO

**CURITIBA – PR
2019**

ANTONIO JOAQUIM TEIXEIRA NETO

**Processo de Integração de Transmissora - Submódulo 24.3 dos
Procedimentos de Rede do ONS: Estudo de Caso de uma Linha de
Transmissão Subterrânea em 345 kV**

FABIANO COELHO, Ph.D.

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao junto ao MBA Executivo do
Setor Elétrico, Pós-Graduação lato sensu,
Nível de Especialização, da FGV/IDE
TURMA MBA-SE 1/17.

CURITIBA – PR
2019

Processo de Integração de Transmissora - Submódulo 24.3 dos Procedimentos de Rede do ONS: Estudo de Caso de uma Linha de Transmissão Subterrânea em 345 kV

Elaborado por Antonio Joaquim Teixeira Neto e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, nível de especialização do Programa FGV Management, MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

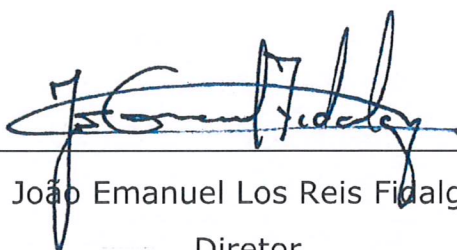
Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Dedico a Deus, minha família, minha noiva, colegas e amigos, que sempre estiveram comigo na minha caminhada, que me incentivaram a vencer os obstáculos que encontramos ao longo da vida.

DECLARAÇÃO

A Empresa Piratininga e Bandeirantes Transmissora de Energia S/A, representada neste documento pelo Sr (a) João Emanuel Los Reis Fidalgo, Diretor, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado: PROCESSO DE INTEGRAÇÃO DE TRANSMISSORA - SUBMÓDULO 24.3 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS: ESTUDO DE CASO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEA EM 345 KV, realizado pelo aluno Antonio Joaquim Teixeira Neto, do Curso de *Pós-Graduação lato sensu, nível de especialização do programa FGV Management, MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico*, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Curitiba, 04 de Outubro de 2019.



João Emanuel Los Reis Fidalgo


Diretor

Piratininga e Bandeirantes Transmissora de Energia S/A

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Antonio Joaquim Teixeira Neto, abaixo-assinado, do Curso de Pós-Graduação lato sensu, nível de especialização, do Programa FGV Management, MBA Executivo em Administração: Setor Elétrico, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE – Instituto Superior de Administração e Economia, no período de 24 de Novembro de 2017 a 26 de Maio de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: PROCESSO DE INTEGRAÇÃO DE TRANSMISSORA - SUBMÓDULO 24.3 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS: ESTUDO DE CASO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEA EM 345 KV, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 04 de Outubro de 2019.



Antonio Joaquim Teixeira Neto

LISTA DE SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional de Petróleo

CAPEX - Custos de Investimento Imobilizado, capital fixo

CC - Contrato de Concessão

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCI - Contrato do Compartilhamento das Instalações/Infraestrutura,
firmado entre transmissoras

CCT - Contrato de Conexão de Transmissão, firmado entre acessantes e
transmissoras

CETESB - Companhia Ambiental do Estado de São Paulo

CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CPST - Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão

CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DJM - Disjuntor e Meio

DNAE - Divisão Nacional de Águas e Energia

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GIS – *Gas Insulated Substation*

ICG - Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para
Conexão Compartilhada

ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e
Prestação de Serviço

IRPJ - Imposto de Renda Pessoa Jurídica

ISA-CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

LTA – Linha de Transmissão Aérea

LTS – Linha de Transmissão Subterrânea

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MIG-A - Módulo de Infraestrutura Geral de Acessante

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR - Plano de Ampliações e Reforços

PBTE – Piratininga- Bandeirantes Transmissora de Energia

PDE – Plano Decenal de Energia

PET - Programa de Expansão da Transmissão

PIS - Programa de Integração Social

RAP - Receita Anual Permitida

RBSE - Rede Básica dos Sistemas Existentes

SE – Subestação

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SPE – Sociedade de Propósito Específico

TLD - Termo de Liberação Definitivo

TLP - Termo de Liberação com Pendências

TLR - Termo de Liberação com Receita

TLT - Termo de Liberação para Testes

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - ANEXO 3 - Requisitos Impeditivos para a Operação Integrada.....	31
Tabela 2 - Laudo de Indenização RBSE	54
Tabela 3 - Resumo do Levantamento - Áreas CTEEP / Áreas Projeto PBTE	55
Tabela 4 - Requisitos Impeditivos do Procedimento de Rede para a emissão de Termos de Liberação.....	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais Marcos do Setor Elétrico Brasileiro	19
Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional	20
Figura 3 – Composição Atual do Sistema de Transmissão – REN 067/04.....	22
Figura 4 – Contrato de Prestação dos Serviços de Transmissão – CPST	28
Figura 5 – Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI	29
Figura 6 - Principais etapas do processo de implantação de novas instalações de transmissão	30
Figura 7 - Principais Marcos de Integração de Funções Transmissão.	30
Figura 8 – Logo Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia	36
Figura 9 – Região atendida.....	36
Figura 10 – SE Ibiúna como principal fonte para Bandeirantes e Piratininga II	37
Figura 11 – SE Ibiúna como principal fonte para Bandeirantes e Piratininga II	38
Figura 12 – Traçado da Linha de Transmissão Subterrânea.....	40
Figura 13 – Processo de fabricação do condutor subterrâneo	40
Figura 14 – Desenho construtivo do cabo isolado - Fonte: Catálogo Prysmian	41
Figura 15 – Arranjo comparativo entre as soluções convencionais e a da PBTE.....	42
Figura 16 – Gas Insulated Substation – GIS	43
Figura 17 – Instalações da PBTE na SE Bandeirantes.....	49
Figura 18 – Instalações da PBTE na SE Piratininga II.....	51
Figura 19 – Trechos D e E – LTS 345kV - PBTE	52

Sumário

1	INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS	15
2	O Setor Elétrico Brasileiro.....	18
2.1	Transmissão de Energia Elétrica	20
2.1.1	Formas de Outorga de Concessão de Instalações de Transmissão	22
2.1.2	Planejamento de novas instalações, reforços, consolidação de obras	23
2.2	Distribuição de Energia Elétrica.....	24
2.3	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.....	24
2.4	Procedimentos de Rede.....	25
2.5	Submódulo 24.3 - Integração de Funções de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional. 27	
2.5.1	Produtos.....	27
2.5.2	Contratos	28
2.5.3	Etapas do Processo de Implantação e Requisitos Impeditivos.....	29
3	Estudo de caso	34
3.1	Projeto	34
3.1.1	Participação na 1ª ETAPA DO LEILÃO 013/2015	38
3.1.2	Licenciamento Ambiental	39
3.1.3	Aspectos Tributários do Projeto	39
3.1.4	Traçado da Linha.....	40
3.1.5	Cabos Elétricos Isolados classe de isolamento de 362 kV	40
3.1.6	Subestação isolada a gás SF6 (GIS)	42
4	Análise do Processo de Integração.....	44
4.1	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST	44
4.2	Interfaces com outras transmissoras.....	47
4.2.1	Subestação Bandeirantes - Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI	47
4.2.2	Subestação Piratininga II - Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI	49
4.3	Compartilhamento não oneroso da Faixa de Servidão – Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI.....	51
4.4	Processo de integração conforme submódulo 24.3	56

5	CONCLUSÃO.....	61
6	Bibliografia.....	63

RESUMO

Com a perspectiva de crescimento do mercado de energia elétrica, modificações contínuas são necessárias para permitir a garantia de suprimento contínuo e o incremento de confiabilidade do atendimento de energia e potência ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Devido às suas condições geográficas, concentração cargas em grandes centros urbanos, seu vasto potencial hidrelétrico já aproveitado, seu potencial eólico e solar grandemente distribuído, o Brasil dispõe da predominância das suas fontes de geração localizadas distantes dos centros de cargas, sendo economicamente conveniente acoplar as fontes de geração aos mercados consumidores, através da contínua ampliação dos investimentos setoriais em Transmissão. Como *case* deste trabalho analisa-se o reforço ao suprimento da maior subestação de fronteira (SE Bandeirantes) para o atendimento à maior cidade do país, responsável como fonte praticamente única da zona sul da cidade de São Paulo, seu distrito financeiro principal, da sede do Governo do Estado, principais complexos hospitalares e principais shoppings centers. Dessa forma, visa mostrar as principais interfaces e dificuldades da integração de dois circuitos trifásicos de transmissão subterrâneos de 345kV à Rede Básica, em processo de implantação entre as Subestações Piratininga II e Bandeirantes localizadas na zona sul da cidade de São Paulo/SP.

Palavras Chave: Linha de Transmissão Subterrânea, Rede Básica, Submódulo 24.3., Tecnologias Compactas.

1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

O Setor Elétrico Brasileiro – SEB, teve sua exploração comercial regulada no início do século XX, através dos primeiros contratos de concessão firmados entre o governo federal e empresas de origem canadenses e norte-americanas, após o primeiro marco regulatório outorgado em 1934, conhecido como o “Código de Águas”, com alguns dispositivos ainda atualmente vigentes, passando por um momento de maior centralização da participação do Estado, por intermédio da Eletrobrás com o início da operação integrada se encaminhando para um modelo verticalizado, com empresas predominantemente estatais a partir de meados dos anos 40.

Este modelo inicialmente, possuía um caráter de monopólio natural com a remuneração garantida e serviço pelo custo, centrado na expansão da oferta de geração como forma de garantir a forte demanda de energia para o processo de rápida industrialização pelo qual passava o Brasil em meados do século XX, época também superavitária dos primeiros planos de seguridade social que financiaram, muitas vezes de forma pouco eficiente em termos econômicos, as grandes obras do setor até finais da década de 70, quando devido aos sucessivos choques de petróleo e escasseamento das fontes de financiamento o setor passou por um período de quase 20 anos sem novos investimentos, que vieram a ser retomados apenas a partir do projeto RE-SEB e consequente abertura, com a desverticalização das atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

Ainda na década de 90, profundas mudanças operativas passaram a ocorrer no SEB. O modelo de monopólio verticalizado deixou de existir, assim como tanto a coordenação das atividades de planejamento setorial e do planejamento da operação já passaram a existir, apontando o que seriam os embriões respectivamente da EPE e do ONS, que se formalizariam e teriam seus procedimentos e ritos devidamente formulados já nos anos 2000.

Com uma matriz até então predominantemente hidroelétrica, um mercado com uma forte expectativa de crescimento projetado, um maior grau de integração e interconexão entre os sistemas de diversas concessionárias além da necessidade de inserção de novas fontes de base térmica e posteriormente renováveis (como eólica e solar), o Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN, demandou uma maior especialização e disciplina na sua operação, de forma transparente para que se evitassem o prejuízo de alguns agentes em benefícios de outros que eventualmente já operassem no sistema brasileiro. Este fato

foi determinante para a criação do Operador Nacional do Sistema – ONS que deveria garantir um ambiente isonômico entre os agentes a partir de sua criação por lei ordinária, pois até então era a Eletrobrás quem coordenava esta operação.

Com profissionalização e separação da atividade de coordenação de operação por ente independente, novos critérios de confiabilidade e de segurança operativa foram criados, de forma a se identificar gargalos de infraestrutura e se propor reforços para o atendimento desses princípios de segurança operativa.

Além da implantação de fontes de geração e transmissão de energia elétrica para atender o constante crescimento da carga elétrica ao longo dos anos, foram realizados também estudos de segurança energética no SIN, sendo necessárias novas linhas de transmissão para alimentação redundante em diversas subestações, a fim de evitar possíveis estrangulamentos de linhas existentes, reduzindo o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Para a implantação de novas linhas de transmissão, normas denominadas “procedimentos de rede”, reguladas pela ANEEL, definem as características mínimas em aspectos formais para a correta inserção de ativos no SIN. O processo de integração é dividido em três grandes grupos de requisitos:

- **Contratos de Transmissão:** Contratos de concessão, prestação de serviços de transmissão, conexão e compartilhamento de instalações (quando aplicável), assim como todos os agentes de contorno envolvidos da operação do sistema a ser integrado, que definem todas as condicionantes da nova linha de transmissão;
- **Projeto Básico:** Projeto elaborado com base nas especificações do edital de licitação e anexos técnicos, esta etapa conta com a participação da transmissora deste a submissão e análise do respectivo projeto básico, sua aprovação pelo ONS, assim como a sua correta implantação e comprovação por meio de arquivos como construídos e, relatórios de comissionamento por parte da transmissora em sistema automatizado do ONS;
- **Estudos e testes para energização de novos equipamentos e instalação:** comprovação em análises a partir de simulações computacionais em modelos virtuais, que visam a comprovação do correto desempenho do sistema projetado.

Estes requisitos devem ser atendidos e gerenciados pelos agentes, no processo de implantação e integração da nova linha de transmissão.

Este trabalho tem como objetivo geral “descrever a implantação da linha de transmissão subterrânea de 345 kV da PBTE - Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia, junto com os aspectos principais e necessários para atendimento dos requisitos técnicos presentes no submódulo 24.3 – Integração de Funções de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional, de forma a dar contorno as exigências do ONS e atender às respectivas interferências com outras transmissoras”. Projeto que atualmente se encontra em fase de implantação e irá fornecer uma nova fonte à SE Bandeirantes (subestação de fronteira de Rede básica para atendimento à distribuidora Enel), localizada na Zona Sul da cidade de São Paulo/SP.

2 O Setor Elétrico Brasileiro

Ganim (2009, p.41) aponta que o Setor Elétrico Brasileiro teve seu primeiro marco regulatório com o Projeto do Código das Águas, iniciado em 1906 e concluído em 1907. Este projeto não teve avanço na Câmara de Deputados e no Senado Federal até 1923. Em 1933 foi realizado uma revisão do projeto, no dia 10 de julho de 1934 foi convertido no Decreto 26.234/34.

De acordo com Ganim (2009, p.41)

Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, por meio do Decreto-Lei nº1284, precursor do DNAEE, que, ligado diretamente à Presidência da República, tinha como atribuições manter estatísticas, organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código de Águas e examinar as questões tributárias referentes à energia elétrica.

Segundo Ganim, “o Código de Águas foi regulamentado em 1957, pelo Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, elaborado pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, extinto em 18.07.1969, pelo Decreto-Lei nº689” (GANIM, 2009, p.41).

Após diversas alterações na regulação do setor elétrico brasileiro, passando a criação do Ministério das Minas e Energia (MME) e Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRÁS), em 1995 estabelece-se um “novo setor elétrico”, destacando-se conforme Rolim (2009, p.17-19):

- Lei 8.987/95: Dispôs sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos;
- Lei 9.074/95: Estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e criou a figura do produtor independente de energia elétrica;
- Lei 9.427/96: Instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecendo a extinção do DNAEE, e disciplinou o regime das concessões de serviço público de energia elétrica;
- Lei 9.468/98 e Decreto 2.655/96: Instituiu a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e instituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Em 2001 ocorreu crise no setor elétrico, devido a falta de investimento, crise de abastecimento e racionamento de energia;

- A Resolução n.º 18, de 22/6/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico;
- Lei 10.847/04 e Decreto 5.184/04 – Instituição da Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- Lei 10.848/04 – Dispõe sobre o novo modelo do setor elétrico;
- Decreto 5.163/04 - dispõe sobre a regulamentação da comercialização de energia elétrica;
- Decreto 5.177/04 – Sucessão do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Decreto 5.081/04 – Regulamentação do ONS.

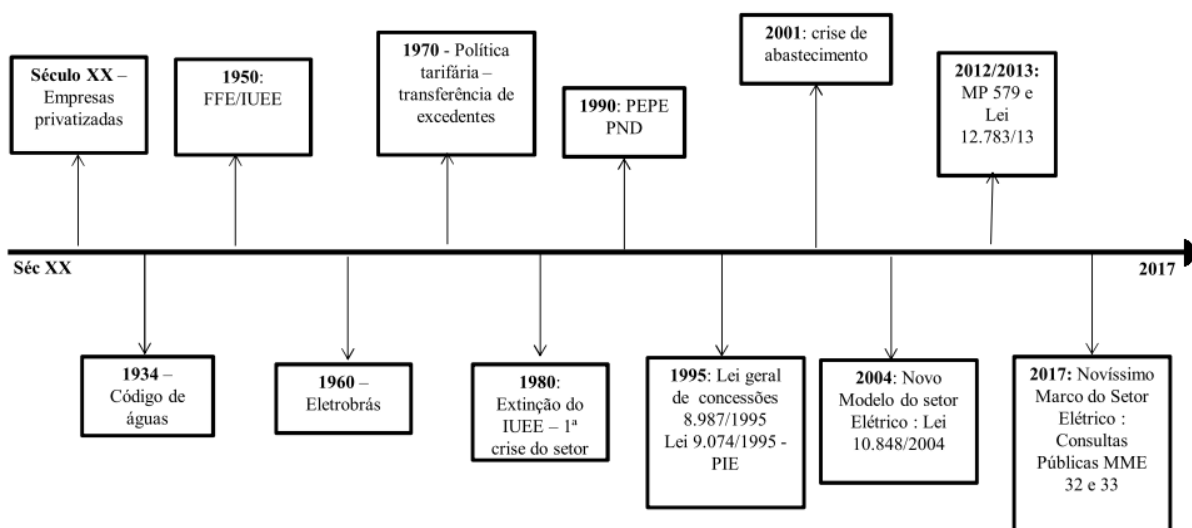


Figura 1 – Principais Marcos do Setor Elétrico Brasileiro
 Fonte: ISAE/FGV – MBA Setor Elétrico - Disciplina Aspectos Jurídicos e Tributários da Regulagem do Setor Elétrico (ROLIM, 2018, p.19).

2.1 Transmissão de Energia Elétrica

A atividade de transmissão de energia elétrica no Brasil é realizada pelo SIN - Sistema Interligado Nacional que interliga 98% do território nacional com aproximadamente 100.000 quilômetros de extensão, divididos em quatro submercados com preços distintos de energia elétrica, conforme figura abaixo.

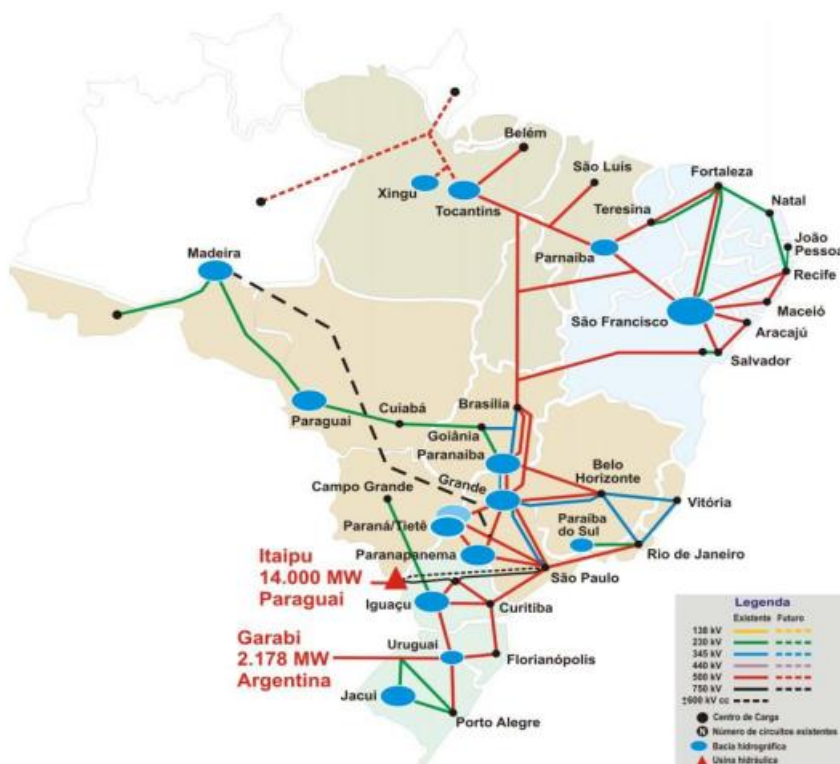


Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional
Fonte: (ONS, 2018)

De acordo com a ANEEL (REN 67/2004), instalações de transmissão são aquelas pertencentes às empresas que receberam outorga da União para prestar o serviço público de transmissão de energia elétrica. São classificadas como:

- Rede Básica: Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

-
- Demais Instalações de Transmissão – DIT: Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo. Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais.
 - Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG: São classificadas como ICGs as instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de Rede Básica para duas ou mais centrais de geração.
 - a) São exclusivas para o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.
 - b) São consideradas ICGs os barramentos, linhas de transmissão, transformadores de potência, inclusive aqueles com lado de alta tensão em nível de Rede Básica e lado de baixa tensão com nível inferior a 230 kV e suas conexões, bem como equipamentos de subestação não classificados como instalações de Rede Básica.
 - c) As instalações de transmissão de interesse exclusivo e caráter individual de centrais de geração com mesmo nível de tensão das ICGs poderão integrar o certame de transmissão de que trata o caput.
 - Instalações de Transmissão de Energia Elétrica Destinadas a Interligação Internacional: São aquelas estabelecidas por meio de Portaria do Ministério de Minas e Energia – MME, e resultam de:
 - a) Licitação para prestação do serviço público de transmissão destinado a interligações internacionais, conforme §6º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995 (a Receita Anual Permitida – RAP é estabelecida por meio do processo licitatório);
 - b) Equiparação das instalações necessárias aos intercâmbios internacionais de energia elétrica outorgadas até 31 de dezembro de 2010, conforme §7º do art.
-

A Resolução Normativa Aneel nº 67, de junho de 2004, estabelece os critérios para composição de Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão (DIT), ver Figura 3 – Composição Atual do Sistema de Transmissão – REN 067/04. Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendem aos seguintes critérios:

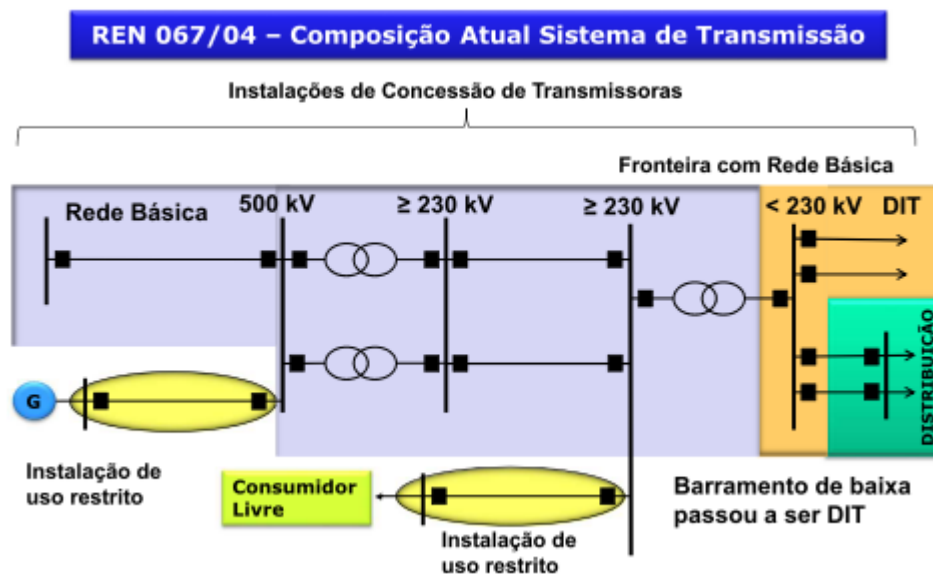


Figura 3 – Composição Atual do Sistema de Transmissão – REN 067/04
 Fonte: ISAE/FGV – MBA Setor Elétrico - Disciplina Transmissão de Energia (MATTAR, 2018, p.16).

2.1.1 Formas de Outorga de Concessão de Instalações de Transmissão

A legislação brasileira estabelece que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia elétrica podem ser realizados diretamente, pelo Governo Federal, ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões e autorizações a outros agentes públicos, bem como para empresas privadas. Por meio de delegação do Ministério de Minas e Energia (MME), o processo de licitação, a fim de outorgar concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil, está sob responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor elétrico no país.

O documento consolidado (PAR/PET), publicado periodicamente, subsidia o processo de outorga das obras de transmissão realizado pela Aneel. Processo similar é feito para as obras integrantes das Demais Instalações de Transmissão (DIT), sendo também coordenada pelo MME a emissão do documento consolidado de proposição das obras para essas instalações.

2.1.2 Planejamento de novas instalações, reforços, consolidação de obras

O Plano Decenal de Expansão - PDE, é elaborado através das atividades relativas ao planejamento da transmissão em caráter regional pelos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais - GETs da EPE com a colaboração das concessionárias de transmissão e de distribuição na sua área de atuação. Este estudo tem um horizonte decenal é feita a partir das projeções de carga elétrica e do plano referencial de geração, com a utilização dos critérios de planejamento vigentes.

- O PET - Programa de Expansão da Transmissão apresenta o programa de obras para um determinado horizonte, elaborado a partir dos Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão, provenientes da consolidação das análises e pareceres técnicos desenvolvidos pela EPE, em conjunto com as empresas, via os GETs regionais;
- O PAR - Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN é elaborado anualmente pelo ONS e conta com a participação dos agentes de transmissão, geração, distribuição e consumidores livres. O estudo leva em conta os estudos elaborados pela EPE, as propostas de novos reforços, as solicitações de acesso, as variações nas previsões de carga, os atrasos na implantação de instalações de geração e transmissão, assim como as informações oriundas da programação da operação elétrica, energética e da operação em tempo real do ONS;
- A consolidação das obras associadas a rede básica bem como as demais instalações de transmissão a serem licitados ou autorizados. Se faz através da compatibilização pelo Ministério de Minas e Energia MME dos estudos realizados pela EPE e ONS (PET e PAR), submetidos para avaliação e aprovação do DPE/SPE/MME, agregando tanto a visão de operação quanto à visão de planejamento;
- Ampliação: É a implantação de novo elemento funcional, linha de transmissão, subestação ou novo pátio de subestação, detentora de uma nova concessão de transmissão. É a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica.

A REN nº 443/2011 estabelece que:

- Reforço: É a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de
-

capacidade de transmissão, de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN, de vida útil ou para conexão de usuários;

- Melhoria: É a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica.

2.2 Distribuição de Energia Elétrica

A distribuição é responsável pelo transporte de energia elétrica do sistema transmissão até os consumidores finais, é realizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas. Atualmente (2018), temos 53 Concessionárias, 43 Permissionárias e 13 Autorizadas, totalizando 109 agentes, entre públicos, privados e de economia mista, atuando no mercado de distribuição.

2.3 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de:

- a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;
- b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

O ONS é composto por membros associados e membros participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o Ministério de Minas e Energia (MME) e representantes dos Conselhos de Consumidores.

2.4 Procedimentos de Rede

Os procedimentos de rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN – Sistema Interligado Nacional.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão -CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Os Procedimentos de Rede do ONS estão divididos em módulos, conforme abaixo:

-
- Módulo 1 - O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede
 - Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho;
 - Módulo 3 - Acesso às instalações de transmissão;
 - Módulo 4 - Ampliações e reforços;
 - Módulo 5 - Consolidação da previsão de carga;
 - Módulo 6 - Planejamento e programação da operação elétrica;
 - Módulo 7 - Planejamento da operação energética;
 - Módulo 8 - Programação diária da operação eletro energética;
 - Módulo 9 - Recursos hídricos e meteorologia;
 - Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação;
 - Módulo 11 - Proteção e controle;
 - Módulo 12 - Medição para faturamento;
 - Módulo 13 - Telecomunicações;
 - Módulo 14 - Administração dos serviços ancilares;
 - Módulo 15 - Administração de serviços e encargos de transmissão;
 - Módulo 16 - Acompanhamento de manutenção;
 - Módulo 18 - Sistemas e modelos computacionais;
 - Módulo 19 - Identificação e tratamento das não-conformidades;
 - Módulo 20 - Glossário de termos técnicos;
 - Módulo 21 - Estudos para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações;
 - Módulo 22 - Análise de ocorrências e perturbações;
 - Módulo 23 - Critérios para estudos;
 - Módulo 24 - Processo de integração de instalações;
 - Módulo 25 - Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho;
 - Módulo 26 - Modalidade de operação de usinas.
-

Para este estudo de caso, será detalhado alguns aspectos específicos do submódulo 24.3, Integração de instalações de transmissão ao Sistema Interligado Nacional.

2.5 Submódulo 24.3 - Integração de Funções de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional.

O submódulo 24.3 foi revisado recentemente pelo ONS e está em vigência a partir de 01/07/2019, de acordo com a REN 841/18 da ANEEL.

O objetivo deste submódulo é estabelecer as atividades pertinentes ao ONS e aos agentes de transmissão para integração de ampliações, reforços e melhorias ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

2.5.1 Produtos

Os seguintes produtos são pertencentes ao processo de integração de Função Transmissão - FT ou Grupo de FT ao SIN:

- d) Termo de Liberação para Teste – TLT: Operação em teste, período no qual uma FT ou grupo de FT é energizado para que o ONS e a Transmissora verifique o seu comportamento para operação integrada ao SIN;
 - e) Termo de Liberação com Pendências – TLP: Operação de uma FT ou grupo de FT integrado ao SIN sem pendências impeditivas e com pendências não impeditivas próprias;
 - f) Termo de Liberação de Receita – TLR: Para fornecer o direito de recebimento da receita quando houver pendências impeditivas de terceiros ou de caráter sistêmico;
 - g) Termo de Liberação Definitivo – TLD: Operação de uma FT ou grupo de FT integrado ao SIN sem pendências;
 - h) Relatório Trimestral de Termos de Liberação para Reforços e Melhorias em Instalações de Transmissão não integrantes da Rede Básica;
 - i) Relatório de Integração de Reforços e Melhorias Sem Estabelecimento Prévio de Receita;
 - j) Relatório de Pendências Não Impeditivas Próprias com Prazos Vencidos; e
-

- k) Relatório de Pendências Impeditivas de Terceiros e de Pendências Impeditivas de Caráter Sistêmico.

2.5.2 Contratos

- CPST: Condições da prestação de serviços de transmissão aos Usuários, por uma concessionária detentora de Instalações de Transmissão, sob administração e coordenação do ONS. Partes o ONS e Transmissora.



Figura 4 – Contrato de Prestação dos Serviços de Transmissão – CPST
 Fonte: (ONS, 2018, p.4)

- CUST: Condições do uso da Rede Básica por um Usuário, mediante controle e supervisão do ONS dos sistemas elétricos interligados. Partes: ONS, as Transmissoras e os Usuários.
- CCT: Condições técnico-operacionais e comerciais que irão regular a conexão do Usuário com a Rede Básica. Partes: Usuários e Transmissora, sendo o ONS interveniente.
- CCI: Condições técnico-operacionais e comerciais que irão regular o compartilhamento das instalações de propriedade das Concessionárias de Transmissão. Partes: as Transmissoras, sendo o ONS interveniente.

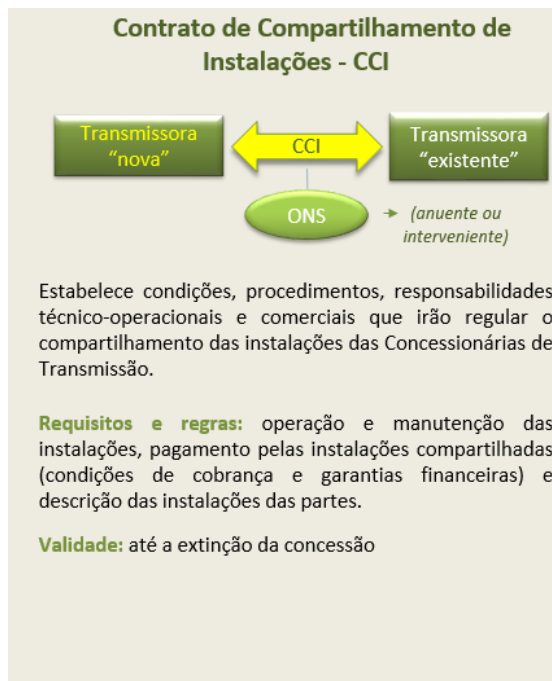


Figura 5 – Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI
 Fonte: (ONS, 2018, p.4)

2.5.3 Etapas do Processo de Implantação e Requisitos Impeditivos

Algumas etapas deverão ser seguidas conforme processo detalhado no submódulo 24.3 descrito na Figura 6.

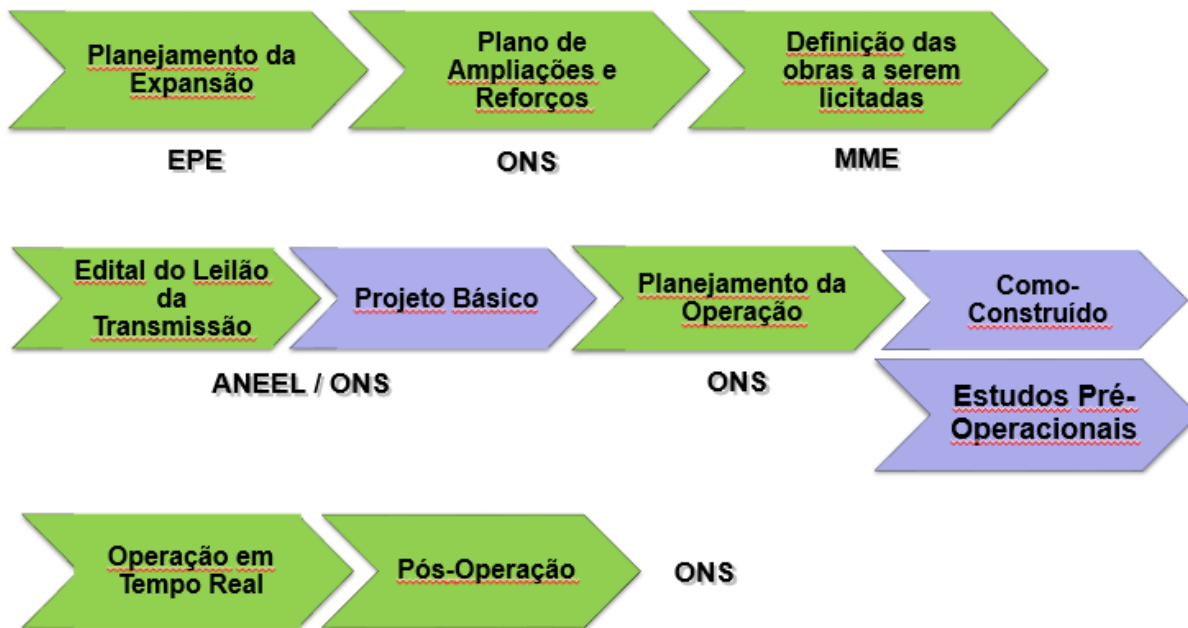


Figura 6 - Principais etapas do processo de implantação de novas instalações de transmissão
 Fonte: (ONS, 2018, p.8)

Para a integração de funções de transmissão, os principais marcos conforme detalhados na Figura 7, deverão ser atendidos, quando aplicáveis, pela transmissora a ser integrada à rede básica.

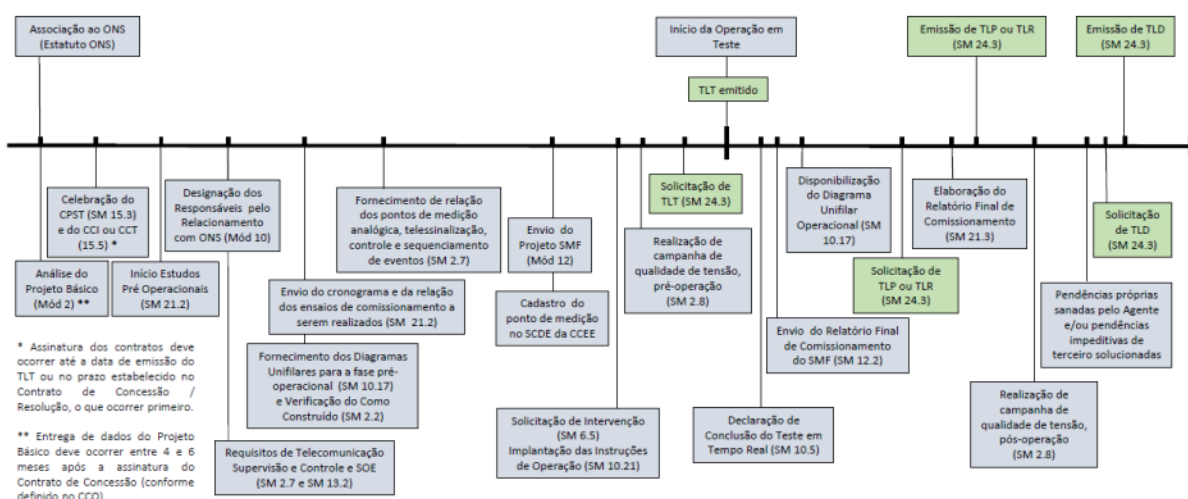


Figura 7 - Principais Marcos de Integração de Funções Transmissão.
 Fonte: ONS - Procedimento de Rede, Submódulo 24.3 (2018, p.8).

A fim de contribuir e orientar no processo de integração do agente junto ao ONS, consta no Anexo 3 do submódulo 24.3, o quadro de requisitos impeditivos com os respectivos submódulos aplicáveis, visando descrever de forma sucinta todas as exigências do processo até a entrada de operação (teste, com pendências e definitiva) da Linha de Transmissão, conforme descrito na Tabela 1.

Tabela 1 - ANEXO 3 - Requisitos Impeditivos para a Operação Integrada.
Fonte: ONS - Procedimento de Rede, Submódulo 24.3 (2018, p.28).

Requisitos Impeditivos dos Procedimentos de Rede para a Emissão de Termos de Liberação	Origem do Requisito nos Procedimentos de Rede	OPERAÇÃO INTEGRADA		
		TESTE	COM PENDÊNCIAS	DEFINITIVA
Licença Ambiental de Operação ou sua dispensa	----	X	X	X
Parecer Técnico da Conformidade do Projeto Básico1	2.2	X	X	X
Parecer Técnico de Análise da Conformidade das Instalações como Efetivamente Implantadas	2.2			X
Conformidade com o Ato Autorizativo	24.3	X	X	X
Assinatura do CPST1	15.3	X	X	X
Assinatura do CCI1	15.5	X	X	X
Assinatura do CCT 2	15.5	X	X	X
Medição para Faturamento - Aprovação do Projeto	12.2	X	X	X
Medição para Faturamento - Cadastro do ponto de medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE	12.2	X	X	X
Medição para Faturamento - Aprovação do Relatório de Comissionamento	12.2		X	X
Modelos Reais para Simulação	21.2			X
Atendimento às Recomendações do Pré-operacional	21.2	X	X	X
Relatório Final de Comissionamento	21.2			X
Solicitação de Intervenções	6.5	X	X	X

Fornecimento do Diagrama Unifilar para a fase pré-operacional	10.17	X	X	X
Fornecimento do Diagrama Unifilar Operacional	10.17		X	X
Implantação das Instruções de Operação	10.17	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Base de Dados	2.7	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Dados (no mínimo 1 canal)	2.7 e 13.2	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Dados (2 canais distintos)	2.7 e 13.2		X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Requisitos do Sequenciador de Eventos – SOE – EVENTOS DO GRUPO A3	2.7	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Requisitos do Sequenciador de Eventos – SOE – EVENTOS DOS GRUPOS B e C3	2.7			X
Sistema de Supervisão e Controle - Teste Ponto a Ponto	2.7	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Avaliação do desempenho satisfatório do Sistema de Supervisão e Controle durante operação em teste	2.7 e 13.2		X	X
Sistema de Telecomunicação - Canais de Comunicação de Voz (no mínimo 1 canal) ⁴	13.2	X	X	X
Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Dados (2 canais distintos)	13.2		X	X
Sistema de Telecomunicação – Avaliação do desempenho satisfatório do Sistema de Telecomunicação durante operação em teste	13.2		X	X

Declaração de Conclusão do Teste em Tempo Real	10.5 e 10.22		X	X
Medição de resistividade do solo e resistência de pé de torre.	2.2	X	X	X
Parecer técnico de conformidade da resistividade do solo e resistência de pé de torre medida com a projetada.	2.2			X
Realização de campanha de qualidade de tensão (QEE), pré-operação ⁵	2.8	X	X	X
Realização de campanha de qualidade de tensão (QEE), pós-operação ⁵	2.8			X

3 Estudo de caso

Em função dos objetivos traçados para este trabalho, pretende-se apresentar os principais aspectos do estudo de caso da integração da Linha de Transmissão Subterrânea em tensão de 345kV, as macro etapas a serem cumpridas na fase de implantação desta nova ampliação entre as subestações Piratininga II e Bandeirantes, com dois circuitos trifásicos, com a capacidade máxima de 1700MVA (2 x 850MVA).

3.1 Projeto

O escopo do projeto da PBTE – PIRATININGA E BANDEIRANTES TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A, é a expansão da Rede Básica dentro da capital paulista, para a inserção de uma nova fonte para a maior subestação de fronteira da Rede Básica na maior cidade do Brasil e maior carga atendida dentro SIN, com um universo atual de 8 milhões de habitantes, atualmente com 1800 MVA de capacidade de transformação.

A subestação Bandeirantes, de propriedade da empresa Transmissora – CTEEP, foi comissionada em 1978, há mais de 40 anos, época em que a Light ainda atuava de forma totalmente verticalizada. A única fonte desde então vem sendo a subestação Xavantes, também em 345 kV de onde se originam três circuitos de cabos subterrâneos isolados à óleo, tecnologia atualmente em desuso, devido à questões de ordem ambiental e de segurança operativa, circuitos esses que já se encontram totalmente depreciados e que compõem a chamada RBSE, atualmente em operação com estimativa máxima de 10 anos de vida útil residual.

Neste contexto, tendo em vista os requisitos operativos do ONS, em especial os requisitos de confiabilidade n-1 0 sistema de transmissão de interesse quando avaliado deve suportar a perda de pelo menos um dos seus elementos sem ocasionar a perda de carga em condição degradada do sistema. Desta forma a EPE, quando realizou os estudos de mercado identificou a possibilidade de sobrecarga na SE Bandeirantes quando da perda de um dos três circuitos da LT Xavantes – Bandeirantes em 345 kV, a partir de abril de 2016, o que do ponto de vista de confiabilidade motivou a referida contratação da concessão da PBTE por intermédio do contrato de concessão nº 012/2016-ANEEL (http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/siget/arq.cfm?arquivo=31759), concessão contratada pela União por intermédio da ANEEL.

Basicamente a função dos ativos da PBTE são dotar a Subestação Bandeirantes (maior e mais importante subestação da cidade de São Paulo) de um grau de confiabilidade diferenciado em seu suprimento, por intermédio de uma nova fonte de suprimento que hoje é feito exclusivamente pela Subestação Xavantes. Com a nova linha de transmissão Piratininga II - Bandeirantes seria aumentada a confiabilidade de atendimento à SE Bandeirantes, que alimenta cargas importantes para a cidade de São Paulo, além de se liberar o quarto banco de autotransformadores existente (3 x 133 MVA – 345//88kV) naquela subestação para a tomada de carga, tendo em vista esses transformadores serem apenas reserva quente do sistema, possibilitando à Enel Distribuição São Paulo o incremento de sua carga através da contratação de pelo menos 400 MVA a mais de montante de sistema de transmissão, o que encontrava-se inviabilizado apenas com o suprimento a partir da SE Xavantes.

Esse acréscimo de potência aparente e de transformação permitirá o atendimento, por meio dessa subestação de fronteira de Rede Básica, para uma população projetada de até 2,5 milhões de pessoas a mais nos próximos anos, atendendo a um universo de 10,5 milhões de habitantes na região mais densamente povoada da cidade de São Paulo.

Como exemplo das cargas principais atendidas pela SE bandeirantes podemos citar:

- Complexos hospitalares das Clínicas da FMUSP, Albert Einstein entre outros;
 - Sistemas de transportes do Metrô e CPTM;
 - Principais Shoppings Centers da cidade de São Paulo;
 - Instituições Financeiras (sedes de Santander, Itaú, Banco do Brasil, CEF e Banco Central em SP);
 - Intensa atividade de empresas comerciais e prestadoras de serviços;
 - Palácio do Governo do Estado;
 - Aeroporto de Congonhas;
 - População aproximada atualmente de 8 milhões de pessoas;
-



Figura 8 – Logo Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia

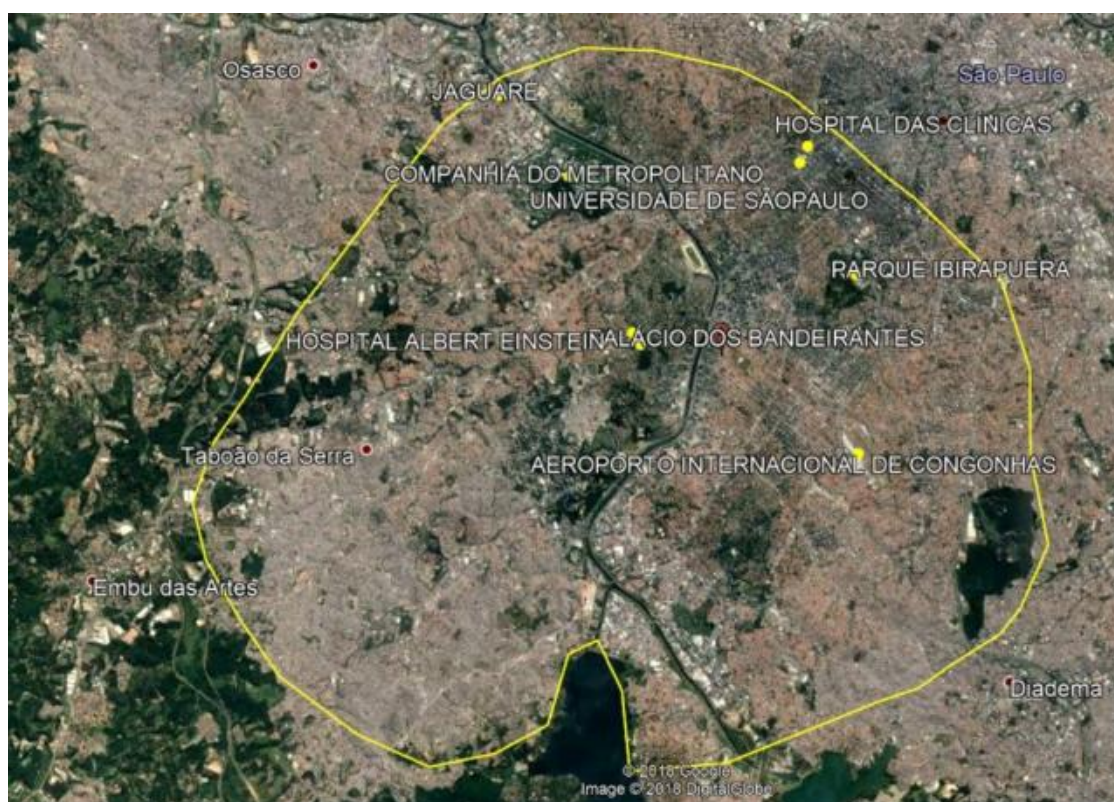


Figura 9 – Região atendida
 Fonte: Google Earth

A obra da PBTE é necessária pois hoje existe um estrangulamento entre a Subestação de Interlagos (aonde chegam todas as linhas de transmissão em 345 kV provenientes do sistema de transmissão de Itaipú) e a própria Subestação Bandeirantes, a partir de onde são atendidos cerca de 1100 MW médios de carga da ENEL SP Distribuidora. Sem a LT da PBTE o Operador Nacional do Sistema não permite o acréscimo de novas cargas pela distribuidora a partir daquele ponto de suprimento da Rede Básica,

todo o sistema existente hoje (LT Xavantes-Bandeirantes) se encontra depreciado com mais de 40 anos de operação comercial o que apontaram a necessidade do projeto da PBTE para atendimento à SE Bandeirantes em termos do menor custo mínimo global para atendimento aos requisitos operativos do sistema elétrico naquela região.

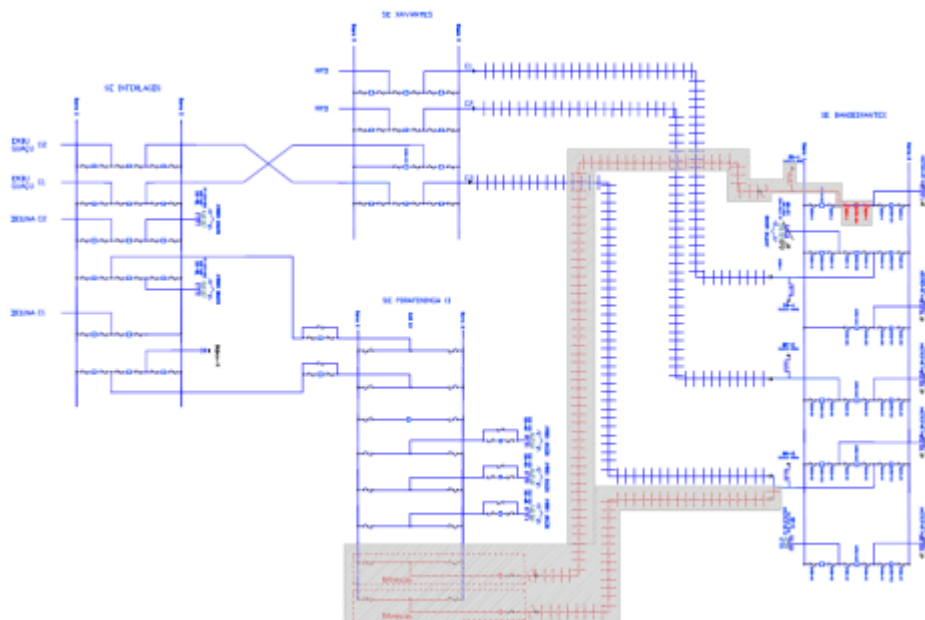


Figura 10 – SE Ibiúna como principal fonte para Bandeirantes e Piratininga II
 Fonte: (Relatório R1 da EPE, 2014, p.19).

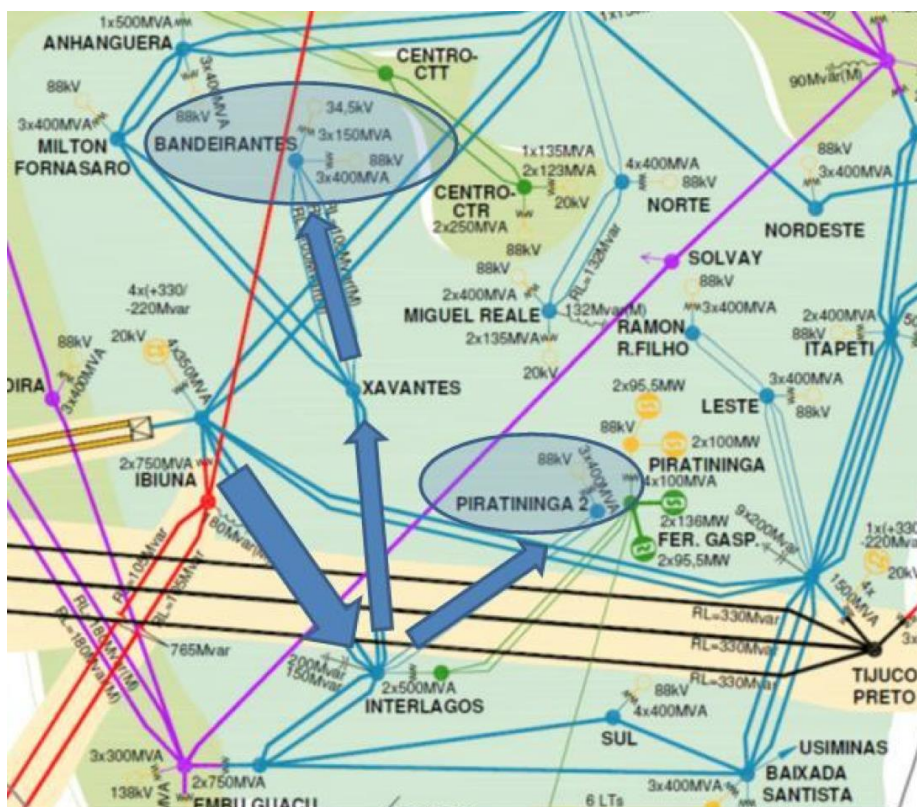


Figura 11 – SE Ibiúna como principal fonte para Bandeirantes e Piratininga II
 Fonte: (EPE, 2014, p.23).

3.1.1 Participação na 1ª ETAPA DO LEILÃO 013/2015

Em 13 de Abril de 2016, foi realizado a 1ª Etapa do Leilão de Transmissão 013/2015- ANEEL, cujo "Lote F" consistia na Linha de Transmissão em circuito duplo subterrânea, em 345 kV, Piratininga II – Bandeirantes, que foi vencida pelo consórcio MPE-KV (PBTE), que participou de forma isolada neste lote.

Em 21 de novembro de 2016 foi assinado o contrato de concessão 012/2016-ANEEL cuja concessão foi outorgada à PBTE – SPE, que passou então a prestar as informações à ANEEL por intermédio do Processo Administrativo nº 48500.002071/2017-99 – no âmbito da gestão de outorgas de empreendimentos de transmissão nos termos de delegação expressa deste MME à ANEEL por meio do Decreto 4.932 de 23 de dezembro de 2003.

Atualmente o empreendimento tem previsão de início da sua operação comercial de forma antecipada à data contratual prevista em 20 de novembro de 2020, antecipando a entrada em operação da função de transmissão que atualmente já se mostra necessária em cerca de 10 meses, conforme prerrogativa da transmissora prevista na cláusula quinta do contrato de concessão nº 012/2016-ANEEL.

3.1.2 Licenciamento Ambiental

Principais licenças do empreendimento:

- Licença ambiental prévia do empreendimento, emitida pela CETESB em 02/03/2018 com Nº 2596;.
- Licença ambiental de instalação do empreendimento, emitida pela CETESB em 10/08/2018 com Nº 2540;

São previstas para a solicitação da licença ambiental de operação o atendimento de uma série de condicionantes e ações reparadoras por parte da PBTE, em prazo mínimo de 120 dias antes do início da operação comercial prevista para entre o final do mês de janeiro de 2020 e meados de fevereiro de 2020.

3.1.3 Aspectos Tributários do Projeto

Tendo em vistas a RAP da transmissora para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, além do mercado a ser ampliado na região de interesse pela distribuidora nos próximos anos podemos fazer a seguinte estimativa de geração de impostos pelo projeto da PBTE:

- Incidência direta pela PBTE de cerca de R\$ 50 milhões/ano de IRPF e CSLL;
- Tendo em vista o aumento de mercado de 250 MW médios que a linha agregará à Enel Distribuidora, estima-se, considerando uma carga tributária da ordem de 45% efetiva na conta de luz, uma arrecadação adicional de aprox. R\$ 500 milhões por ano em tributos estaduais e federais (ICMS, IRPJ, CSLL, PIS, COFINS), além dos Encargos Setoriais para subsídios às políticas públicas:

$$= 250 \text{ MWmédios} \times 8760 \text{ horas/ano} \times$$

$$\text{R\$ } 493.63 \times (0.45) = \text{R\$ } 486 \text{ Milhões/ano} - \text{ Acréscimo em arrecadação de impostos.}$$

3.1.4 Traçado da Linha

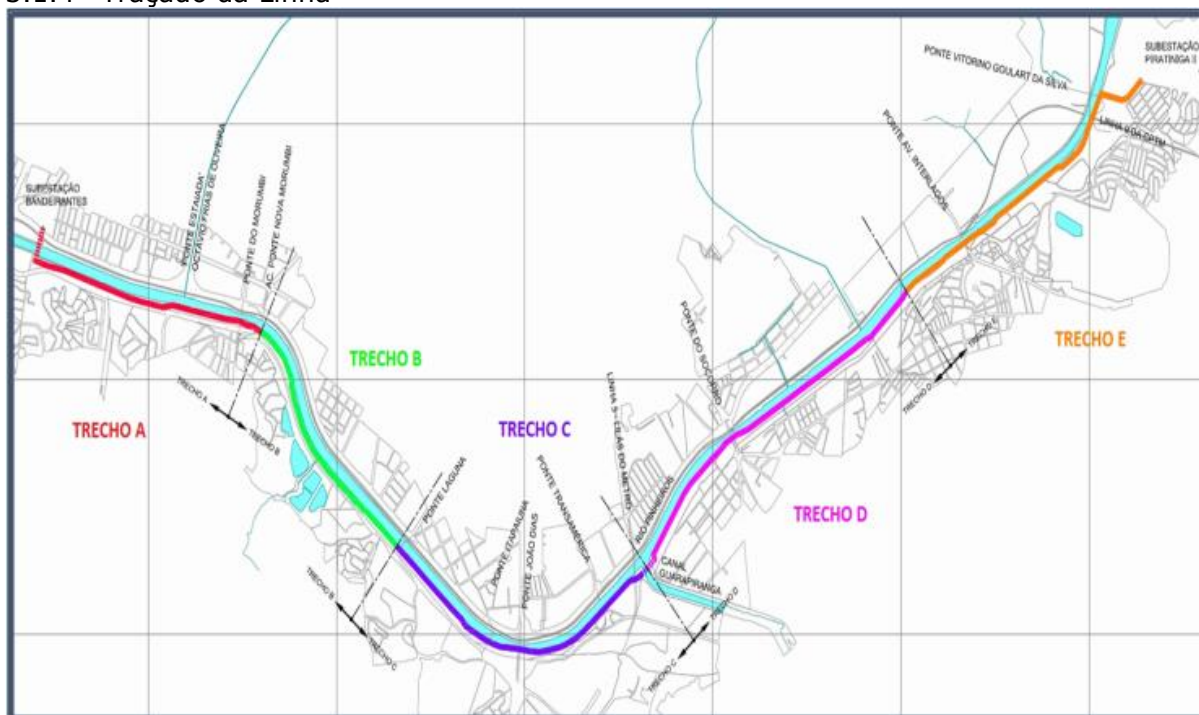
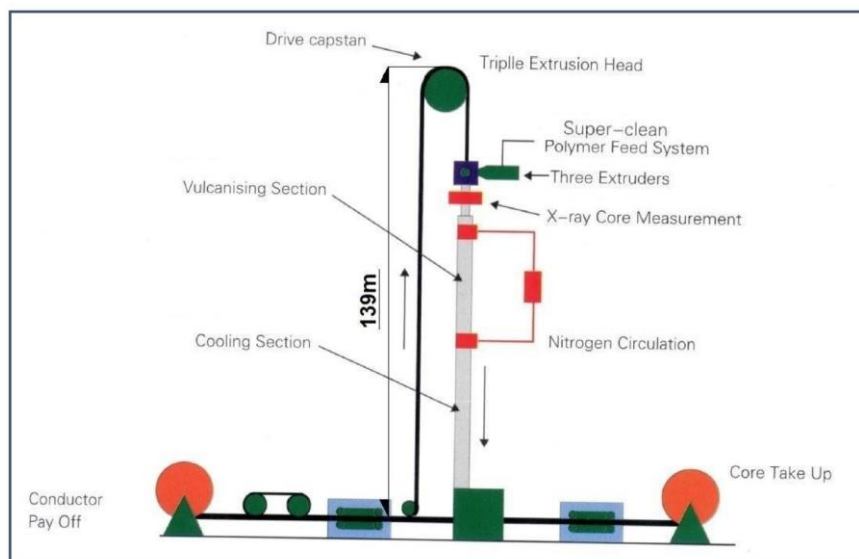


Figura 12 – Traçado da Linha de Transmissão Subterrânea
Fonte: Projeto THEMAG

3.1.5 Cabos Elétricos Isolados classe de isolamento de 362 kV

A linha de transmissão subterrânea irá utilizar cabos XLPE, 2000mm², com o condutor de alumínio.



Não existem plantas industriais no Brasil, tampouco, no Mercosul aptas para a fabricação do cabo 345kV:

- Necessidade de Torre 139 metros de altura;
- Extrusão em XLPE de alta densidade;
- Bitolas de 2000 mm²;
- Projetos futuros previstos em centros urbanos;

Figura 13 – Processo de fabricação do condutor subterrâneo
Fonte: Catálogo Prysmian

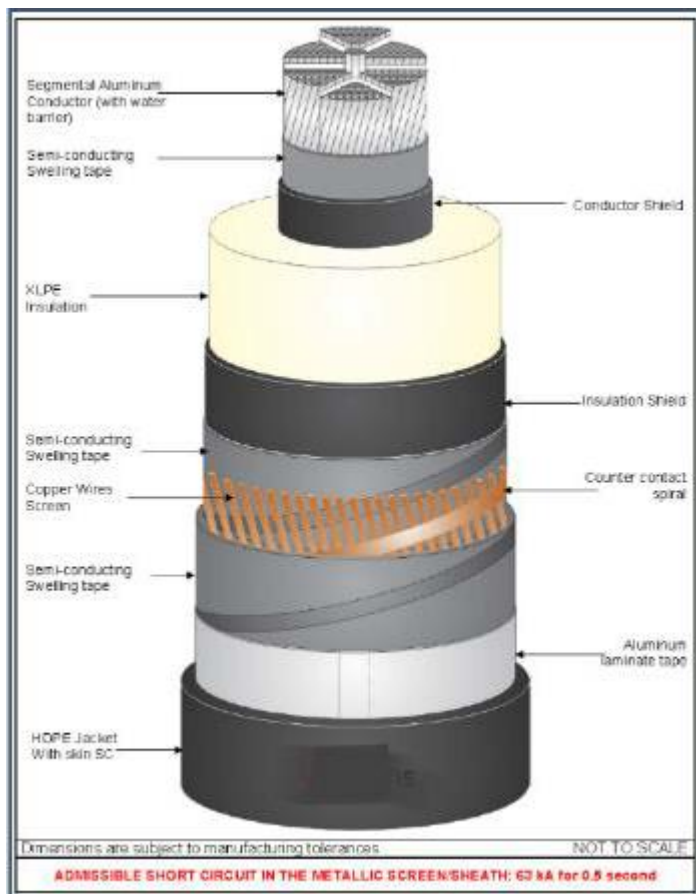
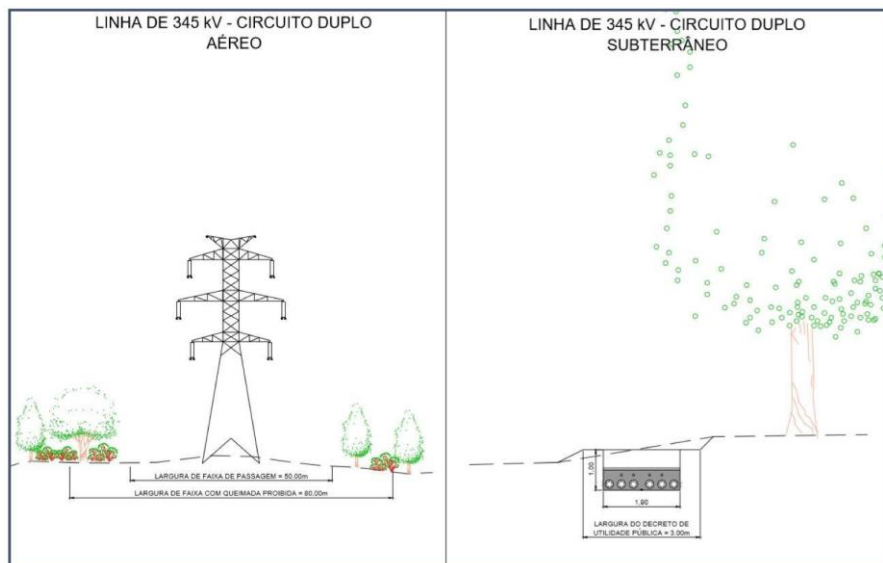


Figura 14 – Desenho construtivo do cabo isolado
 Fonte: Catálogo Prysmian

Como os maiores benefícios do uso de tecnologias compactas/subterrâneas para as linhas de transmissão podemos destacar uma redução da ordem de 94% da largura da faixa de servidão – uma equivalente demandaria cerca de 50 metros de largura ao passo que a PBTE apenas usou 3 metros.



Comparativo:

- Menor poluição visual;
- Redução de 94% na largura da faixa de servidão;
- Maior segurança a intempéries e eventos climáticos;
- Redução de custos fundiários;
- Novos projetos previstos em centros urbanos.

Figura 15 – Arranjo comparativo entre as soluções convencionais e a da PBTE.
Fonte: Projeto THEMAG.

3.1.6 Subestação isolada a gás SF6 (GIS)

Para realizar a conexão da LTS às barras das subestações Bandeirantes e Piratininga II, serão implantadas Subestações GIS (Gas Insulated Substation), permitindo:

- Redução de até 70% de manutenção em relação a uma subestação ao tempo;
- Maior robustez e confiabilidade;
- Mercado em crescimento no Brasil
- Projetos previstos em centros urbanos;



Figura 16 – Gas Insulated Substation – GIS
Fonte: Catálogo ABB

4 Análise do Processo de Integração

O processo de integração junto ao ONS, possui etapas de integração reguladas e descritas conforme os Procedimentos de Rede, cláusulas estas espelhadas nas cláusulas do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST. Apesar do Contrato de Concessão ser o principal instrumento entre a concessionária e o Poder Concedente, o CPST para fins dessa etapa do trabalho guarda especial interesse no processo de integração, pois é um contrato de adesão, devendo a PBTE aderir ao mesmo sem possibilidade de discussão do seu teor. O não atendimento de qualquer item do Procedimento de Rede conforme previsto no CPST faculta ao ONS a não concluir o processo de integração, alegando pendências impeditivas próprias da transmissora. Somados a isso algumas interfaces com outras transmissoras são necessárias e negociadas no âmbito das discussões para a assinatura dos contratos de compartilhamento de instalações - CCI's, de modo que o projeto que conecta duas subestações de propriedade da ISA-CTEEP/IE-PINHEIROS (subsidiária integral da ISA-CTEEP), também compartilha de faixa de servidão entre transmissoras, além de outros temas endereçados entre as partes envolvidas nestas etapas.

4.1 Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST

O Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST foi celebrado entre as o ONS e PBTE no dia 18 de janeiro de 2017.

Algumas considerações e cláusulas presentes no contrato:

- As atividades de coordenação e controle da operação, da geração e da transmissão de energia elétrica no SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL serão executadas pelo ONS;
 - O ONS e a TRANSMISSORA deve propiciar e garantir aos USUÁRIOS o uso e a conexão às instalações do SISTEMA DE TRANSMISSÃO da REDE BÁSICA para estes efetuarem suas transações de energia elétrica;
 - A operação e a manutenção das instalações e equipamentos de transmissão relacionados nos Anexos deste CONTRATO, necessários à prestação dos
-

SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO são de responsabilidade exclusiva da TRANSMISSORA;

- O ONS necessita estabelecer com novos Agentes de Transmissão as condições técnicas e comerciais para contratação dos SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO de novas instalações pertencentes à REDE BÁSICA permitindo integrá-las àquelas de agentes prestadores de SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO já em operação;
 - A TRANSMISSORA deverá permitir que novas conexões sejam feitas às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO objeto deste CONTRATO sempre que instruída neste sentido pelo ONS, em conformidade com os PROCEDIMENTOS DE REDE, mediante a celebração dos respectivos CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - CUST e CONTRATO DE CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - CCT;
 - A TRANSMISSORA deverá disponibilizar para o ONS, em tempo real, todos os dados necessários para a operação das instalações da TRANSMISSORA integrantes da REDE DE OPERAÇÃO, conforme definido nos PROCEDIMENTOS DE REDE, no Centro de Operação indicado pelo ONS;
 - A TRANSMISSORA deverá atuar em conformidade com os PROCEDIMENTOS DE REDE no que concerne às medições para fins de contabilização dos ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO;
 - O ONS terá direito de verificar qualquer informação fornecida pela TRANSMISSORA sob este CONTRATO, inclusive inspecionar relatórios e rever compilações de dados, por sua própria conta ou através de terceiros devidamente autorizados;
 - A TRANSMISSORA deverá permitir, a qualquer tempo, o acesso do ONS ou de terceiros por ele designados às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO objeto deste CONTRATO, respeitadas as normas e procedimentos internos, para fins de inspeção da conformidade das mesmas com as instruções do ONS;
 - A TRANSMISSORA disponibilizará ao ONS, até 120 (cento e vinte) dias antes da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL, qualquer alteração na relação das capacidades operativas das instalações e equipamentos objeto deste CONTRATO, bem como das potências nominal e máxima dos transformadores e dos respectivos fatores limitantes, os quais integrarão o Anexo II do mesmo, de acordo com a regulação pertinente;
-

-
- A TRANSMISSORA deverá atender os indicadores, os padrões e as disposições estabelecidas em regulação específica e nos PROCEDIMENTOS DE REDE, em conformidade com o Contrato de Concessão;
 - Fica assegurada ao ONS a exclusividade pelo controle da operação das INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA, de propriedade da TRANSMISSORA, relacionadas nos Anexos deste CONTRATO e eventuais aditivos, de acordo com os PROCEDIMENTOS DE REDE;
 - É de responsabilidade da TRANSMISSORA a manutenção de todos os sistemas de proteção e controle, em nível sistêmico ou não, das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de sua titularidade;
 - A prestação de SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO de energia elétrica, objeto deste CONTRATO, abrange também a disponibilização dos EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA relacionados nos seus Anexos, bem como aqueles que venham a ser incorporados através de REFORÇOS DA REDE BÁSICA;
 - A TRANSMISSORA irá operar seus EQUIPAMENTOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA, de acordo com instruções do ONS, fornecendo ou absorvendo potência reativa, de forma a atender aos PROCEDIMENTOS DE REDE;
 - A TRANSMISSORA, pela prestação de SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO de energia elétrica, terá direito de receber dos USUARIOS, a partir do início da OPERAÇÃO COMERCIAL, em relação a cada mês do CONTRATO, através dos CONTRATOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - CUST, um duodécimo da RECEITA ANUAL PERMITIDA referente à REDE BÁSICA, em conformidade com o que consta no CONTRATO DE CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, referente às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO;
 - A TRANSMISSORA poderá ter sua RECEITA ANUAL PERMITIDA reduzida de uma PARCELA VARIÁVEL POR I NDISPONIBILIDADE-PVI, incluindo a hipótese de Atraso na Entrada em Operação, e de uma PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA TEMPORÁRIA-PVRO, descontadas mensalmente do PAGAMENTO BASE - PB, refletindo a efetiva disponibilização e capacidade das FUNÇÕES TRANSMISSÃO-FT relacionadas nos ANEXOS I e II deste CONTRATO, nos termos dos parágrafos desta Cláusula e da
-

regulação específica que trata da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica da REDE BÁSICA;

- No caso da conexão de uma linha de transmissão através de uma ENTRADA DE LINHA (EL), ou trecho de linha e EL, de propriedade de outra CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO, esta conexão será disponibilizada à Concessionária da Linha de Transmissão, devendo as relações entre as duas Concessionárias, serem disciplinadas mediante celebração de um CONTRATO DE COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES - CCI, inclusive quanto aos encargos de operação e manutenção da EL e da PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE, nos termos que forem negociados entre as PARTES.

4.2 Interfaces com outras transmissoras

4.2.1 Subestação Bandeirantes - Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI

Em 13 de Novembro de 2017, a Isa-CTEEP e PBTE com interveniência do ONS firmaram o Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI da Subestação Bandeirantes, com o objetivo de regular o compartilhamento da infraestrutura a ser utilizada por ambas as transmissoras. O CCI firmado contemplava as seguintes premissas:

Na Subestação Bandeirantes, estava prevista pela PBTE a instalação do seguinte escopo:

- 02 (dois) módulos de entrada de linha (EL) – SF6 (GIS), DJM;
- 01 (um) módulo de interligação de barramentos – SF6 (GIS), DJM;
- 01 (um) módulo de infraestrutura para acessante (MIG-A), DJM.

Que a integração da LT 345kV Bandeirantes – Piratininga II, circuito duplo ao SIN, dar-se-á através da implementação de instalações na Subestação Bandeirantes de concessão da ISA-CTEEP.

Ser necessária a modificação da Subestação Bandeirantes para permitir a implantação por parte da PBTE, das instalações conforme detalhado acima.

É de responsabilidade da PBTE, a implantação de obras de infraestrutura na Subestação Bandeirantes, compreendendo, sem a estes se limitar, extensão dos

barramentos, compra de terreno, serviços auxiliares, cabos, tubos, estruturas, suportes, pórticos, cercas divisórias de seus ativos, conexões de terra entre seus equipamentos e a malha de terra da subestação, canaletas secundárias e recomposição da infraestrutura construída, incluindo a reposição de brita, no padrão de projeto da ISA-CTEEP.

A PBTE deve executar a implantação das instalações de conexão na Subestação Bandeirantes, observando todas as exigências legais, o disposto nos regulamentos aplicáveis, no edital e nas normas e padrões técnicos da ISA-CTEEP, devendo respeitar os requisitos ambientais e cumprir todas as condicionantes do licenciamento ambiental.

A PBTE deve implantar o seu canteiro de obras, necessário para implantação das instalações de conexão na Subestação Bandeirantes, em local previamente acordado com a ISA-CTEEP, o qual deve conter infraestrutura para execução de qualquer obra e/ou serviço sob sua inteira responsabilidade.

Os custos incorridos pela ISA-CTEEP, na fase de implantação das instalações de conexão, será objeto de ressarcimento à ISA-CTEEP, cujo valor é definido pela ANEEL, de acordo com legislação vigente.

Uma taxa de conservação é definida pelos custos incorridos pela ISA-CTEEP para a conservação da área das instalações de uso compartilhado na Subestação. A taxa de conservação pode ser ajustada a qualquer tempo, de comum acordo, caso haja alteração significativa nos custos por motivos fora do controle da ISA-CTEEP, objetivando manter equilíbrio econômico-financeiro do CCI.



Figura 17 – Instalações da PBTE na SE Bandeirantes
 Fonte: Foto - 03/07/2019

4.2.2 Subestação Piratininga II - Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI

Em 13 de Novembro de 2017, a ISA-CTEEP e PBTE com interveniência do ONS firmaram o Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI da Subestação Piratininga II, contemplando as seguintes premissas:

Escopo a ser realizado na Subestação Piratininga II:

- 02 (dois) módulos de entrada de linha (EL) – SF6 (GIS);
- 03 (três) módulos de interligação de barramentos – SF6 (GIS);
- 01 (um) módulo de infraestrutura para acessante (MIG-A);
- 02 (dois) Bancos de Reatores de linha, monofásicos, manobráveis (6 x 33,33 MVar, cada + uma unidade reserva);
- 02 (dois) módulos de conexão dos bancos de reatores de linha com disjuntor SF6 (GIS).

Que a integração da LT 345kV Bandeirantes – Piratininga II, circuito duplo ao SIN, dar-se-á através da implementação de instalações na Subestação Piratininga II de concessão da IE Pinheiros.

Ser necessária a modificação da Subestação Piratininga II para permitir a implantação por parte da PBTE, das instalações conforme detalhado acima.

É de responsabilidade da PBTE, a implantação de obras de infraestrutura na Subestação Piratininga II, compreendendo, sem a estes se limitar, extensão dos barramentos, compra de terreno, serviços auxiliares, cabos, tubos, estruturas, suportes, pórticos, cercas divisórias de seus ativos, conexões de terra entre seus equipamentos e a malha de terra da subestação, canaletas secundárias e recomposição da infraestrutura construída, incluindo a reposição de brita, no padrão de projeto da IE Pinheiros.

A PBTE deve executar a implantação das instalações de conexão na Subestação Piratininga II, observando todas as exigências legais, o disposto nos regulamentos aplicáveis, no edital e nas normas e padrões técnicos da IE Pinheiros, devendo respeitar os requisitos ambientais e cumprir todas as condicionantes do licenciamento ambiental.

A PBTE deve implantar o seu canteiro de obras, necessário para implantação das instalações de conexão na Subestação Piratininga II, em local previamente acordado com a IE Pinheiros, o qual deve conter infraestrutura para execução de qualquer obra e/ou serviço sob sua inteira responsabilidade.

Os custos incorridos pela IE Pinheiros, na fase de implantação das instalações de conexão, será objeto de ressarcimento à IE Pinheiros, cujo valor é definido pela ANEEL, de acordo com legislação vigente.

Uma taxa de conservação é definida pelos custos incorridos pela IE Pinheiros para a conservação da área das instalações de uso compartilhado na Subestação. A taxa de conservação pode ser ajustada a qualquer tempo, de comum acordo, caso haja alteração significativa nos custos por motivos fora do controle da IE Pinheiros, objetivando manter equilíbrio econômico-financeiro do CCI.



Figura 18 – Instalações da PBTE na SE Piratinga II
Fonte: Foto com Drone - 03/07/2019

4.3 Compartilhamento não oneroso da Faixa de Servidão – Contrato de Compartilhamento de Instalações - CCI

Em 18 de Outubro de 2018, a PBTE após longo processo de conhecimento firmado no âmbito da ANEEL (Processo 48500.002071/2017-99), após citação conjunta da ANEEL para ISA-CTEEP e PBTE, solicitou a “Autorização definitiva para a implantação da linha de transmissão Piratinga II – Bandeirantes – subterrânea, na faixa de servidão da LT Xavantes – Piratinga II”, também em 345 kV, nos trechos D e E representados na Figura 19.

A despeito do que entende a CTEEP, a permissão do uso da faixa de servidão da LT Piratinga II – Xavantes de posse daquela transmissora não se reveste em ato de vontade daquela companhia mas se insere em um contexto de coordenação e de otimização de recursos afetados por serviços públicos essenciais para a sociedade, sendo certo que aquela área já seria remunerada pela tarifa percebida pela CTEEP na prestação de seu serviço público de transmissão.

A controvérsia a respeito de compartilhamento não oneroso pela PBTE já se encontrava dirimida pelo próprio contrato de concessão da CTEEP, todavia por ser esse projeto o primeiro caso de compartilhamento entre linhas aéreas e subterrâneas em terrenos previstos e registrados nos respectivos relatórios patrimoniais da CTEEP, preferiu a PBTE a formular consulta a ANEEL para esclarecimento de eventual controvérsia por parte da transmissora cedente da permissão de passagem.

A consulta formulada pela PBTE perante o órgão regulador gerou interação entre quatro áreas distintas dentro da ANEEL, as superintendências de regulação de transmissão (SRT), fiscalização de serviços de eletricidade (SFE), concessões de transmissão (SCT) além da própria Procuradoria Federal na ANEEL (PGE).

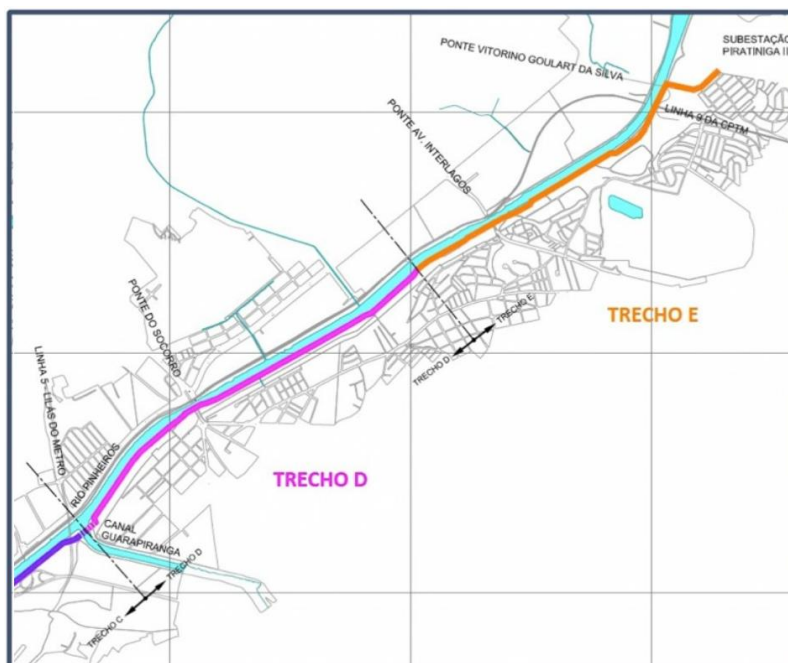


Figura 19 – Trechos D e E – LTS 345kV – PBTE
 Fonte: Projeto THEMAG

Após reunião ocorrida na sede da ISA-CTEEP em São Paulo/SP, nas datas de 6 e 8 de novembro de 2018, não chegou-se a um acordo no sentido de obtenção da liberação da faixa de servidão necessária para a implantação do escopo do Contrato de Concessão nº 12/2016-ANEEL. Adicionalmente, no dia 13 de novembro a PBTE foi surpreendida com notificação judicial referente ao procedimento ordinário para demanda indenizatória por instituição de servidão processo nº 1109131-54.2018.8.26.0100, no Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo.

É cediço entre as partes que o referido compartilhamento deve se dar de modo não oneroso conforme assentado no processo administrativo ANEEL nº 48500.002071/2017-99, em especial na manifestação expressa no Ofício nº 585/2018-SCT/ANEEL (ANEXO IV), de 11 de outubro de 2018 com base no Parecer nº 401-2018-PF-ANEEL, de 11 de setembro de 2018.

Adicionalmente não se encontram previstas expansões futuras na faixa de servidão Xavantes – Piratininga II, conforme exposto no Ofício nº 463/2018-SPE/MME, de 9 de outubro de 2018, sendo a obra da PBTE imprescindível para que se viabilize futuramente o recondutoramento dos três circuitos da LT Xavantes Bandeirantes – também subterrânea, em 345 kV, atualmente a única fonte da SE Bandeirantes, quando e se esta obra for apontada como necessária pelo Planejamento Setorial.

A resolução autorizativa nº 6.872, de 20 de fevereiro de 2018, declarou a utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Piratininga-Bandeirantes Transmissora de Energia S.A., das áreas de terra necessárias à passagem da Linha de Transmissão Subterrânea 345 kV Piratininga II - Bandeirantes, localizada no município de São Paulo, estado de São Paulo, tendo a ANEEL outorgado, no exercício de seu poder extroverso estatal, destinação compulsória do bem à finalidade pública. Sendo assim, ainda que a formalização da servidão pudesse se dar de forma consensual, a afetação acabou sendo imposta ao proprietário, que a ele não pode opor-se, não restando em favor da ISA-CTEEP direito à indenização, não prevista no ordenamento jurídico pátrio em razão desta Companhia já perceber receita anual permitida via Rede Básica das Instalações do Sistema Existentes – RBSE, em consonância com o Despacho nº 1.484, de 30 de maio de 2017, conexo ao processo 48500.000798/2014-99 em linha com a Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, uma vez que estes terrenos se encontram na faixa de servidão da Linha de Transmissão 345 kV Interlagos – Xavantes já remunerada pela tarifa.

Isto posto, importante informar que a ISA-CTEEP vem percebendo via tarifa, a indenização pelos bens vinculados à chamada RBSE (48536.003309/2017-00) – do qual foi extraído o quadro resumo representado na Tabela 2. Sendo assim, os bens passam a ter caráter de bens públicos, sendo assim a CTEEP vem recebendo a partir do ciclo 2018-2019, indenização em valor superior a R\$ 4 bilhões de reais, descontados impostos, em virtude de laudo contábil realizado pela ANEEL no curso do processo administrativo 48500.000798/2014-99 (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20171484.pdf>), em virtude dos efeitos decorrentes da alteração de seu contrato de concessão que findaria em 6 julho de 2015, prorrogado no âmbito da MP 579/12, conforme detalhado a seguir, indenização

esta que contou com rúbricas referentes aos terrenos e servidões presentes, integrantes e afetados pela referida concessão:

Tabela 2 – Laudo de Indenização RBSE
Fonte: ISACTEEP

Concessionária	CTEEP
Data-Base:	31/12/2012
Descrição	Valores (R\$)
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (VNR)	15.877.723.734,87
(2) Índice de Aproveitamento Integral	14.323.817,42
(3) Obrigações Especiais Brutas	0,00
(4) Bens Totalmente Depreciados	4.353.290.625,56
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	11.510.109.291,89
(6) Depreciação Acumulada	12.057.657.511,31
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.820.066.223,56
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	14.323.266,15
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.805.742.957,41
(10) Almojarifado em Operação	25.665.473,61
(11) Obrigações Especiais Líquido	0,00
(12) Terrenos e Servidões	263.032.011,54
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)	4.094.440.442,56
(14) Taxa de Depreciação	3,21%
(15) Quota de Reintegração Regulatória = (5)*(14)	369.474.508,27

Cumpra ainda esclarecer que nos termos do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Revisão_Errata_Sem_Marcas.pdf) MCDSE, os terrenos não sofrem depreciação ao longo do tempo, tendo o seu valor contábil atualizado conforme regramento do próprio setor que foi o observado neste caso concreto. Desta forma ainda que a ISA-CTEEP venha alegar e certamente o fará pelo valor comercial dos terrenos, o valor calculado pela ANEEL guarda atinência com a função precípua da atividade e natureza do serviço público essencial, auferido contabilmente pelo concessionário e necessário a sua atividade essencial ao longo de quase um século e não guarda qualquer correlação com variáveis especulativas percebidas no setor imobiliário brasileiro, ainda mais no contexto da região mais valorizada do ponto de vista fundiário da principal cidade do país, pois não existindo o serviço público certamente a área já teria outra destinação, não restando à ISA-CTEEP a posse do referido terreno em pleno século XXI. Desta forma dada a natureza de regime público das concessionárias de transmissão, não podem lograr estas qualquer forma de lucro em eventual desvinculação de ativos desde sua fundação afetos ao serviço precípua da concessão.

A título de informação pela PBTE a utilização de área de faixa de servidão, utilizando como base as informações fornecidas pela ISA-CTEEP em cruzamento com os dados da

faixa de 3 metros da Declaração de Utilidade Pública da PBTE (Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.732, de 20 de fevereiro de 2018), a faixa da PBTE ocupa cerca de 11.038,47 m² desses terrenos, o que representa menos de 2,48 % do total de 445.980,97 m² que a ISA-CTEEP, conforme Tabela 3:

Tabela 3 – Resumo do Levantamento – Áreas CTEEP / Áreas Projeto PBTE
Fonte: PBTE

Gleba / Propriedade nº	Proprietário / Possuidor	Área total da Propriedade	Área Atingida PBTE	
			m	%
1	ISA-CTEEP	59.679,80	1.293,23	2,17%
2	ISA-CTEEP	16.123,62	0,00	0,00%
3	ISA-CTEEP	23.395,79	1.163,04	4,97%
4	ISA-CTEEP	11.799,35	556,23	4,71%
5	ISA-CTEEP	15.864,53	247,78	1,56%
6	ISA-CTEEP	2.434,10	0,00	0,00%
7	ISA-CTEEP	42.950,32	2.083,57	4,85%
8	ISA-CTEEP	4.554,21	173,39	3,81%
9	ISA-CTEEP	2.364,05	0,00	0,00%
10	ISA-CTEEP	11.990,24	1.082,92	9,03%
11	ISA-CTEEP	5.541,91	0,00	0,00%
12	ISA-CTEEP	34.086,24	195,82	0,57%
13	ISA-CTEEP	23.737,20	622,85	2,62%
14	ISA-CTEEP	98.182,71	126,21	0,13%
15	ISA-CTEEP	4.196,70	0,00	0,00%
18	ISA-CTEEP	764,47	0,00	0,00%
19	ISA-CTEEP	91,43	0,00	0,00%
20	ISA-CTEEP	4.701,09	0,00	0,00%
22	ISA-CTEEP	2.787,63	0,00	0,00%
23	ISA-CTEEP	544,64	0,00	0,00%
24	ISA-CTEEP	1.440,81	197,94	13,74%
25	ISA-CTEEP	1.362,52	86,60	6,36%
27	ISA-CTEEP	115,18	32,49	28,21%
28	ISA-CTEEP	305,03	0,00	0,00%
29	ISA-CTEEP	2.016,56	127,92	6,34%
30	ISA-CTEEP	1.348,80	0,00	0,00%
31	ISA-CTEEP	390,87	0,00	0,00%
32	ISA-CTEEP	279,92	0,00	0,00%
33	ISA-CTEEP	222,12	0,00	0,00%
34	ISA-CTEEP	456,29	0,00	0,00%
35	ISA-CTEEP	64,26	0,00	0,00%

36	ISA-CTEEP	308,47	0,00	0,00%
37	ISA-CTEEP	68.334,07	2.795,24	4,09%
38	ISA-CTEEP	3.546,04	253,24	7,14%
TOTAL	ISA-CTEEP	445.980,9	11.038,4	2,48%

4.3.1.1 Termo de Notificação da ANEEL

Entre os dias 16 a 22 de Janeiro de 2019, foi realizado pela ANEEL uma fiscalização para verificação do cumprimento do contrato de concessão 12/2016-ANEEL, quanto a celebração do Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI e demais aprovações do projeto de interface necessárias para permitir o compartilhamento de faixa de servidão 345kV Piratininga II – Bandeirantes C1 e C2 de concessão da PBTE e a LT 345kV Interlagos – Xavantes, de concessão da ISA-CTEEP.

A fiscalização constatou que até o dia 21 de Janeiro de 2019 a CTEEP e a PBTE não haviam firmado o CCI referente ao compartilhamento da faixa de servidão, tal conduta configurou uma Não Conformidade, pela inobservância dos Procedimentos de Rede, Submódulo 15.5 e do Contrato de Concessão nº 12/2016-ANEEL. Foi registrado o TN nº 0006/2019-SFE no dia 24 de janeiro de 2019.

Essa ação do órgão regulador foi importante para liberar a PBTE para a realização das obras nos terrenos de posse da CTEEP anteriormente unicamente afetados à concessão daquela transmissora e que hoje passam a ser compartilhados sem ônus pela PBTE.

Importante frisar toda essa controvérsia pois a celebração dos instrumentos para o compartilhamento acabam sendo necessários para a integração de novo empreendimento de transmissão ao SIN.

4.4 Processo de integração conforme submódulo 24.3

Com base no Anexo 3 do submódulo 24.3, foi realizado uma adaptação da planilha, a fim de atender o processo de implantação da PBTE, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Requisitos Impeditivos do Procedimento de Rede para a emissão de Termos de Liberação

Fonte: O Autor, atualizado em 16/07/2019

ONS Submódulo 24.3 Anexo 3			Previsão de Entrada em operação:			15/01/2020
Requisitos impeditivos do Procedimento de Rede para a emissão de Termos de Liberação		Submódulo ONS	OPERAÇÃO INTEGRADA (SIN)			PRAZO ESTIMADO
			TESTE (TLT)	COM PENDÊNCIAS (TLP)	DEFINITIVA (TLD)	
1	Parecer Técnico da Conformidade do Projeto Básico	2.2	ONS	ONS	ONS	-
2	Conformidade com o Ato Autorizativo	24.3	OK	OK	OK	-
3	Assinatura do CPST	15.3	PBTE / ONS	PBTE / ONS	PBTE / ONS	-
3.1	Assinatura do CCI - SE Bandeirantes	15.5	PBTE / Isa-CTEEP	PBTE / Isa-CTEEP	PBTE / Isa-CTEEP	-
3.2	Assinatura do CCI - SE Piratininga III	15.5	PBTE / Isa-Pinheiros	PBTE / Isa-Pinheiros	PBTE / Isa-Pinheiros	-
3.3	Assinatura do CCI - Faixa LT e Aditivos	15.5	PBTE / Isa-CTEEP	PBTE / Isa-CTEEP	PBTE / Isa-CTEEP	-
4	Assinatura do CCT	15.5	N/A	N/A	N/A	N/A
5	Medição para Faturamento - Aprovação do Projeto	12.2	N/A	N/A	N/A	N/A
6	Medição para Faturamento - Cadastro do ponto de medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE da CCEE	12.2	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Medição para Faturamento - Aprovação do Relatório de Comissionamento	12.2		N/A	N/A	N/A
8	Parecer Técnico de Análise da Conformidade das Instalações Como Efetivamente Implantadas	2.2			ONS	17/11/2019

9	Fornecimento do Diagrama Unifilar para a fase pré-operacional	10.17	PBTE	PBTE	PBTE	15/07/2019
10	Atendimento às Recomendações do Pré-operacional	21.2	PBTE/ONS	PBTE/ONS	PBTE/ONS	16/12/2019
11	Fornecimento do Diagrama Unifilar Operacional	10.17		PBTE	PBTE	18/08/2019
12	Modelos Reais para Simulação	21.2			PBTE	06/12/2019
13	Medição de resistividade do solo	2.2	PBTE	PBTE	PBTE	16/12/2019
14	Licença Ambiental de Operação		PBTE	PBTE	PBTE	18/08/2019
15	Solicitação de Intervenções	6.5	PBTE/ONS	PBTE/ONS	PBTE/ONS	18/10/2019
16	Implantação das Instruções de Operação	10.17	PBTE	PBTE	PBTE	30/10/2019
17	Sistema de Supervisão e Controle - Base de Dados	2.7	PBTE	PBTE	PBTE	16/12/2019
18	Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Dados (no mínimo 1 canal)	2.7 e 13.2	PBTE/ONS	PBTE/ONS	PBTE/ONS	17/11/2019
19	Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Dados (2 canais distintos)	2.7 e 13.2		PBTE/ONS	PBTE/ONS	17/11/2019
20	Realização de campanha de qualidade de tensão (QEE), pré-operação	2.8	N/A	N/A	N/A	N/A
21	Sistema de Supervisão e Controle - Requisitos do Sequenciador de Eventos - SOE - EVENTOS DO GRUPO A	2.7	PBTE/ONS	PBTE/ONS	PBTE/ONS	18/10/2019
22	Sistema de Supervisão e Controle - Requisitos do Sequenciador de	2.7			PBTE/ONS	18/10/2019

	Eventos - SOE - EVENTOS DOS GRUPOS B e C					
23	Sistema de Supervisão e Controle - Teste Ponto a Ponto	2.7	PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	15/01/2020
24	Sistema de Supervisão e Controle - Avaliação do desempenho satisfatório do Sistema de Supervisão e Controle durante operação em teste	2.7 e 13.2		ONS	ONS	22/01/2020
25	Sistema de Telecomunicação - Canais de Comunicação de Voz (no mínimo 1 canal)	13.2	PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	16/11/2019
26	Sistema de Supervisão e Controle - Canais de Comunicação de Voz (2 canais distintos)	13.2		PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	16/11/2019
27	Sistema de Telecomunicação - Avaliação do desempenho satisfatório do Sistema de Telecomunicação durante operação em teste	13.2		PBTE/ ONS	PBTE/ ONS	20/01/2020
28	Declaração de Conclusão do Teste em Tempo Real	10.5 e 10.22		ONS	ONS	22/01/2020
29	Relatório Final de Comissionamento	21.3			PBTE	30/01/2020
30	Parecer técnico de conformidade da resistividade do solo	2.2			ONS	31/12/2019
31	Realização de campanha de qualidade de tensão (QEE), pós-operação	2.8			N/A	N/A

LEGENDA:

N/A	Não aplicável
	Não necessário
PBTE	Responsabilidade

As etapas foram ajustadas de acordo com as necessidades do processo de integração da PBTE e, premissas para emissão dos termos (TLT, TLP e TLD), identificando as responsabilidades e prazos para atendimento da data de operação prevista.

5 CONCLUSÃO

A integração de uma linha de transmissão de Rede Básica ao SIN é um processo extremamente regulado e obrigatório junto ao ONS, quando todos os requisitos impeditivos são analisados e levados em consideração. Devido à grande importância dessas novas instalações, o processo chega a ser exaustivamente controlado a fim de se garantir a segurança do SIN.

Pelo fato das instalações da PBTE serem conectadas em subestações já existentes de terceiros, todo um planejamento de intervenções deve ser previamente realizado de modo a permitir a perfeita interface entre os ativos da nova transmissora, no caso analisado a PBTE com os ativos que já se encontram em operação, no caso basicamente da Isa-CTEEP.

Entre essas atividades podemos citar desde o deslocamento da cerca da área energizada dentro das instalações para permitir trabalhos com maior segurança, respeitando a distância mínima das barras energizadas de 345kV, como a programação de desligamentos e remanejamento de ativos em operação muitas vezes necessários para a construção das novas instalações da PBTE.

O processo de integração é longo, envolve várias tratativas com ONS e terceiros afetados, o agente deve tratar todas estas etapas de modo a não sofrer descontos na sua RAP assim como evitar a perda de receita de terceiros que eventualmente podem lhe ser imputadas. Todas as interfaces com o ONS estão devem ser realizadas de acordo com os requisitos impeditivos presentes no submódulo 24.3, que na etapa atual está em processo de finalização dos estudos pré-operacionais, já utilizando os dados reais dos equipamentos adquiridos para o projeto, assim como cenários operativos de médio e curto prazos realizados pelo Operador para simular as condições de topologia da Rede com os ativos da PBTE.

O compartilhamento das instalações é um assunto delicado devido as necessidades de cada transmissora, a miríade de regulamentos específicos, a sobreposição de normas de direito público e privado, assim como princípios norteadores do SEB que devem primar pela otimização da infraestrutura em serviço. No caso em se tratando do compartilhamento da faixa de servidão, entre uma linha aérea e subterrânea este caso foi impar e líder na definição de acordo entre as partes que terminou por viabilizar a inserção da PBTE ao SIN não restrições operativas significativas, foi realizado um trabalho bem complexo, assim como estudos de interferências eletromagnéticas para garantir que as instalações da PBTE

- LTS 345 kV PIRATININGA II – BANDEIRANTES, não apresentassem interferências por tensões induzidas na LTA 345 kV INTERLAGOS – XAVANTES. Conforme detalhado neste trabalho, foi autorizado a utilização da faixa de servidão para execução da vala e lançamento dos cabos subterrâneos da PBTE, não impactando em aditivos no CCI com a Isa-CTEEP.

Todas estas interfaces e possíveis interferências devem ser levantadas já na etapa do projeto básico, pois podem gerar custos adicionais, impactando diretamente no investimento (CAPEX) da obra, interferindo na viabilidade do empreendimento e, prejudicando nas futuras decisões do preço real da RAP e no cálculo do deságio total na disputa do leilão de concessão, trazendo maiores riscos para os investidores.

Por fim podemos destacar os pontos relevantes do projeto:

- Aumento da confiabilidade e efetivo suprimento da SE Bandeirantes (principal fonte de energia) para a mais importante região da cidade de São Paulo;
 - Construção de 15,49 km de linha subterrânea urbana, em área do governo federal, sem necessidade de desapropriação adicionais;
 - As intervenções nas duas subestações são obras de expansões locais para a interligação dos cabos gerando pouca interferência nas SE's existentes;
 - Baixo custo de manutenção após a entrada da linha em operação - cabos enterrados e cubículos isolados a gás - equipamentos muito mais confiáveis;
 - Previsão de geração de 300 empregos diretos e 900 indiretos durante a fase de construção;
-

6 Bibliografia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica , <http://www.aneel.gov.br/>, acesso em Junho de 2019.

ANEEL. **Contrato de concessão 012/2016-ANEEL**. 2016. p.41. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/siget/arq.cfm?arquivo=31759>. Acesso em: 23 de junho de 2019.

EPE. **EPE-DEE-DEA-RE-002_2014-rev0-Reforços para suprimento à SE Bandeirantes 345 kV**. 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_transmissao/frmcdt.cfm?leilao=13&ano=2015. Acesso em: 05 de Junho de 2019.

GANIM, Antonio. **Setor elétrico brasileiro**: aspectos regulamentares, tributários e contábeis. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

MATTAR, Caroline Monteiro. **Transmissão de Energia Elétrica**. Curitiba, 2018. (Apostila do Curso MBA do Setor Elétrico – ISAE/FGV - Instituto Superior de Administração e Economia).

ONS. **Implantação e Integração de Novos Empreendimentos de Transmissão e Geração de Energia ao Sistema Elétrico Brasileiro**. 2018. 17 slides. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138781/66357967/4+-+MME-ONS_Transmissao.pptx>. Acesso em: 14 de junho de 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede 24.3**: Integração de Funções de Transmissão ao Sistema Interligado Nacional.

ROLIM, Maria João Carreiro Pereira. **Aspectos Jurídicos e Tributários da Regulação do Setor Elétrico**. Curitiba, 2018. (Apostila do Curso MBA do Setor Elétrico – ISAE/FGV - Instituto Superior de Administração e Economia).