



Relatório R1

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

**Análise Técnico-Econômica de
Alternativas: Relatório R1**

Estudo de Expansão das Interligações
Regionais – Parte III: Expansão da
Capacidade de Exportação da Região
Nordeste e Importação da Região Sul

NOVEMBRO DE 2025

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Thaís Pacheco Teixeira

Equipe Técnica

Estudos de regime permanente e de desempenho dinâmico

Gustavo Cezimbra Borges Leal

Matheus Rosa Nascimento

Rodrigo Gomes Martins

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Rodrigo Rodrigues Cabral

Tiago Campos Rizzotto

Yuri Rosenblum de Souza

Especificação básica de linhas de transmissão

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Dourival de Souza Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

João Alves da Silva Neto

Bases de dados e ferramentas de simulação

Daniel Dobrochinski Maia

Davi José Alvarez Magalhães

Jean Carlo Morassi

Marcelo Lourenço Pires

Miguel Ferraz Sampaio Pinto

Pedro de Souza Miller

Priscilla de Castro Guarini

Rodrigo Escórcio Gomes

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

Tatiana Martins Freire



VALOR PÚBLICO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Este estudo recomenda soluções de expansão da rede de transmissão que viabilizam a integração e o maior aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como o aumento da segurança do suprimento eletroenergético nacional, por meio da redução de restrições elétricas regionais e entre subsistemas, reafirmando o papel estratégico da transmissão na transição energética brasileira.

O relatório incorpora uma agenda de inovação tecnológica nas soluções de transmissão, ao considerar alternativas flexíveis e adaptadas à operação de sistemas com elevada participação de geração renovável variável, visando assegurar maior estabilidade e segurança à operação do SIN.

Destacam-se, nesse contexto, os estudos e a recomendação de aplicação da tecnologia VSC (Voltage Source Converter) no novo bipolo em corrente contínua planejado. A extensão da linha de transmissão aérea prevista, de aproximadamente 2.500 km, representa um marco inédito nos continentes americano e europeu para projetos baseados nessa tecnologia até o momento, e posiciona o Brasil na fronteira tecnológica da transmissão em corrente contínua, com potencial para gerar aprendizados e referências relevantes para projetos futuros.

Por fim, o estudo reforça o compromisso da EPE com a transparência, a inovação e o interesse público, ao fornecer subsídios técnicos que possam orientar decisões de investimento e políticas públicas voltadas à expansão eficiente, resiliente e sustentável do sistema elétrico brasileiro, em benefício de toda a sociedade.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e

Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira


Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e

Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

	<div>Contrato</div> <div>Data de assinatura</div>					
<div>Projeto</div> <div>ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</div>						
<div>Área de estudo</div> <div>Análise Técnico-econômica</div>						
<div>Sub-área de estudo</div> <div>Estudos de Interligações Regionais</div>						
<div> <div>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</div> <div> <div>EPE-DEE-RE-071/2025</div> <div> ESTUDO DE EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS – PARTE III: EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE EXPORTAÇÃO DA REGIÃO NORDESTE E IMPORTAÇÃO DA REGIÃO SUL </div> </div> </div>						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="193 1146 478 1176">Revisões</th> <th data-bbox="478 1146 718 1176">Data</th> <th data-bbox="718 1146 1401 1176">Descrição sucinta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="193 1220 478 1265">rev0</td> <td data-bbox="478 1220 718 1265">07/11/2025</td> <td data-bbox="718 1220 1401 1265">Emissão Original</td> </tr> </tbody> </table>	Revisões	Data	Descrição sucinta	rev0	07/11/2025	Emissão Original
Revisões	Data	Descrição sucinta				
rev0	07/11/2025	Emissão Original				

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1. Apresentação	10
1.2. Considerações Iniciais	10
1.3. Atualização do diagnóstico inicial	11
1.4. Objetivo	16
1.5. Desafios enfrentados e estratégias de contorno	16
2. CONCLUSÕES.....	22
2.1. Análise econômica	23
3. RECOMENDAÇÕES.....	25
3.1. Soluções em Corrente Contínua	25
3.2. Soluções em Corrente Alternada	26
3.3. Recomendações gerais.....	33
3.4. Recomendações específicas para o sistema em corrente contínua	40
3.5. Recomendações para R2, R3, R4 e R5.....	44
4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	45
4.1. Critérios Básicos	45
4.2. Base de Dados	45
4.3. Limites Operativos	46
4.4. Parâmetros Econômicos	46
5. CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS	47
5.1. Características regionais	47
5.2. Premissas dos fatores de despacho	47
5.3. Descrição dos cenários.....	49
5.4. Medição de intercâmbios regionais.....	61
6. TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO	65
6.1. Critérios Fundamentais para Elegibilidade	65

6.2. Prospeção inicial.....	65
6.3. Detalhamento da tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto	72
6.4. Definição da solução de referência para estudo da tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto ...	78
6.5. Condicionantes para aplicação de HVDC com linhas de transmissão longas.....	80
6.6. Componentes básicos de um sistema HVDC-VSC.....	82
6.7. Recomendação final para a transmissão HVDC-VSC OHL no SIN	84
7. PROSPECÇÃO DE PONTOS CANDIDATOS	85
7.1. Introdução.....	85
7.2. Fundamentação Teórica dos Índices.....	86
7.3. Metodologia.....	88
7.4. Conclusões	93
7.5. Definição de pontos candidatos de conexão no Sul e Sudeste	94
8. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS E DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	95
8.1. Descrição de alternativas	95
8.2. Obras Comuns.....	97
8.3. Alternativas	97
9. ANÁLISE ECONÔMICA.....	101
9.1. Conexão na região Nordeste.....	101
9.2. Conexão na região Sul/Sudeste	104
9.3. Níveis de tensão – Rede CC.....	108
10. DIAGNÓSTICO E DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	110
10.1. Monitoramento de Sobrecarga (Rede Básica).....	111
11. DESEMPENHO DINÂMICO – ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA	117
11.1. Premissas	117
11.2. Modelo VSC.....	118
11.3. Base de dados	120
11.4. Obras definidas por desempenho em regime dinâmico	122
11.5. Síntese das principais perturbações (cenário 4)	140

11.6. Cenários avaliados	149
12. DESEMPENHO DINÂMICO – TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS	198
12.1. Modelo PSCAD/EMT da solução de referência VSC-HVDC	198
12.2. Resultados	201
12.3. Conclusões	206
13. ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL	207
13.1. LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE C1 e C2 (CS)	208
13.2. LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2 C1, C2 e C3 (CS)	210
13.3. LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3 C1.....	212
13.4. LT 500 kV ASSIS – MARIMBONDO 2 C2.....	213
13.5. LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE C2	214
13.6. LT 500 kV ARARAQUARA 2 – ITAPORANGA 2 C1	215
13.7. LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL C1	216
14. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA.....	217
14.1. Dados e Premissas.....	218
14.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	221
14.3. Avaliações Econômicas	222
14.4. Características Técnicas da Solução de Referência	225
14.5. Recapacitações de Linhas Existentes	239
15. DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 600 KV HVDC-VSC.....	241
15.1. Concepção geral da linha de transmissão CC em 600 kV	241
15.2. Conversoras HVDC	250
16. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....	259
16.1. Avaliação da evolução dos níveis de curto-circuito	259
16.2. Avaliação da potência de curto-circuito mínima e máxima nas conversoras	263
17. REFERÊNCIAS.....	266
18. ANEXOS.....	268

18.1. Anexo I – Plano de obras das alternativas	268
18.2. Anexo II – Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica	314
18.3. Anexo III – Fichas PET/ PELP.....	456
18.4. Anexo IV – Caracterização das Subestações Novas	485
18.5. Anexo V – Parâmetros dos Equipamentos.....	487
18.6. Anexo VI - Lista de Figuras	489
18.7. Anexo VII - Lista de Tabelas.....	500

■ LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAAC	<i>All Aluminum Alloy Conductor</i>
AAC	<i>All Aluminum Conductor</i>
ACAR	<i>Aluminum Conductor Aluminum Reinforced</i>
ACCC	<i>Aluminum Conductor Composite Core</i>
ACCR	<i>Aluminum Conductor Composite Reinforced</i>
ACFR	<i>Aluminum Conductor Fiber Reinforced</i>
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACSR	<i>Aluminum Conductor Steel Reinforced</i>
ACSS	<i>Aluminum Conductor Steel Supported</i>
ANAREDE®	Programa de Análise de Redes do CEPEL®
ANATEM®	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos do CEPEL®
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAL	Cabo de Alumínio Liga
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CDU	Controlador Definido pelo Usuário
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFC	<i>Carbon Fiber Composite Core</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia

CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CS	Circuito Simples
CS	Compensador Síncrono
DC	<i>Data Center</i>
EHS	Extra High Strength
EMT	<i>Electromagnetic Transient</i>
EOL	Usina de Energia Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FB	<i>Full-Bridge</i>
GFL	<i>Grid-Following</i>
GFM	<i>Grid-Forming</i>
GRV	<i>Geração Renovável Variável</i>
H2V	Hidrogênio Verde
HB	<i>Half-Bridge</i>
HTLS	<i>High Temperature Low Sag</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IBR	<i>Inverter-Based Resource</i>
IDP	Indicador de Diferenças de Perdas
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i>
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>

LT	Linha de Transmissão
LT CC	Linha de transmissão em corrente contínua
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MIIF	<i>Multi-Infeed Interaction Factor</i>
MMC	<i>Modular Multilevel Converter</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBS	<i>Neutral Bus Switch</i>
OHL	<i>Overhead Line</i>
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa da Expansão da Transmissão
PMO	Programa Mensal da Operação
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPC	<i>Power Plant Controller</i>

RALIE Elétrica	Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
RVO	<i>Reduced Voltage Operation</i>
SCC	<i>Short-Circuit Capacity</i>
SCR	<i>Short-Circuit Ratio</i>
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
TS	Tomada de Subsídios
UFV	Usina Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação

Este relatório apresenta as soluções planejadas para possibilitar a integração segura e o escoamento da geração prospectiva prevista para a região Nordeste, bem como prover segurança elétrica para o atendimento à demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN), no horizonte decenal.

O documento constitui o terceiro volume da série de relatórios associados ao “Estudo de expansão das interligações regionais”, concluindo o ciclo de análises iniciados em 2021, pela EPE, com base na Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021-r0. As recomendações aqui apresentadas incorporam as atualizações e revisões realizadas ao longo da sequência de estudos, refletindo a evolução dos dados de geração, de carga e das condições operativas do sistema.

1.2. Considerações Iniciais

O estudo possui dois objetivos principais, sendo o primeiro deles possibilitar a ampliação da capacidade instalada eólica e solar na região Norte/Nordeste, para 60 GW, até o ano 2033¹, representando um acréscimo de aproximadamente 10 GW em relação ao potencial que poderá ser alcançado com a entrada em operação das instalações recomendadas pelos estudos EPE-DEE-RE-148/2021; EPE-DEE-RE-014/2022; EPE-DEE-RE-015/2022 e EPE-DEE-RE-018/2022, até o ano 2030. Para isso, são avaliadas alternativas técnicas que proporcionem o aumento da capacidade de exportação total da região Nordeste.

O outro objetivo do estudo é possibilitar o aumento da capacidade de importação da região Sul, visando intercâmbios da ordem de 17 GW e 18 GW, a partir dos anos 2033 e 2035 (horizonte indicativo), respectivamente. A necessidade dessa expansão foi inicialmente sinalizada no PDE 2031, que apontou os possíveis benefícios trazidos por esse aumento de capacidade para o atendimento à demanda do subsistema Sul, principalmente em períodos de escassez hídrica. Naquele PDE, foram identificadas necessidades de expansão da ordem de 900 MW até o horizonte 2031, chegando a cerca de 4.000 MW até 2036, na Rodada Livre do modelo energético.

Nas análises energéticas do PDE vigente, apesar de não haver uma indicação de necessidade explícita para a referida expansão, observa-se o aumento na oferta de geração local, incluindo o *retrofit* de usinas em final de contrato, para atendimento aos critérios de suprimento. Nesse sentido, considerando o risco de entrada apenas parcial do montante de oferta esperado, nos prazos necessários, avalia-se a possibilidade de expansão da capacidade de importação da região

¹ Conforme indicado no diagnóstico da Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021-r0 e confirmado a partir de atualizações recentes, baseadas nas bases de dados de acompanhamento da expansão da oferta de geração do SIN.

Sul como uma forma de antecipar ações para o atendimento dos critérios de energia e potência do SIN.

Dentre as recomendações de obras, destaca-se o novo bipolo em corrente contínua, denominado Nordeste II, que deverá interligar o subsistema Nordeste com o subsistema Sudeste, junto a outras ampliações de rede em corrente alternada, que se estendem até a região Sul do país.

1.3. Atualização do diagnóstico inicial

1.3.1. Evolução da oferta de geração renovável variável na região Norte/Nordeste no horizonte decenal

No diagnóstico realizado pela EPE em 2021, a partir da Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2021-r0, foram identificados montantes de geração renovável eólica e solar no Norte/Nordeste, da ordem de 48 GW a serem integrados até o ano 2030 e de até 57 GW a serem integrados até o ano 2033.

Atualizações recentes nessas projeções, realizadas a partir do monitoramento das bases de dados de acompanhamento da expansão da oferta de geração do SIN e do PDE 2034, são apresentadas na Figura 1-3. De acordo com essas referências atualizadas, a capacidade instalada em geração eólica e solar em operação e contratada na região Norte/Nordeste deverá atingir cerca de 59 GW até o ano 2031, considerando projetos com CUST/D assinados, dos quais aproximadamente 50GW possuem contratos de compra e venda de energia assinados, até o momento.

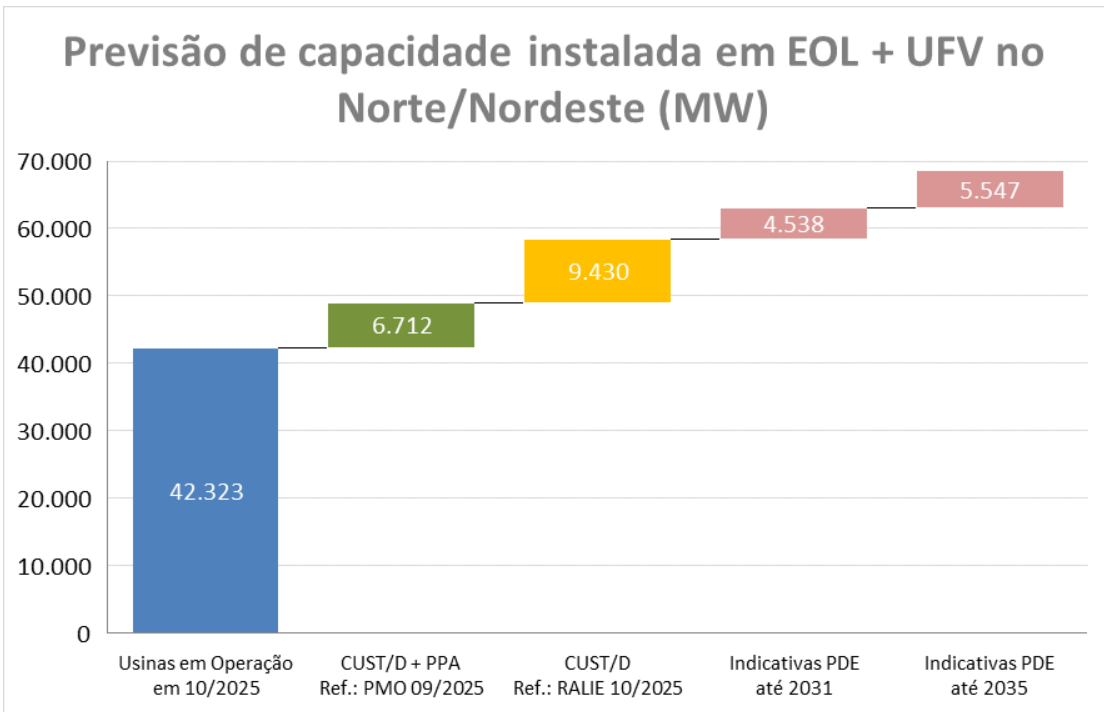


Figura 1-1 - Projeção de capacidade instalada em geração renovável total até 2035

Além disso, considerando os valores indicativos de expansão da oferta, estima-se que a capacidade instalada na região possa evoluir até aproximadamente 70 GW, até o ano 2035, a depender da

dinâmica futura do mercado de geração, que tem expandido de forma mais expressiva através do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Incertezas quanto a velocidade de crescimento e montantes de geração indicativa, conjugadas a incertezas quanto a concretização de projetos de carga eletrointensivos na região Norte/Nordeste, incluindo Data Centers e Plantas de Hidrogênio, reforçam que a consideração de uma capacidade instalada da ordem de 60 GW - equivalente à geração já contratada - como premissa para este estudo, é uma decisão de mínimo arrependimento para a definição de novos limites de capacidade de exportação para a região Nordeste e definição de obras de transmissão associadas.

Para definição dos cenários dimensionadores de exportação da região Nordeste, foram avaliados estatisticamente os fatores de despacho das fontes eólica e solar, conforme metodologia descrita na seção 5.2. Com base nesta avaliação, há indicação de que a capacidade de exportação da região Nordeste seja ampliada de 21 GW para 24 GW tanto no período seco quanto nos períodos de transição entre os períodos úmido e seco, a partir das obras recomendadas neste relatório.

Cabe destacar que um caso de sensibilidade considerando aumento da oferta de geração prospectiva na região Norte/Nordeste e entrada em operação de cargas eletrointensivas de Data Center e Hidrogênio no SIN será apresentado no item 5.3.10, demonstrando que as expansões de rede propostas neste estudo constituem um plano de expansão flexível para acomodar as incertezas de longo prazo, evitando arrependimentos e podendo ser complementado posteriormente, caso necessário, a partir do monitoramento da evolução das condições de carga e geração.

1.3.2. Evolução do diagnóstico de atendimento à região Sul no horizonte decenal

Considerações sobre as projeções de carga e geração da região

No contexto deste estudo, constatou-se crescimento superior ao previsto em 2021, para as projeções de carga da região Sul², conforme indicado na Figura 1-2.

A Figura 1-2 compara a totalização das projeções de carga fornecidas pelas distribuidoras dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, para o patamar de carga máxima diurna, nos ciclos do PDE 2031 e PDE 2034.

² A diferença entre os ciclos comparados decorre, de forma mais significativa, das atualizações nas projeções de carga fornecidas pela COPEL, entre 2021 e 2025.

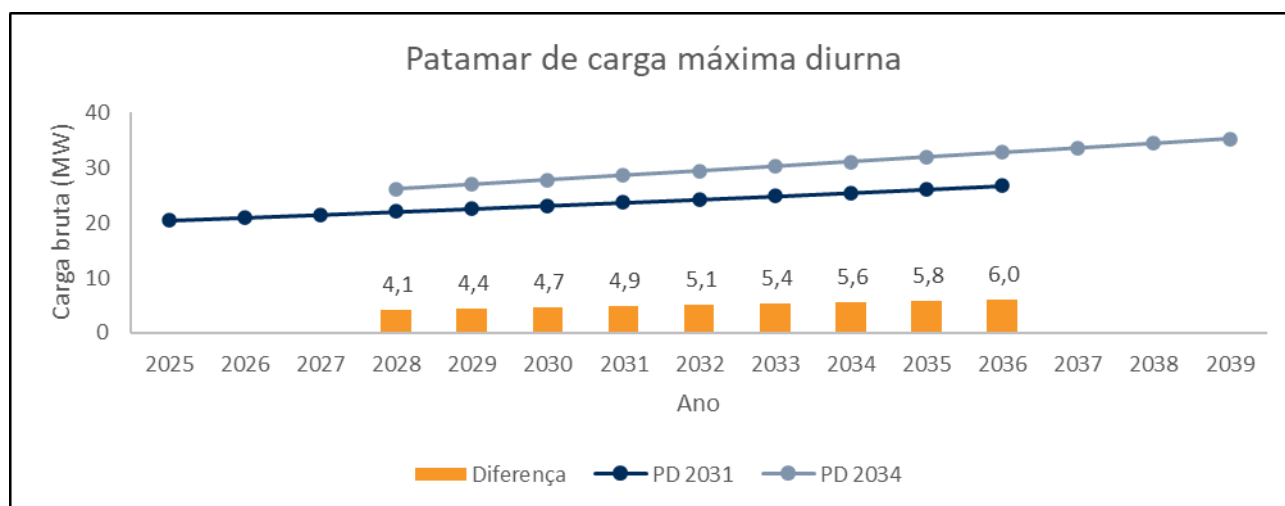
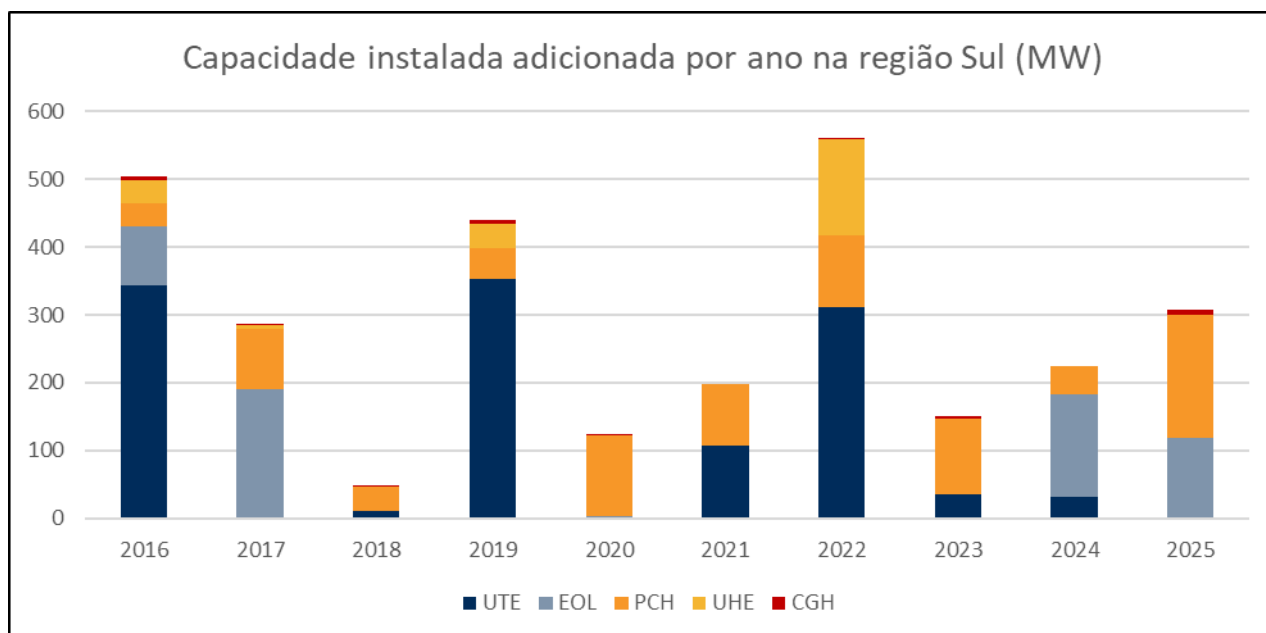


Figura 1-2 - Projeção da carga bruta da região Sul – PDE 2031 e PDE 2034

Nota-se que a diferença da projeção de carga da região Sul entre o PDE 2031 e PDE 2034 para o ano 2036 é de aproximadamente 6.000 MW no patamar de carga máxima diária, indicando uma antecipação do crescimento da demanda anteriormente previsto para o subsistema.

Em contraste ao aumento significativo nas projeções de carga da região, observa-se que, ao longo dos últimos anos, a expansão da oferta de geração realizada tem sido pouco expressiva nesse subsistema, com média anual de crescimento da ordem de 284 MW, conforme apresentado na Figura 1-3.



Fonte: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>

Figura 1-3 – Histórico de evolução da oferta de energia da região Sul

Análises prospectivas quanto ao atendimento eletroenergético da região

Considerando as duas características da região Sul, isto é, reduzido crescimento histórico da oferta de energia nos últimos anos e projeção de elevado crescimento da demanda para os próximos anos, apresenta-se, neste relatório, uma avaliação para ampliar a capacidade da interligação Sul-Sudeste e assegurar o atendimento da carga da região Sul, mitigando riscos associados a incertezas na concretização da expansão da oferta indicada no PDE. Para esta avaliação, considerando os dados atualizados de carga e oferta de geração existente na região Sul até o momento, foi realizado um balanço estático da região, para identificação das perspectivas de aumento de intercâmbio com os demais subsistemas do SIN no horizonte decenal, para um cenário considerado como mais crítico³, que conjuga escassez hídrica e baixa disponibilidade de outras fontes renováveis, como geração eólica e biomassa, com aproveitamento máximo dos demais recursos controláveis disponíveis no subsistema, baseados em geração térmica. Neste cenário, não foi considerada a importação internacional de energia pelas conversoras de Garabi (2.200 MW) e Melo (500 MW).

Neste cenário foram atingidos valores elevados de importação pela região Sul, conforme apresentado na Figura 1-4. No período noturno, observa-se importação de 17 GW em 2033 e 18 GW em 2035, sendo que o atual limite é 13.500 MW. No período diurno, observa-se o recebimento de 16 GW em 2033 e 17 GW em 2035, ao passo que o limite da interligação neste período é de 9.300 MW.

³ Na definição deste cenário foram utilizados dados de geração média do histórico das últimas duas décadas para a fonte hidráulica (38% no período diurno e 46% no período noturno), ao mesmo tempo em que se explora toda a capacidade do parque termelétrico atualmente instalado na região (1.234 MW). As usinas eólicas têm fator de despacho de 10% e biomassa de 28%. Para a geração MMGD-FV foram utilizados valores reduzidos, compatíveis com o início do dia ou final da tarde, no período diurno.

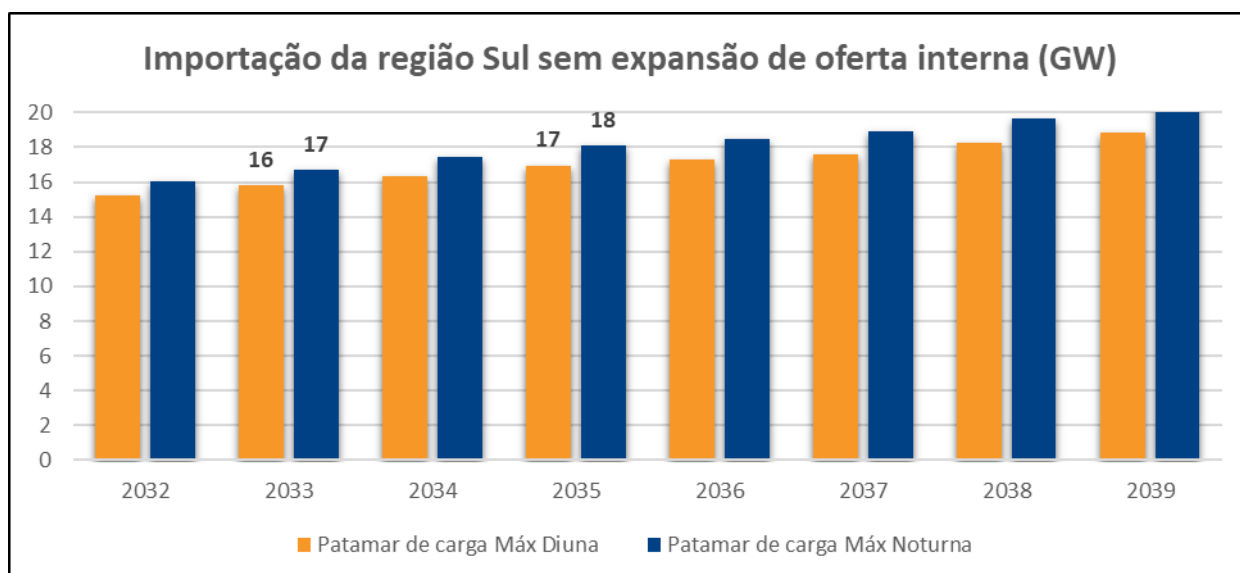


Figura 1-4 – Projeção do recebimento da região Sul sem expansão da oferta interna

Com base nesta análise, verifica-se a possibilidade de intercâmbios da ordem de 17 GW a 18 GW, a partir dos anos 2033 e 2035, respectivamente, nos cenários críticos de geração considerados, caso não haja aumento da oferta de geração local até o período, conforme indicações do PDE vigente.

A análise indica benefícios na ampliação da capacidade de importação do subsistema Sul, para agregar maior segurança ao suprimento eletroenergético da região em condições extremas de disponibilidade hídrica, que podem se tornar mais frequentes e potencializadas pelas mudanças climáticas. Assim, a expansão da interligação pretendida pode exercer um papel proativo e estratégico de mitigação de riscos e de fortalecimento da resiliência climática.

Adiciona-se a este fato relevante, a previsão de conexão de cargas eletrointensivas na região, com volumes elevados de potência instalada, tendo em vista os projetos de Data Center em fase de análise no âmbito do MME, que totalizam demanda da ordem de 5 GW para o estado do Rio Grande do Sul⁴.

Em virtude das incertezas associadas ao cronograma e volumes a serem efetivamente contratados, tais cargas não foram computadas no balanço estático acima apresentado, o que indica que os ganhos de intercâmbio planejados a partir do presente estudo também poderão ser aproveitados, mesmo em condições de oferta de geração menos críticas, para atender à carga base da região, caso se concretizem os projetos de Data Center prospectivos.

As conclusões da análise realizada indicam, portanto, que a recomendação de ampliação da capacidade de importação da região Sul é de mínimo arrependimento e deve proporcionar maior segurança ao suprimento eletroenergético da região. As necessidades visualizadas para o horizonte

⁴ Estudos de planejamento específicos para a integração dessas cargas estão sendo conduzidos pela EPE e constam na programação de estudos do ano 2025.

indicativo, após o ano de 2035, deverão ser atualizadas nos próximos anos, considerando o monitoramento dos dados atualizados de geração e de carga local.

1.4. Objetivo

O presente estudo visa harmonizar a necessidade de ampliação da capacidade de exportação da região Nordeste e a necessidade de importação da região Sul de modo que seja possível atender as duas necessidades simultaneamente até o horizonte do ano 2035.

O objetivo principal deste estudo é identificar a melhor alternativa técnica e econômica para a expansão das interligações regionais, investigando as tecnologias disponíveis e o momento oportuno para sua implementação.

1.5. Desafios enfrentados e estratégias de contorno

Ao longo do desenvolvimento do presente estudo, diversos desafios foram enfrentados, demandando a definição de estratégias de contorno capazes de assegurar a entrega de soluções confiáveis e de mínimo arrependimento para o planejamento da expansão da transmissão no horizonte decenal. Dentre os desafios, destacam-se:

1.5.1. Impactos das evidências da perturbação de 15 de agosto de 2023 nos modelos de geração eólica e solar da Base de Dados do SIN

A constatação apresentada no Relatório de Análise da Perturbação (RAP 0012/2023), de que o desempenho dinâmico de usinas eólicas e fotovoltaicas em campo foi inferior ao representado nos modelos oficiais levou à necessidade de revisões e ajustes pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) nas bases de dados utilizadas para estudos de estabilidade eletromecânica do SIN.

Por este motivo, desde a ocorrência do evento, a base oficial de transitórios eletromecânicos passou por modificações voltadas a reproduzir de forma mais realista o desempenho dessas plantas, especialmente no que se refere ao suporte dinâmico de potência reativa durante faltas. Como consequência, a contribuição dessas unidades ao suporte reativo em condições de curto-circuito foi reduzida e, em alguns casos, desabilitada.

Esses ajustes resultaram em aumento das restrições elétricas e maior dificuldade de inicialização e convergência das simulações, sobretudo em cenários com elevada participação de geração renovável variável. Tais fatores trouxeram novos desafios ao planejamento da expansão da transmissão, diante da incerteza associada não apenas aos modelos de geração, mas também ao próprio diagnóstico do sistema obtido a partir dessas representações, o que impactou diretamente o cronograma de elaboração deste relatório. Em consequência, foi necessário postergar as etapas de definição das alternativas, aguardando a disponibilização de uma base de dados que assegurasse maior representatividade do comportamento real do sistema elétrico no horizonte de longo prazo e promovesse recomendações de menor risco de arrependimento.

Diante desse contexto e das dificuldades enfrentadas para conclusão do processo de validação dos modelos oficiais⁵, a EPE sugeriu e atuou junto ao ONS, entre setembro de 2024 até agosto de 2025, no desenvolvimento de uma Base de Dados para Estudos de Planejamento, descrita em maiores detalhes na seção 11.3. Essa iniciativa visou permitir que as análises de médio e longo prazo considerassem modelos coerentes com o comportamento real das plantas e compatíveis com os normativos vigentes, mitigando ainda problemas de inicialização, convergência e instabilidade numérica observados nas bases disponibilizadas após agosto de 2023.

O trabalho utilizou modelos de referência, um eólico e outro fotovoltaico, já validados por fabricantes, que serviram de base para calibração das demais usinas ainda não validadas e com modo falta desabilitado. Esses modelos foram ajustados de modo a assegurar que o desempenho das plantas fosse, no mínimo, compatível com os requisitos técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, especialmente quanto à injeção de corrente reativa durante faltas e ao suporte dinâmico de tensão.

A base de dados de planejamento teve sua primeira versão divulgada em agosto de 2025 e agregou ganhos significativos para o desempenho elétrico durante falta observado nos estudos do SIN, com melhoria também da estabilidade numérica e da convergência das simulações em cenários de elevada participação renovável. A utilização dessa base, de caráter complementar à base oficial, contribuiu para a definição de expansões de rede com menor custo de arrependimento e para o avanço da conclusão deste relatório.

Além disso, a referida base de dados poderá subsidiar a identificação de oportunidades de aprimoramento nos sistemas de controle e de conexão das plantas renováveis, para ampliar a recomposição do suporte de potência reativa e robustecer o controle de tensão do SIN, no horizonte de médio/longo prazo. Avanços adicionais nessa temática são esperados a partir da continuidade do processo de validação dos modelos oficiais, em andamento conforme as providências estabelecidas no Relatório de Análise da Perturbação – RAP 0012/2023.

Por fim, ainda que o processo de revisão e calibração dos modelos tenha prolongado o cronograma inicialmente previsto para a conclusão deste relatório, as estratégias de contorno adotadas — em especial a criação da Base de Dados de Planejamento — foram decisivas para assegurar a qualidade técnica e a confiabilidade dos resultados, preservando o caráter estruturante e orientador deste estudo no âmbito do planejamento da transmissão.

⁵ Até a data de escrita desta seção, o percentual de modelos validados na Base de Dados do SIN é de 25% das usinas eólicas e de 12% das usinas fotovoltaicas.

1.5.2. Impactos das evidências da perturbação de 15 de agosto de 2023 nos limites de intercâmbio

Os ajustes nos modelos de geração eólica e solar, mencionados na seção anterior, impactaram diretamente os limites de intercâmbio do SIN, que têm sido atualizados para refletir os limites de segurança operacional com base no novo desempenho esperado para essas plantas, especialmente em contingências da rede de transmissão, em cenários de elevada participação de geração renovável variável.

A Figura 1-5 ilustra, a partir da medição de intercâmbio convencionalmente utilizada nos estudos de planejamento e operação, a comparação da evolução média da capacidade de exportação da Região Nordeste projetada a partir das bases de dados anteriores ao evento e a partir de suas versões mais recentes, indicando a redução dos limites de intercâmbio projetados.

Com as obras recomendadas neste estudo, é prevista a recomposição de uma parcela importante dos intercâmbios anteriormente projetados para o horizonte 2033, sendo necessário, porém, para que se atinja os limites originalmente previstos, a realização de investimentos na recomposição da capacidade de injeção de potência reativa pelas usinas eólicas e solares - caso estas estejam performando abaixo das exigências mínimas estabelecidas em procedimentos de rede - ou de investimentos adicionais em equipamentos de controle de tensão na rede de transmissão, a serem avaliados em estudos futuros.

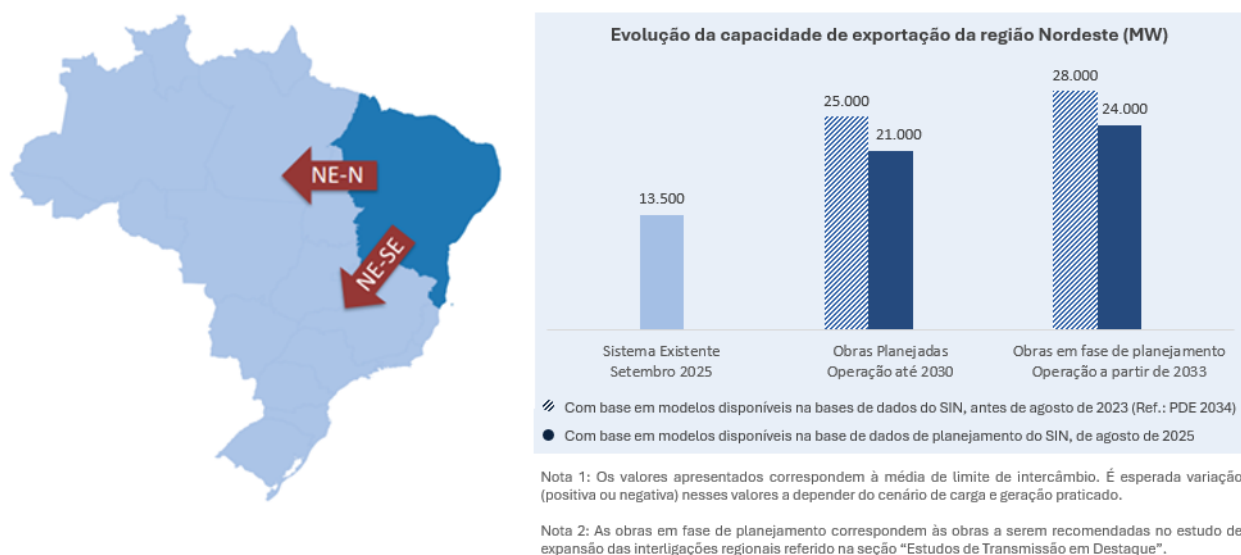


Figura 1-5 - Evolução da capacidade média de exportação total da região Nordeste

Cabe ressaltar, entretanto, que a medição convencional de intercâmbios entre as regiões Nordeste e Sudeste não reflete com precisão a quantidade total de energia renovável efetivamente transmitida para os centros de carga das regiões Sudeste e Sul.

Essa limitação decorre, principalmente, da crescente inserção de usinas solares fotovoltaicas ao longo do eixo desta interligação, cuja geração passa a interagir e competir diretamente com o fluxo energético proveniente da região Nordeste.

Na seção 5.4, propõe-se, portanto, a adoção de um novo ponto de medição de intercâmbio para computar a capacidade de exportação total da região Nordeste, localizado mais ao sul — na região do Norte de Minas Gerais. Essa realocação permitiria incorporar à medição de intercâmbios, a geração solar dessa região, trazendo subsídios mais adequados para o dimensionamento das interligações regionais.

Os resultados indicam que, ao se adotar o novo ponto de medição, há um acréscimo médio de cerca de 5 GW na capacidade de exportação da região Nordeste nos cenários diurnos, enquanto nos cenários noturnos os valores permaneceriam praticamente inalterados em relação à medição convencional, com ambos atingindo cerca de 30 GW em sua capacidade máxima, valor este compatível com o anteriormente projetado para a capacidade de exportação total da região Nordeste para o ano de 2033.

1.5.3. Evolução da tecnologia HVDC-VSC

Outro desafio relevante para a condução deste estudo esteve associado à avaliação da viabilidade técnica e comercial de aplicação da tecnologia HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), como alternativa à tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*), empregada nos demais sistemas em corrente contínua implantados e em fase de implantação no SIN.

Em virtude da maior difusão da tecnologia VSC em projetos de transmissão utilizando cabos isolados (subterrâneos ou submarinos), especialmente para conexão de geração eólica *offshore*, e pela sua baixa aplicação em projetos com características similares ao caso de aplicação brasileiro, baseados em linhas de transmissão aéreas de longa extensão, foi necessária a condução de um processo de Tomada de Subsídios junto aos principais fabricantes internacionais, com o objetivo de avaliar a capacidade de fornecimento da indústria para essa tecnologia aplicada a linhas aéreas de longo comprimento; identificar o nível de desenvolvimento já atingido, além de eventuais limitações técnicas existentes e condicionantes para sua aplicação no SIN, de modo a garantir o atendimento aos critérios de desempenho e segurança preconizados para novas instalações de transmissão.

Os resultados dessa Tomada de Subsídios foram documentados no capítulo 6 deste relatório e foram importantes para subsidiar a definição de alternativas técnicas e a configuração de referência a ser proposta para o sistema elétrico brasileiro.

Destaca-se que, no início do estudo, foi constituído grupo de trabalho entre EPE e ONS, para a partir das informações recebidas dos fabricantes, identificar configurações cuja análise deveria ser descartada do estudo, seja em função da dificuldade de fornecimento da solução de forma competitiva pela indústria, seja por dificuldades de demonstração de experiência prática em

aplicações similares ou até mesmo pela falta de padronização de soluções, indicando baixa maturidade tecnológica para sua adoção no SIN. Nesse sentido, cabe destacar que foram descartadas, naquele momento, soluções com tensão nominal superior a 640 kV; soluções com potência nominal superior a 3,6 GW; soluções compostas por conversoras utilizando arranjo misto de pontes - *Full-Bridge (FB)* e *Half-Bridge (HB)*- e configurações híbridas, contemplando a tecnologia LCC e a tecnologia VSC, em um mesmo projeto.

Por fim, com base nas informações obtidas, concluiu-se, ao longo do estudo de planejamento conduzido pela EPE, que uma configuração de referência capaz de possibilitar o fornecimento competitivo da solução por múltiplos fabricantes, e que tivesse demonstração de evidências práticas de implantação em projetos internacionais, seria a configuração composta por conversores VSC em todos os terminais do bipolo; constituídos de submódulos 100% Half-bridge; com proteção contra defeitos (sobretudo curto-circuitos na linha CC) possibilitada pela abertura de disjuntores CA, seguida de sequência de eventos internos ao sistema HVDC. Tais sistemas podem atingir, atualmente, tensões nominais de até 525 kV e potências nominais de 3 GW e, segundo informações recebidas dos fabricantes, podem evoluir para a configuração de até 600 kV/ 3,4 GW ou 640 kV/ 3,6 GW, nos próximos anos, se houver crescimento na demanda por esse tipo de solução pelo mercado, mediante desenvolvimentos tecnológicos adicionais, já avaliados no âmbito de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) das companhias.

Em resumo, a tomada de subsídios permitiu, além da identificação de condicionantes técnicos e econômicos para aplicação da tecnologia VSC com linhas aéreas de longo comprimento no SIN, a coleta de informações técnicas para desenho das especificações básicas do projeto, visando aproveitamento do potencial da tecnologia, sobretudo para mitigação de interações *multi-infeed* e de suporte à estabilidade de tensão e frequência em regiões com elevada penetração de IBRs (*Inverter-Based Resources*), características dos sistemas Sudeste e Nordeste, onde estarão conectados os terminais do novo bipolo.

1.5.4. Contexto internacional do mercado HVDC e incertezas para o fornecimento de soluções

O estudo também considerou as incertezas do mercado internacional no que se refere ao fornecimento de equipamentos HVDC (*High Voltage Direct Current*), marcada por gargalos de produção e alta demanda global por projetos de interligação e integração de renováveis.

Nesse sentido, foram analisados três cenários futuros para esse mercado, que podem influenciar diretamente na tomada de decisão quanto a solução de referência a ser implantada no SIN:

- **Cenário Inferior:** Nesse cenário, considera-se limitação no desenvolvimento da tecnologia, em função de demanda comercial crescente por soluções padronizadas, dentro do atual estado da arte (525 kV / 3.000 MW), com prioridade para fornecimentos que demandem menor esforço em desenvolvimento adicional (visando ganhos de escala), com risco de

restrição de recursos humanos e/ou capacidade fabril para desenvolvimento de projetos customizados;

- **Cenário de Referência:** Nesse cenário, considera-se evolução gradual da demanda por soluções comerciais em níveis de tensão e potência mais elevados (600 – 640 kV / 3.000 - 3.400 – 3.600 MW), que podem impulsionar investimentos em P&D e desenvolvimento de *upgrades* tecnológicos pela indústria⁶;
- **Cenário Superior:** Nesse cenário, considera-se avanços tecnológicos significativos, viabilizando soluções comerciais competitivas⁷ em 800 kV e potências superiores, possibilitando ganhos de eficiência para os projetos.

Diante das incertezas nos cenários de mercado futuros mapeados, o presente estudo buscou trazer mais flexibilidade para a recomendação das soluções técnicas, permitindo ajustes na definição das especificações básicas do bipolo Nordeste II em função da disponibilidade e maturidade das soluções disponíveis no momento de sua licitação.

Esse assunto é abordado em maior detalhe nos capítulos 6 e 9 do relatório.

1.5.5. Modelos para representação de soluções HVDC-VSC e realização de estudos de desempenho

A ausência de modelos oficiais validados para conversores VSC constituiu um desafio relevante à realização das análises dinâmicas deste estudo. Tal fato dificultou, inclusive, o desenvolvimento de modelos genéricos⁸, em virtude da ausência de um *benchmark* a ser utilizado como referência para comparação de resultados.

Para contornar esse desafio, a EPE desenvolveu, no início do estudo, um modelo simplificado, baseado em referências técnicas internacionais, para ser utilizado nas análises de transitórios eletromecânicos e, posteriormente, realizou a contratação do CEPEL para desenvolvimento do modelo completo a ser empregado no programa ANATEM®. Até o momento da conclusão da primeira versão deste relatório, o modelo desenvolvido pelo CEPEL foi considerado bem representativo para fenômenos decorrentes de eventos na rede CA, externa ao HVDC. Entretanto, avanços na modelagem ainda são necessários para garantir a representação adequada do comportamento do equipamento em situações de defeito na linha de transmissão em corrente contínua (LT CC)⁹.

⁶ Este cenário é fortemente impactado pela evolução ou não de projetos de transmissão para integração de fontes renováveis, principalmente nos Estados Unidos da América, utilizando linhas de transmissão aéreas.

⁷ Com fornecimento por mais de um fabricante.

⁸ Modelo concebido com os elementos contidos nas concepções atualizadas de VSC dos principais fabricantes, de forma a não privilegiar concepções específicas.

⁹ O que deverá ser internalizado no modelo até o final do contrato em curso.

Da mesma forma, a EPE buscou aprimorar um modelo *benchmark* disponível na biblioteca do programa PSCAD [1], para análises do tipo EMT (*Eletromagnetic Transient*), buscando apoio dos fabricantes para tornar sua resposta mais próxima do comportamento real esperado, especialmente para a aplicação de faltas na LT CC. Avanços obtidos, incluindo a inserção de elementos adicionais na rede CC, possibilitaram que essa modelagem se tornasse funcional e compatível com o desempenho esperado para o equipamento, trazendo evidências da viabilidade técnica da solução de referência recomendada neste estudo.

Reconhecendo as limitações da utilização de modelos genéricos para estudos de detalhamento, a EPE reforça a importância da realização de estudos técnicos complementares, destinados a aprofundar as análises dinâmicas com foco no sistema CC, com modelos realistas, se necessário pelos próprios fabricantes de equipamentos¹⁰, de modo que estes possam demonstrar a efetividade de suas soluções específicas de projeto, para atendimento aos requisitos de desempenho do SIN. Tal recomendação torna-se ainda mais relevante diante do ineditismo da aplicação, que utiliza linhas aéreas longas, com comprimento superior a 1.000 km (maior das Américas e Europa), bem como pela proximidade do terminal Angicos com diversos parques de geração eólica e solar, tornando essencial a avaliação de possíveis interações entre inversores.

2. CONCLUSÕES

Em linhas gerais, para garantir a expansão da capacidade de exportação da região Nordeste, bem como o aumento da capacidade de importação da região Sul, nos montantes definidos no Capítulo 1, será necessária a implantação de um novo bipolo em corrente contínua, denominado bipolo Nordeste II, interligando a região Nordeste à região Sudeste, além de reforços adicionais na malha de transmissão existente, que se estendem até o subsistema Sul. A Figura 2-1 apresenta um diagrama esquemático das referidas expansões de rede¹¹.

As avaliações realizadas em regime permanente e em regime dinâmico indicam que as obras recomendadas neste relatório, em conjunto com as obras planejadas já licitadas, devem proporcionar o atingimento de 24 GW de capacidade máxima de exportação total para a região Nordeste, bem como capacidade máxima de importação para a região Sul da ordem de 17 GW, a partir da entrada em operação das obras recomendadas para o ano 2033. Adicionalmente, as obras recomendadas para o horizonte indicativo, a partir do ano 2035, devem proporcionar o alcance de 18 GW para a capacidade de importação da região Sul.

¹⁰ Em caso de dificuldades de compartilhamento dos modelos, por questão de confidencialidade e proteção ao segredo industrial.

¹¹ No diagrama esquemático são apresentadas apenas as novas linhas de transmissão planejadas. Por questão de escala, não foram representados elementos de compensação de potência reativa, seccionamentos de linhas de transmissão existentes e recapacitações. O conjunto de obras completo é apresentado no capítulo 3.

2.1. Análise econômica

O valor total de investimentos associados à alternativa vencedora perfaz aproximadamente R\$ 26,5 bilhões em novas instalações de Rede Básica. Deste total R\$ 25 bilhões estão associados às recomendações determinativas de planejamento, previstas para o ano 2033, e R\$ 1,5 bilhões estão associados às obras indicativas, previstas inicialmente para o ano 2035 e cuja necessidade deverá ser continuamente avaliada pelo planejamento no horizonte de médio/longo prazo.

É importante destacar que do total de investimentos necessários, aproximadamente 65% - o equivalente a R\$17,1 bilhões - estão associados às instalações CC, com R\$ 9,7 bilhões referentes a LT CC e R\$ 3,7 bilhões referentes a cada conversora CA/CC.

Na Tabela 2-1 são apresentados os investimentos previstos para cada uma das alternativas avaliadas, bem como o ranking da análise econômica, com destaque para a alternativa vencedora (Alternativa 2B).



Figura 2-1 – Diagrama esquemático das expansões de rede recomendadas por este estudo

Tabela 2-1 – Ranking final das alternativas (R\$ x 1000)

Alternativa	Valor total dos investimentos	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	Custos (R\$ x 1000)	%	Ordem
Alternativa 1A LCC Angicos - Curitiba Oeste	30.321.658,20	5.561.296,48	110,4%	5º
Alternativa 1B VSC Angicos - Curitiba Oeste	27.005.777,75	5.059.718,02	100,4%	2º
Alternativa 2A LCC Angicos - Itaporanga 2	30.702.119,05	5.842.198,29	115,9%	6º
Alternativa 2B VSC Angicos - Itaporanga 2	26.571.813,57	5.039.192,85	100,0%	1º
Alternativa 3A LCC Angicos - Assis	32.120.986,78	6.105.504,71	121,2%	8º
Alternativa 3B VSC Angicos - Assis	27.974.058,21	5.395.725,65	107,1%	4º
Alternativa 4A LCC Angicos - Campinas 2	30.505.122,75	5.928.453,78	117,6%	7º
Alternativa 4B VSC Angicos - Campinas 2	26.970.256,98	5.332.249,11	105,8%	3º
Alternativa 5A LCC Multiterminal (3GW/ 3GW/ 3GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	33.724.560,63	6.153.411,86	122,1%	9º
Alternativa 5B LCC Multiterminal (3GW/1.5GW/1.5GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	32.907.889,42	6.177.604,60	122,6%	10º
Alternativa 6 - Eixo em 1.000kV Angicos - Campinas 2	38.627.354,85	7.277.307,34	144,4%	11º

Nota:

1 - O nome das alternativas foi definido com base nos eixos de transmissão de maior investimento envolvido que as compõem. Cabe ressaltar que outras recomendações além das descritas no nome das alternativas são computadas no custo total das alternativas, conforme descrito no Capítulo 9;

2 - A diferença marginal de custos entre as Alternativas 2B e 1B configura, na prática, um empate na análise econômica. Assim, a indicação da Alternativa 2B como referência apoia-se nos benefícios técnicos adicionais desta solução, como a redução de perdas, o posicionamento estratégico da subestação Itaporanga 2 e a menor extensão da linha de transmissão em corrente contínua, aspectos detalhados na Seção 9.2.

3. RECOMENDAÇÕES

A seguir são apresentados os conjuntos de obras recomendadas neste relatório, associadas à Alternativa 2B. As instalações em corrente contínua são apresentadas na seção 3.1 e as instalações em corrente alternada na seção 3.2.

3.1. Soluções em Corrente Contínua

A Tabela 3-1 apresenta o cronograma de obras associadas as instalações em corrente contínua.

Tabela 3-1 – Obras de rede básica em Corrente Contínua

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	LT 600 kV CC ANGICOS – ITAPORANGA 2 (Nova)	Linha CC ± 600 kV, 6 x 2167 MCM (Kiwi), 2500 km	<i>* Solicita-se afastamento mínimo de 500 m entre o eixo do bipolo - para toda a sua extensão - e das LTs informadas na seção 3.3, item [1]. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao lado. (Cabe ressaltar que o critério de afastamento mínimo é aplicado apenas a partir de um raio de 2 km das subestações terminais).</i>
2033	SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)	Estação conversora CA/CC 500 kV / 600 kV - VSC – 3 GW * 6 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barramento MIM - 500 kV 1 MIG (Terreno Rural)	<i>* Inclui todos os elementos necessários para a integração da conversora - Transformadores Conversores, Filtros, Conexões CA/CC, Eletrodos de terra, Serviços Auxiliares, Pátio CC, entre outros.</i>
2033	SE 765/600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)	Estação conversora CA/CC 500 kV / 600 kV - VSC – 3 GW * 3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM (segregação de barramento) MIM - 500 kV 1 MIG (Terreno Rural)	<i>* Inclui todos os elementos necessários para a integração da conversora - Transformadores Conversores, Filtros, Conexões CA/CC, Eletrodos de terra, Serviços Auxiliares, Pátio CC, entre outros.</i>

Nota: Conforme detalhado nas seções 1.5.4, 6.5 e 9.3, com base em três cenários de evolução tecnológica, poderão ser adotados outros níveis de tensão nominal nas conversoras, a saber, 525kVcc, 640kVcc ou 800kVcc, a depender das condições de fornecimento de soluções HVDC-VSC na etapa de licitação. Cabe ressaltar que para cada nível de tensão das conversoras, é proposta uma solução básica de linha de transmissão CC correspondente, de modo a tornar todas as alternativas equivalentes do ponto de vista técnico-econômico.

3.2. Soluções em Corrente Alternada

A Tabela 3-2, a Tabela 3-3 e a Tabela 3-4 apresentam o cronograma de obras associadas as conexões em corrente alternada, incluindo novas linhas de transmissão, seccionamento de circuitos existentes, ampliação de subestações existentes, implantação de novas subestações, recapacitações de linhas de transmissão existentes e novos elementos de compensação reativa estática e dinâmica.

Tabela 3-2 – Obras de rede básica em Corrente Alternada

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	SE 525/230 kV CURITIBA LESTE (Ampliação/Adequação)	2° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ 1 CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM 1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	Ratificação do 2º ATF 525/230 kV, recomendado no estudo EPE-DEE-RE-006-2018 – “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo)”.
2033	SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)	3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ 1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM 1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	
2033	SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)	Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL 1120 944 MCM 61/0, 0,4 km Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL 1120 944 MCM 61/0, 0,4 km 2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV	* Com intuito de manter alta confiabilidade no entorno do terminal do bipolo (Angicos), solicitamos afastamento mínimo de 500 m entre eixos das LT conforme informado na seção 3.3, item [2]. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao
2033	SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)	Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL 1120 944 MCM 61/0, 5 km Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL 1120 944 MCM 61/0, 5 km 2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM 2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV	
2033	SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL 1120 Selenium, 10 km 2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM 2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV	

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)	Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km 1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Angicos 1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Monte Verde 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Angicos 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Monte Verde MIM - 500 kV MIM - 500 kV	lado. (Cabe ressaltar que o critério de afastamento mínimo é aplicado apenas a partir de um raio de 2 km das subestações terminais).
2033	SE 765/500 kV ITABERÁ (Ampliação/Adequação) * Novo pátio 500 kV	1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ 1 CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM 1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM 1 IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM MIM - 765 kV 1 MIG (Terreno Rural)	* Considerar novo pátio de 500 kV ao norte da subestação existente, para viabilizar as conexões e evitar muitos cruzamentos com as LTs de 765 kV. Vide diagrama apresentado na seção 3.3, item [4].

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)	<p>Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km</p> <p>Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // Itaberá</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // Curitiba Oeste</p> <p>2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá</p> <p>2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste</p> <p>2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá</p> <p>2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste</p> <p>2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá</p> <p>2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste</p> <p>MIM - 500 kV // Itaberá</p> <p>MIM - 500 kV // Curitiba Oeste</p>	<p><i>* Com intuito de manter alta confiabilidade no entorno do terminal do bipolo (Itaporanga 2), solicitamos afastamento mínimo de 500 m entre eixos dos circuitos. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao lado. (Cabe ressaltar que o critério de afastamento mínimo é aplicado apenas a partir de um raio de 2 km das subestações terminais).</i></p> <p><i>* Será permitida flexibilização no SIL equivalente da linha. Observar recomendação específica da seção 3.3, item [8].</i></p>

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2, C1, C2 e C3 (CS) (Nova)	<p>Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km</p> <p>Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km</p> <p>Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km</p> <p>3 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá</p> <p>3 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2</p> <p>3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá</p> <p>3 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2</p> <p>MIM - 500 kV // Itaberá</p> <p>MIM - 500 kV // Itaporanga 2</p>	<p>* Com intuito de manter alta confiabilidade no entorno do terminal do bipolo (Itaporanga 2), solicitamos afastamento mínimo de 500 m entre eixos dos circuitos. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao lado. (Cabe ressaltar que o critério de afastamento mínimo é aplicado apenas a partir de um raio de 2 km das subestações terminais).</p>
2033	LT 500 kV ARARAQUARA 2 – ITAPORANGA 2, C1 (CS) (Nova)	<p>Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 240 km</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // Araraquara 2</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // Itaporanga 2</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2</p> <p>1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2</p> <p>MIM - 500 kV // Itaporanga 2</p>	<p>* Será permitida flexibilização no SIL equivalente da linha. Observar recomendação específica da seção 3.3, item [8].</p>
2033	LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)	<p>Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,67 Mvar 1Φ // São Gonçalo do Pará</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,67 Mvar 1Φ // Itajubá 3</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3</p> <p>1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará</p> <p>1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3</p> <p>MIM - 500 kV // São Gonçalo do Pará</p> <p>MIM - 500 kV // Itajubá 3</p>	<p>* A rota recomendada pela EPE objetiva proximidade com a SE 345 kV Varginha 4, visando praticidade para seccionamento, caso seja necessária futura transformação 500/345 kV.</p> <p>* Será permitida flexibilização no SIL equivalente da linha. Observar recomendação específica da seção 3.3, item [8].</p>

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2033	LT 500 kV ASSIS – MARIMBONDO 2, C2 (Nova)	<p>Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ // Assis</p> <p>Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // Marimbondo 2</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Assis</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo 2</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Assis</p> <p>1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo 2</p>	<p><i>* Devido à disposição dos equipamentos, existe a necessidade de nova fase reserva de reator no terminal de Marimbondo 2;</i></p> <p><i>* Visto que o vão a ser utilizado para o circuito 2 deve ser ao lado do circuito 1 (existente), considera-se a possibilidade de compartilhamento da fase reserva de reator no terminal de Assis;</i></p> <p><i>* Com intuito de manter alta confiabilidade e reduzir os impactos e dificuldades socioambientais na região, solicita-se seguir a recomendação informada na seção 3.3, item [5], para SE Marimbondo 2.</i></p>
2033	LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)	<p>Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km +</p> <p>Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento do D1)*</p> <p>(Total de 120km)</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste</p> <p>1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Joinville Sul</p> <p>1 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM // Joinville Sul</p> <p>MIM - 525 kV // Joinville Sul</p>	<p><i>*Recomenda-se implantação de trecho em circuito duplo, com lançamento de apenas um circuito, para LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul C1 (entre o ponto de cruzamento com a LT 525 kV Curitiba - Gaspar 2 C1 até a SE Joinville Sul – em torno de 45 km), conforme recomendação específica da seção 3.3, item [11].</i></p>

Ano	Subestação / Linha de Transmissão	Configuração	Observações
2035	LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)	Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Abdon Batista 2 Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Curitiba Oeste 1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2 1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste 1 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2 1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2 1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste MIM - 525 kV // Abdon Batista 2	*Será permitida flexibilização no SIL equivalente da linha. Observar recomendação específica da seção 3.3, item [9].

Tabela 3-3 Recapacitações em linhas de rede básica

Ano	Linha de Transmissão	Solução de Referência	Limites mínimos de capacidade Normal/Emergência [A]	Observações
2035	LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1	Recondutoramento com 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120)	3120/3930 A	*Entende-se que os condutores usados nas soluções de referência de recapacitação de linhas podem ser alterados no projeto final, desde que sejam respeitados os limites mínimos de capacidade de corrente requeridos.
2035	LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1	Recondutoramento com 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)	3360/4235 A	
2035	LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1	Recondutoramento com 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)	3360/4235 A	*Substituir equipamentos terminais com capacidade nominal inferior a 4000 A.

Tabela 3-4 – Compensações síncronas

Ano	Subestação	Configuração	Observações
2033	SE 500 kV GENTIO DO OURO II (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIG-A	Necessidade de aquisição de terreno.
2033	SE 500 kV OUROLÂNDIA II (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIG-A	Necessidade de aquisição de terreno.
2033	SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV	
2033	SE 500 kV QUEIMADA NOVA II (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIG-A	Necessidade de aquisição de terreno.
2033	SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo ANEL MIM - 500 kV MIG-A	Necessidade de aquisição de terreno.
2033	SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar 1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM 1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIG-A	Necessidade de aquisição de terreno. Sugerimos que o novo compensador síncrono não interfira nas expansões futuras já previstas para os pátios existentes e futuros. Se possível, posicionar ao lado do futuro 3º ATF 500/230 kV - vide diagrama apresentado na seção 3.3, item 0.
2033	SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)	Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD MIM - 500 kV	Recomenda-se a realocação de torres da LT 500 kV Tijuco Preto – Taubaté C1 para liberação de espaço para futura conexão do novo compensador síncrono. Vide diagrama apresentado na seção 3.3, item [6].

3.3. Recomendações gerais

É importante destacar que a data de necessidade considerada para as recomendações indicativas (2035), neste estudo, pode sofrer alterações a depender da dinâmica de acessos de novos empreendimentos de carga eletrointensiva na região Sul. Sendo assim, recomenda-se que seja feito o monitoramento constante do desempenho elétrico do sistema, para antecipação ou postergação da data de necessidade desses reforços indicativos, sempre que necessário.

Por outro lado, destaca-se que a eventual antecipação da entrada em operação das instalações recomendadas para o horizonte determinativo (2033), através de otimização do cronograma de obras, por parte das transmissoras, poderá proporcionar os seguintes benefícios sistêmicos ao SIN: (i) aumento das margens de escoamento para contratação de novas usinas de geração na região Nordeste; (ii) incremento da capacidade de intercâmbio energético entre as regiões NE e SE/CO; e (iii) aumento da confiabilidade e segurança do suprimento.

As recomendações listadas a seguir são importantes para facilitar o processo de outorga de algumas obras importantes e garantir maior confiabilidade para o sistema planejado:

- [1] Para a LT 600 kVcc Angicos – Itaporanga 2, recomenda-se que seja considerado um afastamento mínimo de 500 m - para toda a sua extensão – em relação às LTs listadas abaixo. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao lado. Cabe ressaltar que o critério de afastamento mínimo é aplicado apenas a partir de um raio de 2 km das subestações terminais.

Tabela 3-5 – Linhas relacionadas ao critério de afastamento mínimo com a linha do bipolo

Linhas em operação	Linhas planejadas ou em fase de implantação
LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2, C1	LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Jaíba, C1 e C2
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará, C2
LT 500 kV Estreito - Fernão Dias, C1	LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gotardo 2, C1
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	LT 500 kV Jaíba - Buritizeiro 3, C1 e C2
LT 500 kV Luiz Gonzaga - Sobradinho, C2	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C1
LT 500 kV Ourolândia II - Morro do Chapéu II, C1	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto, C1 e C2 (CD)
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1	
LT 500 kV Poços de Caldas - Ribeirão Preto C1	
LT 600 kV CC Coletora Porto Velho - Araraquara 2, C1, C2, C3 e C4	
LT 600 kV CC Foz do Iguaçu - Ibiúna, C1, C2, C3 e C4	
LT 800 kV CC Xingu - Estreito, C1 e C2	
LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio, C1 e C2	

- [2] Por se tratar de instalação estratégica para o SIN, recomenda-se que seja evitado, sempre que possível, o cruzamento da LT 600 kVcc Angicos – Itaporanga 2 com outros bipolos e eixos troncais que compõem a interligação entre o subsistema Norte/Nordeste com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Caso o cruzamento seja inevitável, o agente de transmissão deverá informar, na etapa de projeto básico, as providências que serão tomadas para reforço da instalação, nos pontos de cruzamento, que possam permitir aumento da segurança

operativa, visando, principalmente, a mitigação do risco de perdas múltiplas dos elementos de transmissão envolvidos. Ficará a critério da ANEEL a aprovação de tais providências, conforme recomendado em [2];

- [3] Para a conexão do terminal do bipolo na região Nordeste, considerando a disposição de conexão dos equipamentos já existentes na SE Monte Verde e o grande número de aerogeradores no entorno da SE Angicos, recomenda-se que seja considerada a configuração ilustrada na Figura 3-1 para as novas conexões listadas abaixo, com intuito de evitar possíveis riscos de cruzamentos de LT e trazer ganho de confiabilidade para o futuro bipolo.

- SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE
- SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS
- SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS
- LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3

Além disso, é recomendado o afastamento de 500 m entre os eixos das LT, a partir de um raio de 2 km de distância das SEs terminais. O afastamento poderá ser flexibilizado em pontos críticos como chegada das subestações e/ou eventuais pontos de “estrangulamento”. Nesse caso, o afastamento mínimo será de 120 m, para evitar que a queda de uma torre interfira na torre ao lado.

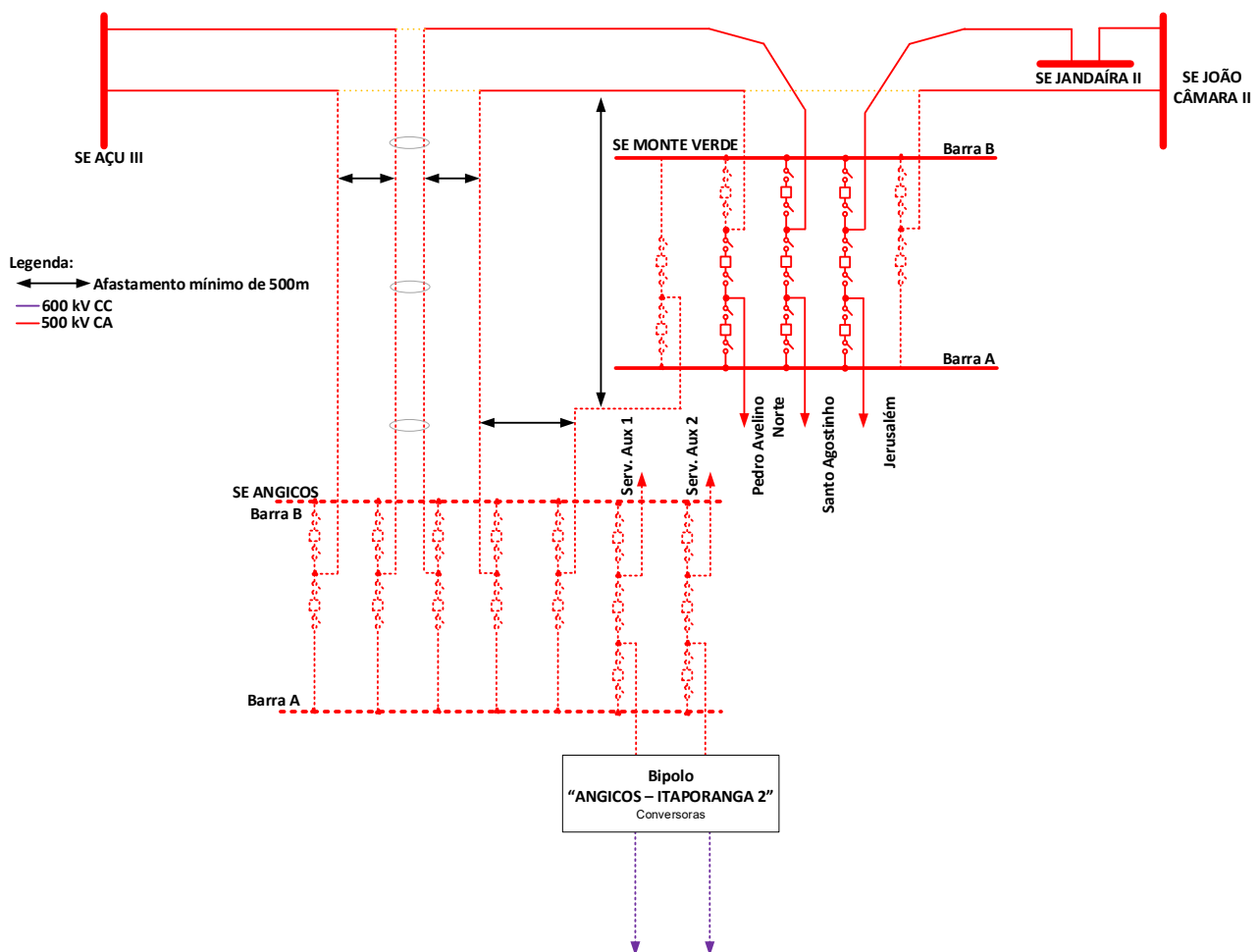


Figura 3-1 – Arranjo proposto para conexões nas SEs Angicos e Monte Verde

- [4] No que se refere à conexão do terminal do bipolo na região Sudeste, considerando as dificuldades socioambientais, fundiárias e construtivas identificadas para a implantação da conversora na SE Itaberá em terreno contíguo, foi necessária a identificação de terrenos disponíveis para a construção de uma nova subestação. Assim, recomenda-se que a conversora seja implantada na SE Itaporanga 2, que se localizará ao norte dos circuitos 1 e 2 e ao sul dos circuitos 3 e 4 da LT 600 kV Foz do Iguaçu – Ibiúna.

A conexão das novas linhas de transmissão recomendadas neste estudo e a própria interligação entre as SEs Itaberá (existente) e Itaporanga 2 (futura), ilustrados no diagrama esquemático da Figura 3-2, foram pensados de modo a minimizar cruzamento de linhas de transmissão de elevada capacidade e de grande relevância para o desempenho sistêmico, visando maior confiabilidade em caso de contingências envolvendo queda de cabos ou torres.

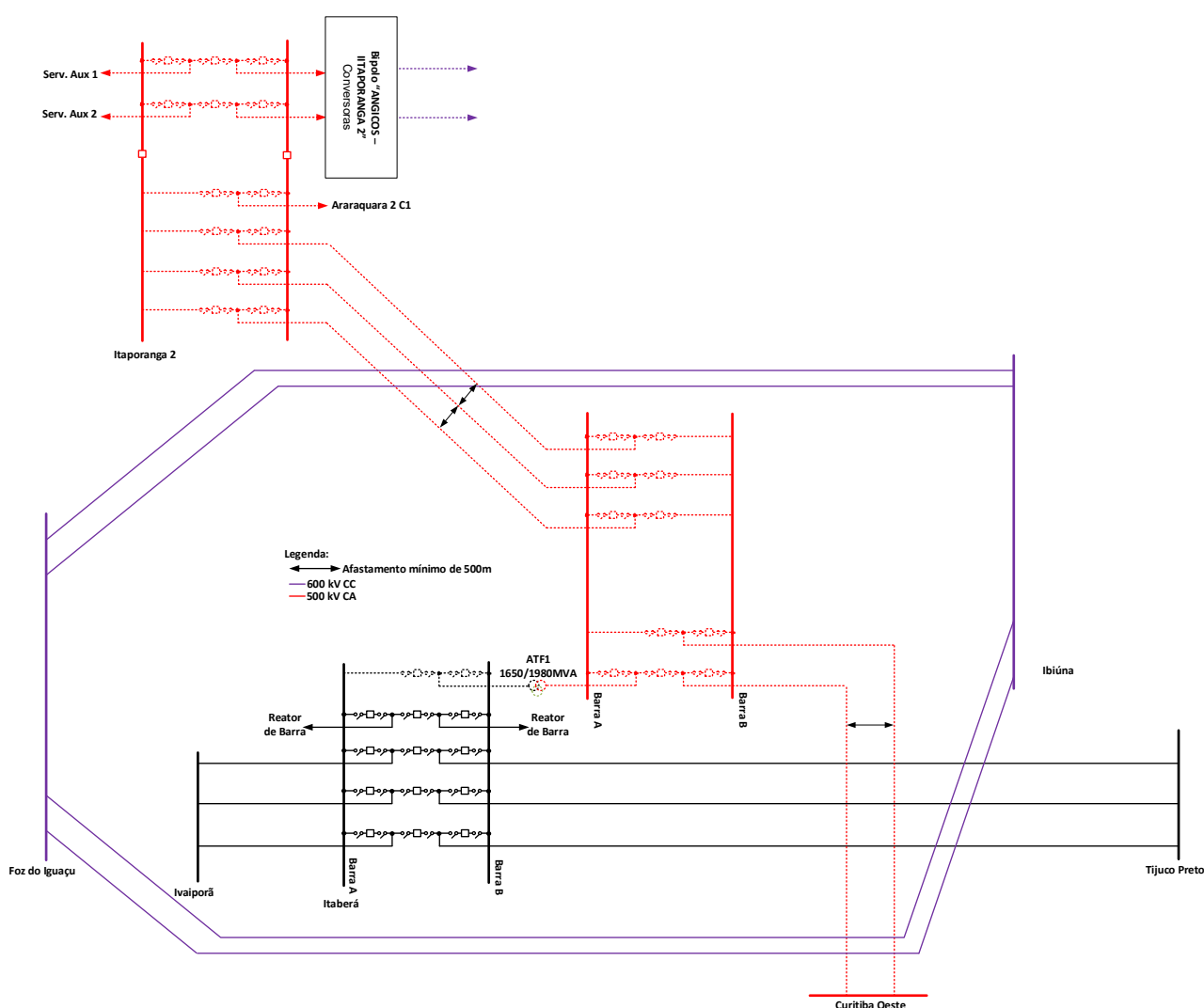


Figura 3-2 – Arranjo proposto para conexões nas SEs Itaporanga 2 e Itaberá

- [5] No que se refere à SE Marimbondo 2, recomenda-se o compartilhamento do mesmo interligador de barras (IB) pelo novo reator de barras e pelo segundo circuito planejado para a LT Marimbondo 2 – Assis, conforme destacado de amarelo na Figura 3-3.

Além disso, se necessária aquisição de terrenos adicionais e provável desvio de rua existente, solicita-se que o desvio de rua seja suficiente para também viabilizar um futuro vão (polígono azul na Figura 3-3).

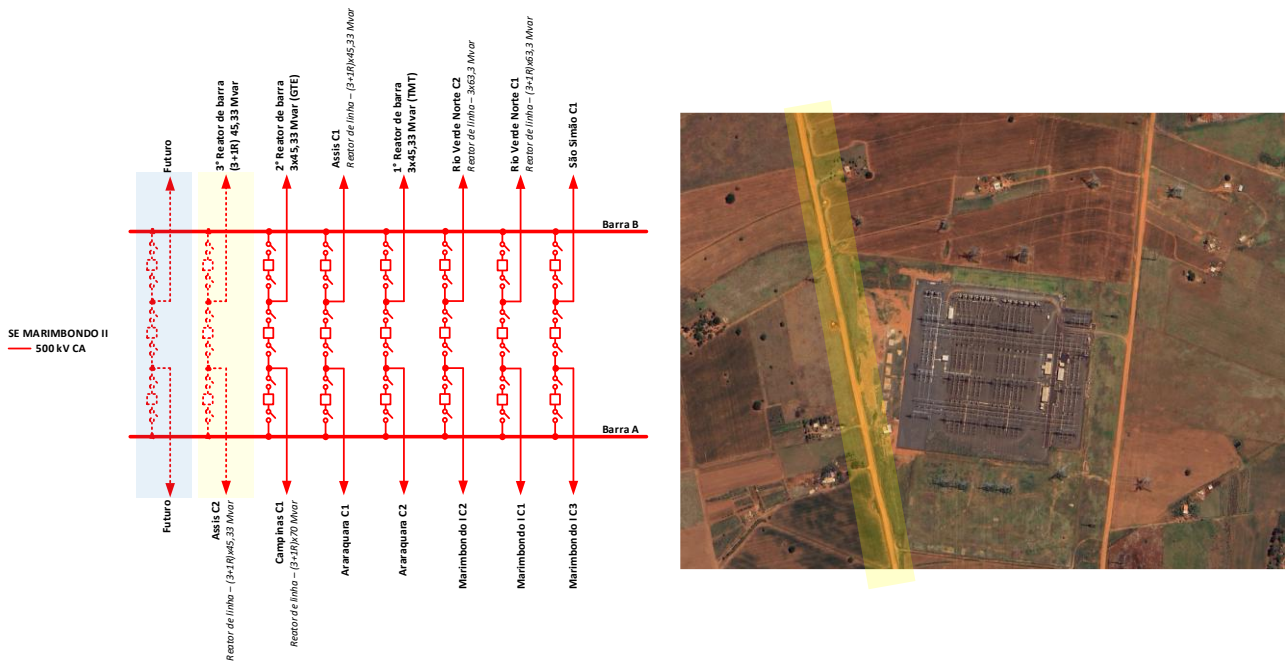


Figura 3-3 – Arranjo proposto para conexões na SE Marimbondo 2

- [6] No que se refere à SE Taubaté, recomenda-se a realocação de torres da LT 500 kV Tijuco Preto – Taubaté C1 para liberação de espaço para futura conexão do novo compensador síncrono.

Conforme Figura 3-4, as hachuras laranja e verde representam, respectivamente, a remoção de torres e postes da LT Tijuco Preto (FURNAS) e a instalação de novas torres que a transmissora deverá realizar para obtenção de espaço livre dentro dos limites de propriedade da Subestação Taubaté onde foi prevista a instalação do vão BDDD (barra dupla com disjuntor duplo) para a conexão do compensador síncrono através de cabos isolados, representado pela hachura azul. A hachura cinza corresponde a faixa de servidão da linha Fernão Dias (50 metros de largura) e não pode ser ocupada por novas instalações.

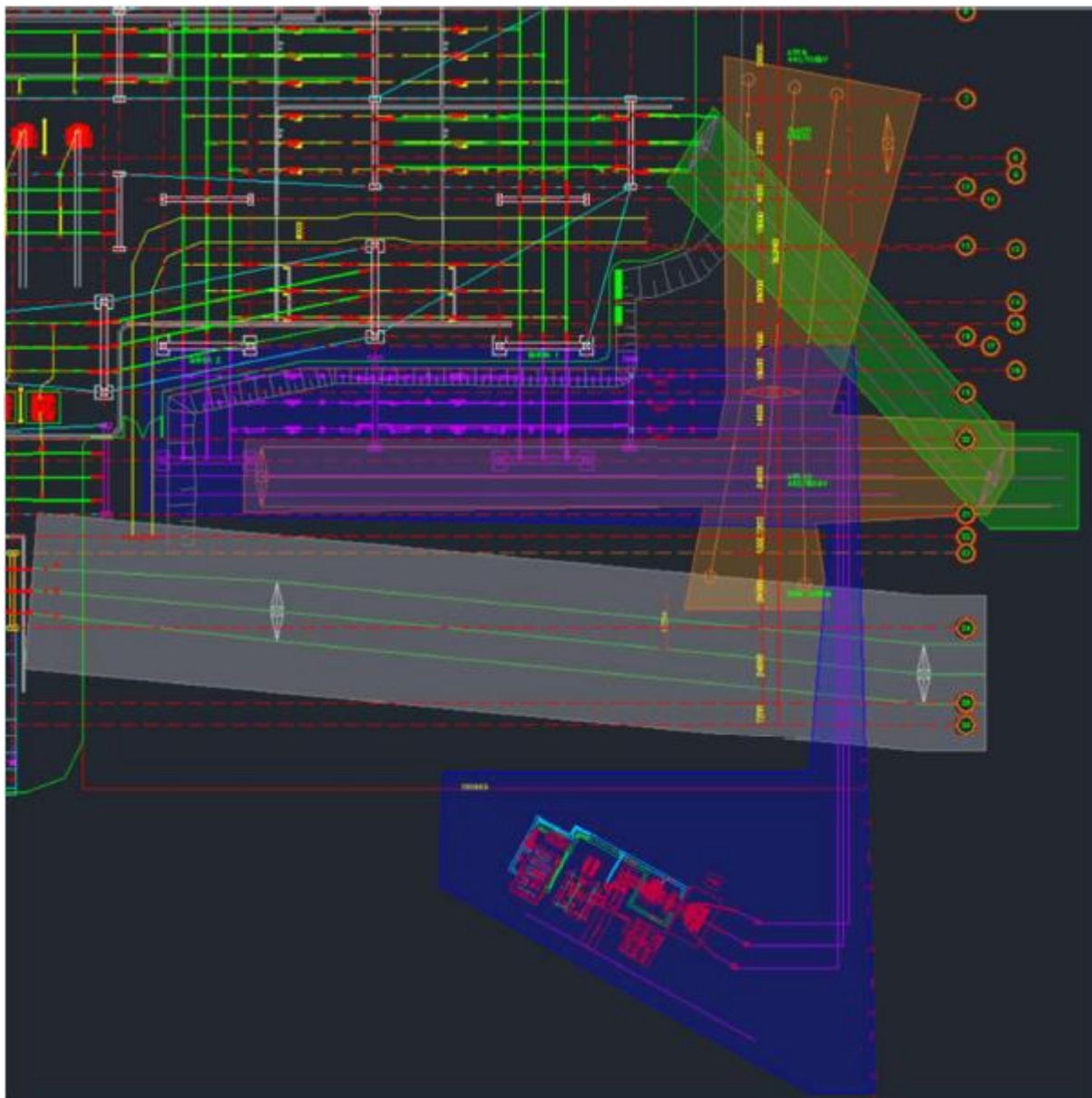


Figura 3-4 – Arranjo proposto para conexões na SE Taubaté

- [7] No que se refere à SE Lorena, recomenda-se a alocação do novo compensador síncrono de tal forma que não prejudique as futuras expansões dos setores de 500 e 230 kV além da possibilidade de futuro pátio em 138 kV para atendimento a distribuidora local.

Conforme Figura 3-5, sugerimos a alocação do novo compensador síncrono (hachura vermelha) ao lado do futuro 3º banco de transformadores 500/230 kV (hachura azul).

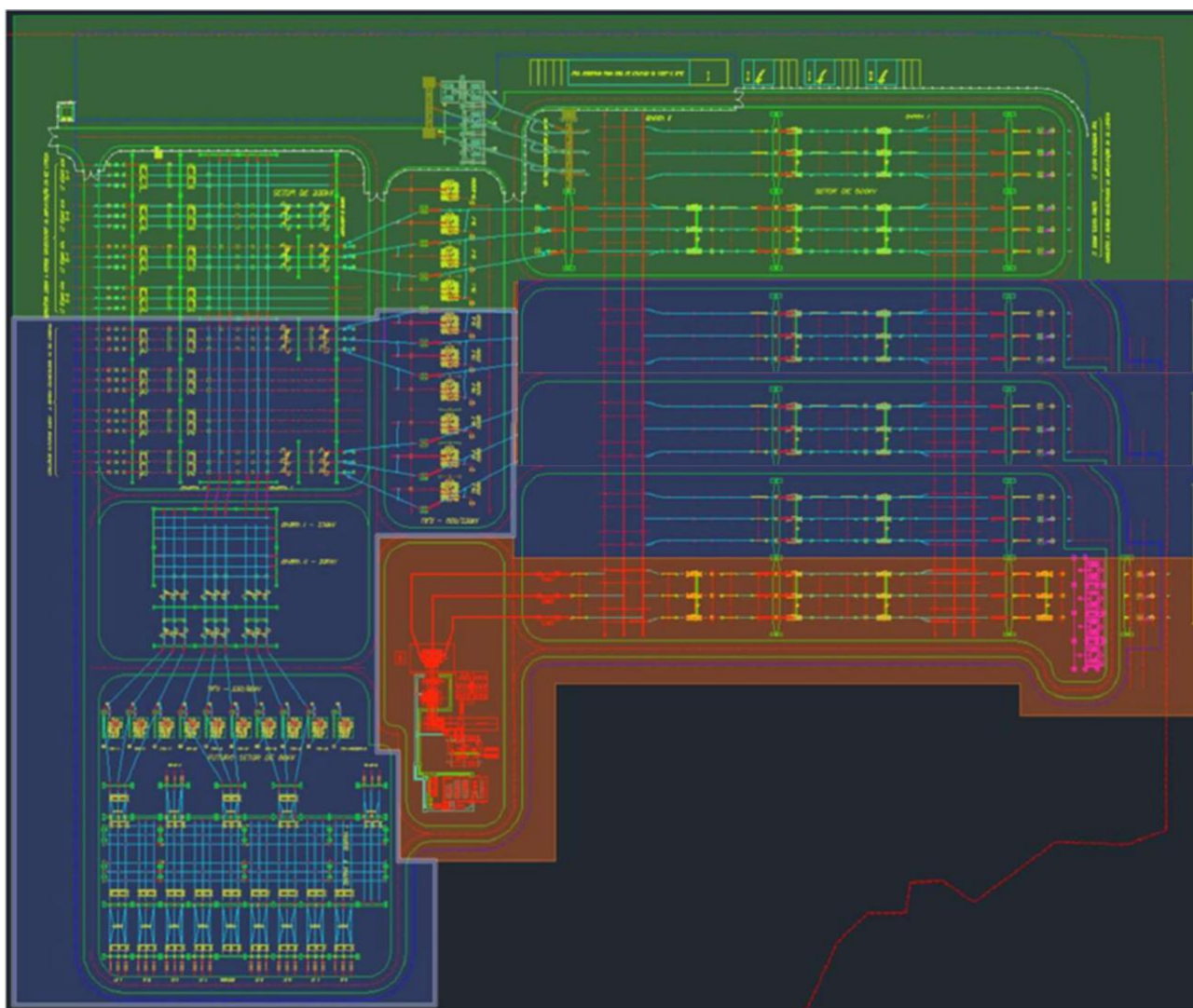


Figura 3-5 – Arranjo proposto para conexões na SE Lorena

- [8] Por ocasião da licitação das novas linhas de transmissão, devem ser respeitados os valores de capacidade operativa e parâmetros elétricos listados no Anexo 18.5. Tal recomendação visa proporcionar uma distribuição otimizada de fluxos na rede evitando sobrecargas em linhas de transmissão existentes e/ou planejadas. Para as LT 500 kV com feixe de 6 subcondutores por fase, admite-se variações de até 10 % no SIL (*Surge Impedance Loading*) equivalente da LT em relação ao valor da solução de referência (1680 MW/500 kV e 1850 MW/525 kV);
- [9] As novas linhas de transmissão 525 kV Curitiba Oeste - Abdon Batista 2 C2 e 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 e C2 devem atravessar regiões com presença significativa de áreas de vegetação nativa, podendo ser necessária flexibilização adicional de 5 % do requisito de SIL mínimo (15 % do valor da solução de referência), nos casos justificados, motivados por restrições dos órgãos ambientais que impactem nos projetos das linhas;

- [10] Os equipamentos instalados nos terminais das novas linhas de transmissão e novos trechos de seccionamento devem possuir capacidade de corrente nominal compatível com as capacidades operativas de curta duração dessas instalações, até o valor limite de 4000 A, máxima corrente verificada nesses equipamentos nos estudos elétricos prospectivos, mesmo que a corrente de projeto de curta duração especificada para as linhas de transmissão seja superior a estes 4000 A;
- [11] Visando facilitar a viabilidade de expansões futuras na região, recomenda-se a implantação de trecho em circuito duplo, com lançamento de apenas um circuito, para a LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul C1 (entre o ponto de cruzamento com a LT 525 kV Curitiba - Gaspar 2 C1 até a SE Joinville Sul – em torno de 45 km), em função de passagem por extensa área com presença de vegetação nativa de Mata Atlântica, em zona de relevo acidentado e que abriga unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável;
- [12] Os transformadores elevadores dos compensadores síncronos devem ser especificados com potência aparente compatível com a potência máxima do compensador síncrono e sua capacidade de sobrecarga de curta duração. Os equipamentos devem ser equipados com OLTC, com faixa de tapes suficiente para atender toda a excursão de potência reativa do compensador síncrono, medidos na alta tensão (500 kV), para qualquer condição de carga, com rede completa ou alterada e considerando as faixas de tensão operativa de condição normal e de emergência definidas nos Procedimentos de Rede vigentes do ONS;
- [13] No que se refere aos compensadores síncronos, foram estabelecidos os seguintes requisitos mínimos: constante de inércia $H = 2,2$ s e potência de curto-circuito $S_{cc} = 1000$ MVA;
- [14] As novas subestações Angicos e Itaporanga 2 devem ser dimensionadas considerando expansões futuras. Os arranjos dessas novas subestações devem seguir, sempre que possível, a orientação constante nos diagramas esquemáticos do Anexo 18.4, podendo eventuais ajustes serem acordados na etapa de projeto básico, sujeitos à avaliação pela EPE, ONS e aprovação pela ANEEL;
- [15] Recomenda-se que seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução na contratação de novas cargas na região Sul, a fim de que as expansões continuem sendo recomendadas de forma aderente às futuras demandas e, sempre que viável, sejam antecipados ou postergados os reforços recomendados no horizonte indicativo de planejamento;
- [16] Recomenda-se que sejam observadas as orientações da análise socioambiental documentada nas Notas Técnicas EPE-DEA-SMA-018/2025 e EPE-DEA-SMA-019/2025, quando da elaboração dos Relatórios R3 e R5. Ressalta-se que as equipes responsáveis pela elaboração desses relatórios também deverão considerar as informações contidas nas tabelas comparativas R1xR3, apresentadas junto a essas Notas Técnicas;

- [17] Sejam observadas as recomendações relativas à elaboração dos Relatórios R2 descritas na seção 3.5 deste relatório. No que se refere ao sistema em corrente contínua, estudos complementares poderão ser publicados pela EPE, se necessário, de modo a complementar informações e constituir referência para a instrução do processo licitatório;
- [18] Quanto às superações aparentes na capacidade de curto-circuito dos disjuntores da SE Santo Ângelo, identificadas no capítulo 16, recomenda-se que seja realizado diagnóstico mais detalhado e eventual busca por soluções técnicas no estudo em curso para essa região, previsto na programação de estudos da EPE (EPE-DEE-RE-038/2025-rev0 – Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo – Parte II);
- [19] Recomenda-se que sejam realizados estudos de superação da capacidade dos barramentos, para as subestações existentes acessadas pelas novas obras, em função da influência do bipolo Nordeste II nos montantes de corrente nelas injetados.

3.4. Recomendações específicas para o sistema em corrente contínua

- [1] A tecnologia eleita para o bipolo Nordeste II é a HVDC-VSC, o que foi definido em função, principalmente:
- (i) Da identificação da possibilidade de oferta competitiva da solução por diferentes fabricantes, para o nível de tensão e capacidade nominal recomendados;
 - (ii) Da maior evidência do crescimento de aplicações da tecnologia em projetos utilizando linhas de transmissão aéreas longas, em contexto internacional, trazendo percepção de maturidade dessa tecnologia, para aplicação no sistema brasileiro¹²;
 - (iii) Por demonstrar-se, a partir das análises elétricas do capítulo 7 e do capítulo 11, que essa solução tecnológica é tecnicamente mais efetiva para a aplicação atual, em virtude:
 - Da conexão do terminal Nordeste em região com elevada concentração de IBRs (*Inverter-Based Resources*), com baixa capacidade de curto-circuito, principalmente em condições de contingência e/ou elevado despacho de geração renovável variável;
 - Do melhor desempenho dinâmico da instalação e do SIN durante a ocorrência de eventos críticos na rede de transmissão CA, associados a afundamentos de tensão, e da menor dependência da solução em relação a equipamentos

¹² Dentre os projetos recentes utilizando a tecnologia, com configuração VSC-VSC ponto a ponto, como recomendado para o projeto brasileiro, destaca-se o projeto SunZia, em fase de implantação e pré-comissionamento, nos Estados Unidos, interligando os estados do Novo México ao Arizona, com linha de transmissão aérea de aproximadamente 900km, com conversoras CA/CC compostas por submódulos 100% Half-bridge e tensão nominal e potência nominal de 525kV e 3.000MW, respectivamente.

adicionais para suporte de reativos; em função da capacidade de atuação das conversoras como fonte de tensão, possibilitando contribuição com corrente de curto-circuito e suporte ao controle de tensão na rede CA; e

- Da menor influência dos fenômenos relacionados a *multi-infeed* no terminal de conexão Sudeste.

- [2] Tendo em vista as incertezas envolvidas no planejamento de longo prazo, que incluem a possibilidade de integração de cargas eletrointensivas na região Norte/Nordeste – demandando nesse caso importação de energia pela região - foi especificado o requisito de transmissão em potência reversa, ou seja, recomenda-se que as conversoras CA/CC possam operar como retificadoras ou como inversoras. De modo que esse requisito não implique custos adicionais para a solução, limita-se a potência nominal da conversora de Itaporanga 2, quando operando como retificadora, em 2.800 MW, conforme detalhado na seção 15.2;
- [3] A solução de referência adotada nesta etapa de planejamento é baseada em conversoras de tensão nominal de 600 kV e potência nominal de 3.000 MW.
Porém, conforme detalhado nos itens 1.5.4, 6.5 e 9.3, a depender da evolução do mercado HVDC até a licitação (cenário inferior, cenário de referência ou cenário superior), outros níveis de tensão poderão ser adotados nas conversoras. Para cada um desses cenários, são apresentadas, neste relatório, as concepções básicas de linha de transmissão em corrente contínua correspondentes, de modo a assegurar a equivalência técnico-econômica das soluções;
- [4] Para a solução de referência, baseada em conversoras de tensão nominal de 600 kV e potência nominal de 3.000 MW, recomenda-se a avaliação de possibilidade de utilização de sobrecarga de 400 MW, utilizando o recurso inerente dos submódulos que compõem as conversoras, sem que haja impacto em custo ou no dimensionamento de equipamentos.
- (i) A capacidade de sobrecarga poderá ser utilizada em caso de perda monopolar no bipolo Nordeste II, possibilitando a transferência de parte da potência do polo em falta para o polo remanescente;
 - (ii) A aplicação de sobrecarga simultânea nas conversoras de ambos os polos poderá ser adotada face à ocorrência de eventos externos, como a perda do bipolo Xingu – Estreito e/ou do bipolo Xingu – Terminal Rio e/ou Graça Aranha - Silvânia, bem como à critério do ONS durante a operação normal do sistema, servindo como recurso de flexibilidade operativa.

No caso de concretização do cenário inferior (tensão nominal de 525 kV e potência nominal de 3.000 MW), a capacidade de sobrecarga não será necessariamente solicitada para o projeto. Já no caso de concretização do cenário superior ou de variação marginal na tensão da conversora em relação ao cenário de referência (passando de 600kV para 640kV), os valores de sobrecarga poderão ser otimizados na etapa de projeto, limitando-se ao uso da

capacidade inerente dos submódulos que compõem as conversoras, sem provocar impacto em custo ou no dimensionamento de equipamentos;

- [5] As perdas máximas nas conversoras deverão ser inferiores a 1% de sua potência nominal;
- [6] Solicita-se a possibilidade de operação das conversoras em tensão reduzida, considerando limite mínimo de 85% da tensão nominal;
- [7] O sistema deverá ser capaz de operar em modo bipolar, em modo monopolar com retorno através dos eletrodos de terra e em modo monopolar com retorno metálico através do outro polo;
- [8] O sistema HVDC-VSC deve desempenhar pelo menos as seguintes funções principais:
 - a. As conversoras devem ter capacidade de atuar no modo STATCOM, dando suporte ao controle de tensão da rede CA, em caso de falhas na linha CC que provoquem interrupção de potência transmitida ou a critério do ONS, a depender das necessidades operativas;
 - b. As conversoras devem ter capacidade de suporte de potência reativa para a rede CA, considerando a faixa mínima de $\pm 30\%$ da potência nominal, com essa contribuição limitada durante a operação pela corrente total, que não deverá exceder 1 p.u. do nominal;
 - c. As conversoras deverão ter capacidade de contribuir com injeção de corrente reativa durante defeitos na rede CA, também limitada à corrente nominal das conversoras. Este recurso poderá ser habilitado ou não pelo ONS, considerando os impactos na capacidade de interrupção dos disjuntores das subestações vizinhas e outros aspectos de desempenho a serem avaliados durante a operação do sistema;
 - d. O sistema será dotado de capacidade de operação em modo de controle formador de rede (*Grid-forming* – GFM), de forma que o bipolo seja capaz de operar, dentro de seus limites de tensão, corrente e energia, como uma fonte de tensão controlada atrás de uma impedância. Assim, sendo visto pela rede como uma fonte de Thévenin, com amplitude, fase, frequência e impedância controladas.

Estas características devem ser resultado da resposta do controle implementado nos conversores e devem garantir a estabilidade da rede em que o conversor está conectado. Requisitos funcionais mais específicos poderão ser estabelecidos durante a fase de especificação técnica, no edital da licitação;
 - e. O sistema deverá ser provido de capacidade de operação em *black-start*, quando transmitindo em modo direto ou em modo reverso, com a operação *black-start* em um terminal ocorrendo a partir de extração de potência do outro terminal;

- f. O sistema deverá ser capaz de operar em condições de SCR entre 1,5 e 6,5. Tais valores foram definidos com base nas avaliações da seção 16.2, que indicaram SCR entre 4 e 6 para operação em condição normal e SCR mínimo de 1,92 no terminal Nordeste, na ocorrência da pior contingência (perda dupla da LT 500kV Açu III – Angicos C1 e C2).

[9] Quanto ao desempenho do bipolo após ocorrência de faltas na linha CC, é requerida a reenergização do bipolo para sua tensão CC nominal, em no máximo 2,5 s após detecção da falta CC. A recuperação da potência para o valor de 90 % daquela transmitida antes da falta deve ocorrer em tempos mínimos que não prejudiquem a estabilidade do sistema CA externo, a partir de rampas de potência ajustáveis, a critério do Operador Nacional do Sistema, para diferentes configurações de rede, não devendo exceder 5 s.

Nesse sentido, será necessária a flexibilização dos tempos atualmente previstos em procedimentos de rede para elos de corrente contínua (que abarcam apenas a tecnologia LCC) – que são da ordem de 350 ms - ou a criação de procedimentos específicos para instalações VSC.

Cabe ressaltar que esses tempos mais elevados que os requisitados para sistemas LCC se justificam pela necessidade de abertura dos disjuntores CA e atuação de outros dispositivos para eliminação de defeitos na linha CC, bem como pela necessidade de deionização da linha CC para tentativas de religamento.

Dessa forma, o tempo para reenergização do polo após a falta está diretamente correlacionado a atuação do sistema de proteção e controle, enquanto o tempo para retomar a potência transmitida depende, além destes fatores, da força da rede no ponto de conexão, podendo variar de acordo com o cenário. Assim, o tempo máximo de 5 s permitido para recuperação da potência transmitida compreende o pior cenário visualizado nas simulações realizadas neste estudo. Esses tempos de extinção de defeitos e religamento deverão ser otimizados na etapa de projeto da instalação.

- [10] Na fase de projeto deverão ser identificados todos os equipamentos necessários para o desempenho adequado da instalação e para atendimento aos requisitos preconizados em procedimentos de rede para o desempenho em regime permanente e durante a operação em falta, nas subestações terminais, principalmente no que se refere aos limites de sobretensão e sobrecorrente transitórias. Nesse sentido, deve ser avaliada a necessidade ou não de inclusão de filtros, *choppers*, resistores para amortecimento da corrente de curto no circuito CC, entre outros, a serem avaliados dentro do projeto da instalação;
- [11] Em virtude da presença de inúmeros IBRs próximos aos terminais do bipolo, devem ser realizados estudos EMT (*Eletromagnetic Transients*) que avaliem o risco de interações adversas entre conversores, que possam prejudicar a estabilidade do sistema, considerando

os conceitos mais recentes de *converter-driven stability* [3], bem como buscar eventuais soluções mitigadoras.

3.5. Recomendações para R2, R3, R4 e R5

Sugere-se que os Relatórios R2, R3, R4 e R5 sejam solicitados conforme tabela abaixo:

Tabela 3-6 - Solicitação de relatórios complementares

INSTALAÇÕES	R2*	R3	R4	R5
CONVERSORAS CA/CC + LT 600 kV CC ANGICOS – ITAPORANGA 2**	✓	✓	✗	✓
ATF 765/500 kV DA SE ITABERÁ * Novo pátio 500 kV	✓	✗	✓ Tipo A	✓
LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2, C1, C2 e C3 (CS)	✗	✓	✓ Tipo A Terminal Itaberá	✓
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS)	✓	✓	✓ Tipo A Ambos os terminais	✓
LT 500 kV ARARAQUARA 2 – ITAPORANGA 2, C1 (CS)	✓	✓	✓ Tipo A Terminal Araraquara 2	✓
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1	✓	✓	✓ Tipo A Ambos os terminais	✓
LT 500 kV ASSIS – MARIMBONDO 2, C2 (Nova)	✗	✓	✓ Tipo A Ambos os terminais	✓
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1	✗	✓	✓ Tipo A Ambos os terminais	✓
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2	✗	✓	✓ Tipo A Ambos os terminais	✓
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE	✗	✓	✓ Tipo B – LT Tipo A – SE Monte Verde	✓
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS	✗	✓	✓ Tipo B – LT	✓
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS	✗	✓	✓ Tipo B – LT	✓
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3	✗	✓	✓ Tipo A – Terminal Monte Verde	✓
SE 500 kV GENTIO DO OURO II Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV OUROLÂNDIA II Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV JUSSIAPE Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV QUEIMADA NOVA II Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV CAMPINAS Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV LORENA Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗
SE 500 kV TAUBATÉ Compensador Síncrono -200/300 Mvar	✗	✗	✓ Tipo A	✗

* Para as instalações em CA sinalizadas com um X, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobrecorrentes, sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT – ou transformadores - objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos Transitórios Eletromagnéticos de Manobra como, por exemplo, resistores de pré-inserção. Estas recomendações também se aplicam aos transformadores de elevada potência, recomendados neste relatório R1, que não sejam objeto de licitação;

** O estudo R2 referente à instalação CC poderá ser substituído por estudos de detalhamento alternativos a serem eventualmente exigidos na etapa de licitação, visando possibilitar a utilização de modelos dos fabricantes.

4. DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1. Critérios Básicos

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica, através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE, denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [4].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – CCPE/CTET - Janeiro/2001” [5], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;

Busca-se, também, garantir o adequado desempenho sistêmico em N-2, nos casos aplicáveis, com possibilidade de adoção de SEP (Sistema Especial de Proteção).

Ressalta-se que, além das análises de fluxo de carga, foram realizados estudos de curto-circuito e de desempenho dinâmico para a alternativa selecionada para a expansão do sistema.

4.2. Base de Dados

Utilizou-se, como referência para as simulações de fluxo de potência, a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2034, com atualizações pertinentes de topologia da rede, plano de geração e mercado.

Quanto à base de dados de transitórios eletromecânicos, cabe destacar que esta sofreu diversas atualizações durante a execução do estudo, documentadas em maior detalhe na seção 11.3.

4.3. Limites Operativos

4.3.1. Tensão Nominal

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão (Extraído de do Submódulo 2.3 do Procedimento de Rede – versão 2025.02)

Tensão nominal de operação ⁽¹⁾	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(pu) ⁽²⁾	(kV)	(pu) ⁽²⁾
< 230	–	0,95 a 1,05	–	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

(1) Valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado.

(2) Valores em pu tendo como base a tensão nominal de operação.

4.3.2. Carregamento

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e dados de limites operacionais do MPO.

Para novas linhas de transmissão, buscou-se seguir os parâmetros e abordagens recomendadas em [6], que, em síntese, estabelecem para cada alternativa de expansão com linhas de transmissão aéreas, parâmetros elétricos e capacidades de transmissão a serem utilizados nos estudos. Posteriormente, as escolhas correspondentes à alternativa final recomendada estarão sujeitas à otimização e outros detalhamentos, considerando os resultados das análises desta alternativa, conforme [4].

4.4. Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados conforme [7], o ano de referência para cálculos do valor presente do custo de obras foi adotado como 2025, com uma taxa de desconto de 8% a.a. Para as instalações projetadas adotou-se vida útil econômica de 30 anos, ao passo que, para os dados sobre vida útil regulatória dos ativos, foram considerados os padrões adotados no MCPSE [8].

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga média, leve e pesada. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração, informado pela EPE, de 199,96 R\$/MWh.

5. CARACTERIZAÇÃO DOS CENÁRIOS

5.1. Características regionais

A região Nordeste é caracterizada no horizonte temporal deste estudo principalmente como exportadora de energia. A capacidade total instalada de usinas centralizadas pode atingir cerca de 76 GW, no ano 2033, enquanto a carga máxima diurna é da ordem de 20 GW. Cerca de 80% de seu parque gerador deverá ser composto por usinas eólicas e solares fotovoltaicas centralizadas. No entanto, considerando a natureza não controlável dessas fontes de energia, torna-se essencial, além da análise de cenários de exportação, a análise de cenários de importação, considerando a possibilidade de baixa geração das fontes renováveis em períodos de elevada demanda. Adicionalmente, caso se concretize, a possível conexão de cargas eletrointensivas, como data centers e plantas de hidrogênio, poderá induzir novos padrões de importação de energia na região.

As regiões Sudeste e Sul são os principais centros de carga a serem analisados neste estudo. As duas regiões possuem um parque gerador hidrotérmico com elevada capacidade. Contudo, a prioridade de aproveitamento das fontes eólica, solar fotovoltaica e hidráulica a fio d'água das regiões Norte e Nordeste, criam cenários com reduzida quantidade de máquinas sincronizadas nestas regiões, o que implica em reduzida inércia e suporte de potência reativa.

Outra característica do Sistema Interligado Nacional que merece destaque, devido à relevância do seu efeito no desempenho elétrico, é a expressiva concentração de usinas fotovoltaicas no Norte de Minas Gerais, região onde se conectam linhas de transmissão da interligação Nordeste-Sudeste. O impacto da geração solar fotovoltaica da região Sudeste é de que quanto maior a sua geração, menor a margem de estabilidade de tensão frente a perturbações envolvendo os bipolos de corrente contínua. Nesta avaliação foram utilizados valores intermediários de geração solar (em torno de 40%), para o período diurno, que representam cenários adequados para maior aproveitamento da oferta de energia renovável das regiões Norte e Norte.

5.2. Premissas dos fatores de despacho

Os fatores de despacho adotados para as fontes convencionais como hidrelétricas e termelétricas respeitaram a sazonalidade e foram baseados em curvas de permanência do histórico de operação e em previsões provenientes dos modelos energéticos.

Para a definição dos fatores de despacho das usinas eólicas e solares fotovoltaicas na composição dos cenários foram realizadas análises com dados de carga líquida utilizados nos modelos de expansão e operação energética.

Uma das principais vantagens da adoção dessa metodologia é a consideração de valores sincronizados para a geração eólica e solar centralizada.

Como um dos objetivos deste estudo é avaliar a capacidade de exportação da região Nordeste, a curva de carga líquida do Nordeste (NE) foi tomada como referência para avaliar os maiores

excedentes de energia desta região. Dessa forma, foi selecionado o P90¹³ da Exportação do NE (considerando apenas a contribuição de fontes não controláveis) para os períodos úmido (dezembro a abril) e seco (maio a novembro), conforme Figura 5-1.

Além disso, como a seleção de um ponto único poderia representar uma situação muito específica, foram selecionados os 200 pontos mais próximos do P90 para cada período sazonal em análise.

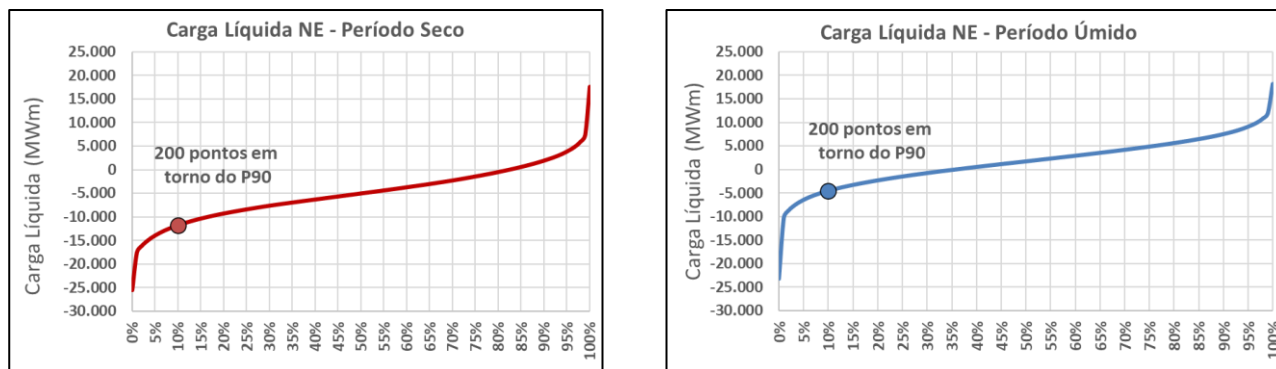


Figura 5-1 – Curva de permanência da carga líquida do Nordeste, período seco e úmido

Com base nos 200 pontos em torno do P90 da carga líquida do Nordeste, foram selecionados os fatores de capacidade das fontes eólica e solar que correspondessem a uma geração intermediária da fonte solar, visto que esta condição operativa permite a melhor utilização dos recursos energéticos distribuído entre as regiões Nordeste e Sudeste.

A Tabela 5-1 apresenta os fatores de capacidade por fonte, por região, em diferentes meses utilizados como referência no estudo.

Tabela 5-1 - Fatores de capacidade de usinas eólicas e solares aplicados nos cenários dimensionadores

Cenário	Patamar de carga	EOL Nordeste	UFV Nordeste	UFV Sudeste
Nordeste exportador	Máxima diurna	63%	46%	38%
	Máxima noturna	75%	0%	0%
Norte/Nordeste exportador	Máxima diurna	45%	44%	40%
	Máxima noturna	75%	0%	0%
Nordeste importador	Máxima noturna	7%	0%	0%

Na seção 5.3 são apresentados, para cada cenário, os fatores de despacho por tipo de fonte em cada região do país.

Ressalta-se que está previsto estudo sequencial específico para explorar outros cenários com geração renovável em diferentes condições de despacho, permitindo a maximização do uso da rede

¹³ Cenários com probabilidade de 90% da carga líquida ser superior ao valor selecionado

de transmissão já planejada, focando em novos equipamentos para aumentar a estabilidade de tensão.

5.3. Descrição dos cenários

Os cenários apresentados neste estudo avaliam principalmente a exportação de energia da região Nordeste e a importação de energia pela região Sul.

A Tabela 5-2 apresenta uma síntese de dados para uma visão geral dos cenários avaliados.

Tabela 5-2 – Fluxos nas interligações dos cenários avaliados

Caso	Ano	Nome Cenário	Carga	NNE EXP (GW)	NE EXP (GW)	RSUL (GW)
1	2033	NE Exportador	Máx. Diurna	19	24	9
2	2033	NNE Exportador	Máx. Diurna	24	17	12
3	2035	NNE Exportador	Máx. Noturna	31	19	12
4	2033	Sul Importador e NE Exportador	Máx. Diurna	23	23	16
5	2033	Sul Importador e NE Exportador	Máx. Noturna	23,5	23	17
6	2035	Sul Importador e NNE Exportador	Máx. Diurna	21	20	18
7	2035	Sul Importador e NNE Exportador	Máx. Noturna	24	23	18
8	2035	NE Importador	Máx. Noturna	0,5	-12	4
9	2033	NE Exportador	Máx. Noturna	22	24	10,5
10	2037	NE Exportador (Sensibilidade com cargas eletrointensivas)	Máx. Diurna	19,5	24	16
11	2033	NE Exportador	Mínima Noturna	14,5	14	4,5
12	2035	NE Exportador	Máx. Noturna	23,5	24	9,5

Para as alternativas com elos HVDC, o *setpoint* de potência foi ajustado sempre na capacidade nominal do elo.

5.3.1. Cenário 1 – Nordeste Exportador no patamar de carga máxima diurna no ano de 2033

Este cenário tem como objetivo dimensionar a rede de transmissão para a condição de máxima exportação da região Nordeste de 24 GW no período diurno.

Por representar o período seco da região Norte e Nordeste, este cenário conta com elevada geração eólica e fotovoltaica e reduzida geração hidráulica. Na região Sudeste, as usinas hidroelétricas têm geração de 35%, o que caracteriza uma condição de inércia reduzida. A região Sul é a única região do país com geração hidráulica elevada, mas também é importadora de energia.

Uma característica relevante deste cenário é que a região Nordeste fornece energia para todas as demais regiões do país e por isso suas interligações regionais estão com carregamento elevado. A interligação Norte-Nordeste tem carregamento de 9.300 MW e a interligação Nordeste-Sudeste, considerando o bipolo Nordeste II, soma 14.700 MW.

A região Sul do país importa aproximadamente 9 GW das demais regiões, sendo 6.300 MW recebidos pela interligação Sul-Sudeste e 2.850 MW pelo bipolo Nordeste II (a partir da conexão da SE Itaporanga 2 com a SE Curitiba Oeste, a partir da SE Itaberá).

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo Nordeste II tem carregamento de 3 GW e o bipolo de Graça – Aranha transmite 3,3 GW em direção à região de Silvéria. Os bipolos de Xingu operam com potência mínima, totalizando 800 MW, enquanto os bipolos do Madeira operam com 3 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

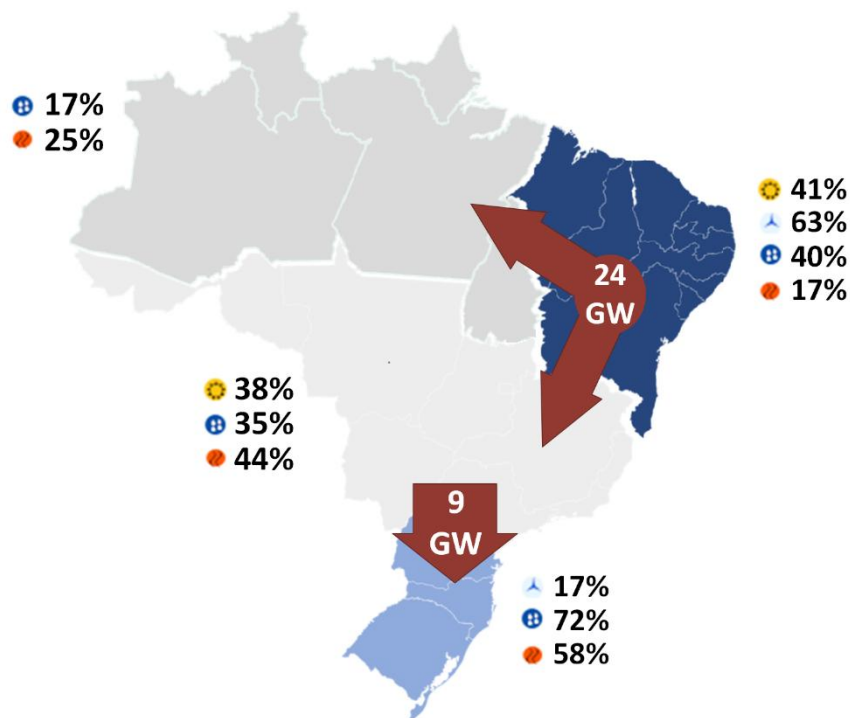


Figura 5-2 - Nordeste Exportador no patamar de carga máxima diurna do ano 2033

5.3.2. Cenário 2 – Sul importador e Norte/Nordeste exportadores no patamar de carga máxima diurna do ano 2033

Este cenário foi concebido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão para a condição de máxima exportação das regiões Norte e Nordeste no patamar de carga máxima diurna.

A geração é caracterizada pela participação de 45% de geração eólica e solar nos subsistemas Nordeste e Sudeste, e 60% no Sul. A disponibilidade hídrica considerada corresponde a 70% no Norte e 40% no Nordeste, enquanto nas demais regiões os despachos hidráulicos permanecem em patamares médios de 40% a 50%, complementados por um despacho térmico em condição de inflexibilidade. Essa configuração resulta em baixa inércia sistêmica.

O balanço energético resultante caracteriza-se por um intercâmbio de aproximadamente 24 GW das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste, simultaneamente a um recebimento do Sul de cerca de 12 GW. Nessa configuração, todos os bipolos operam em 3 GW.

Essa condição se mostra particularmente relevante para análises de falhas de comutação simultâneas em bipolos durante curtos-circuitos no Sudeste, tendo se constituído em um dos principais dimensionadores da necessidade de compensação reativa variável nessa região.

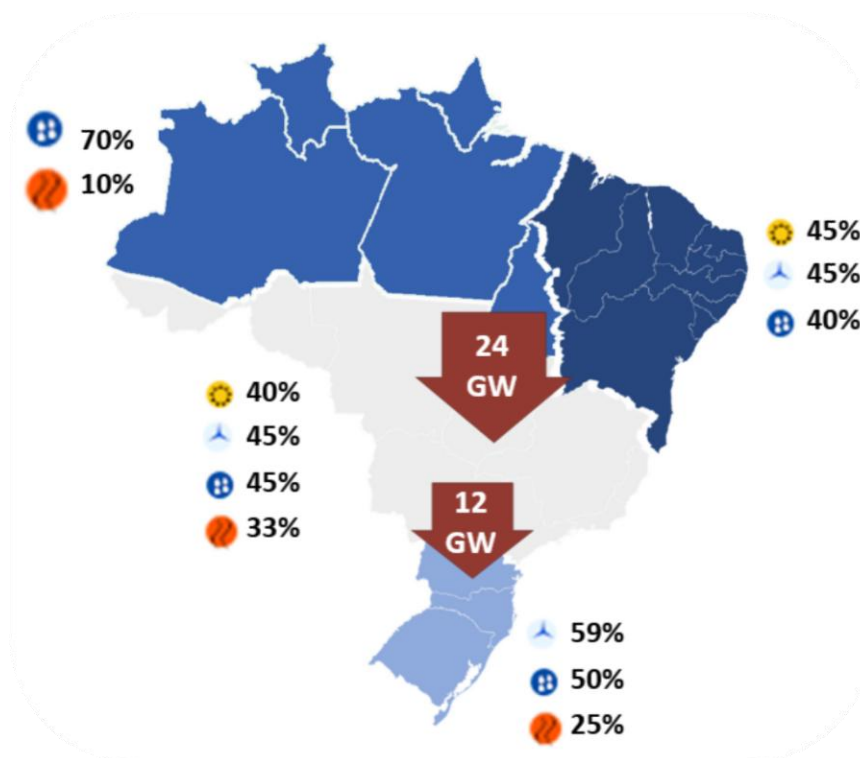


Figura 5-3 – Cenário 2 – Diagrama energético. Norte/Nordeste Exportador máxima Diurna

5.3.3. Cenário 3 – Sul importador e Norte/Nordeste exportadores no patamar de carga máxima noturna no ano 2035

Este cenário foi concebido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão na condição de em que todos os bipolos operam em suas potências nominais no horizonte de 2035. Para a sua definição, foram avaliadas diversas combinações de carga e geração, representadas por diferentes fatores de despacho.

A análise indicou que uma das condições críticas ocorre no período de carga máxima noturna, quando há escassez de geração solar e de minigeração distribuída (MMGD). Essa situação coincide com uma hidrologia favorável na região Norte, o que possibilita excedentes de aproximadamente 31 GW das regiões Norte/Nordeste destinados ao Sudeste/Centro-Oeste. Desse montante, 16 GW são transmitidos pela rede em corrente contínua (CC) e 15 GW pela rede em corrente alternada (CA), sendo 20 GW provenientes do Nordeste e 11 GW do Norte.

Nesse mesmo arranjo, o intercâmbio com a região Sul situa-se em torno de 12 GW, o que contribui para a manutenção dos valores de inércia do Sudeste em patamares médios.

A geração é caracterizada por um despacho eólico de 75% no subsistema Nordeste, despacho hídrico de 80% no Norte e de 67% e 64% no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, respectivamente. O

despacho térmico, por sua vez, foi estabelecido de acordo com a ordem de mérito até o fechamento do balanço energético.

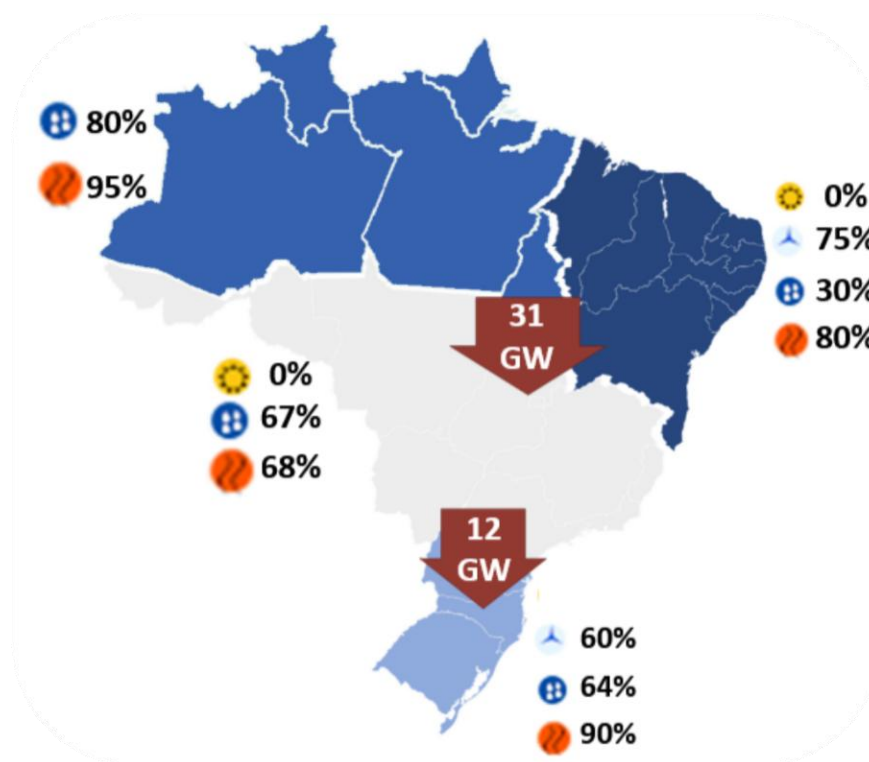


Figura 5-4 - Cenário 3 – Diagrama energético. Norte/Nordeste Exportador Máxima Noturna

5.3.4. Cenário 4 – Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima diurna do ano de 2033

Esse cenário foi desenvolvido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão para a condição simultânea de máxima importação de 16 GW pela região Sul, no período diurno, e exportação de um grande bloco de energia da ordem de 23 GW pela região Nordeste, considerando as obras propostas neste estudo para o ano de 2033.

Por representar um cenário de transição entre os períodos seco e úmido nas regiões Norte e Nordeste - com predominância da condição seca - este cenário apresenta geração solar e hidráulica moderada, além de elevado despacho das usinas eólicas, conforme apontado na Figura 5-5. No que se refere à região Sudeste, as usinas hidrelétricas de grande porte estão despachadas com cerca de 48% de sua capacidade, caracterizando um cenário de inércia moderada. Já na região Sul o despacho das hidrelétricas corresponde a apenas 32% da capacidade instalada, enquanto as usinas termelétricas estão operando com 27% de sua capacidade.

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo de Graça – Aranha está configurado para transferir 4,4 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com transferência de 4 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 3 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

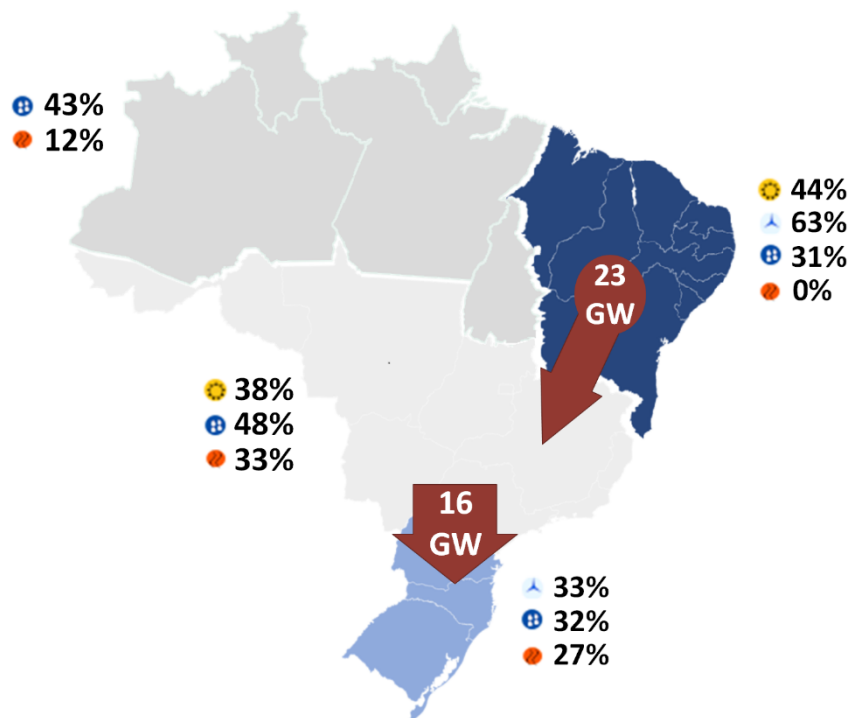


Figura 5-5 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima diurna do ano de 2033

5.3.5. Cenário 5 – Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima noturna do ano de 2033

Esse cenário foi desenvolvido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão para a condição simultânea de máxima importação de 17 GW pela região Sul, no período noturno, e exportação de um grande bloco de energia da ordem de 23 GW pela região Nordeste.

O cenário apresenta despacho semelhantes ao do cenário 4, com acréscimo de 1 GW no recebimento pela região Sul, em virtude de se tratar de um cenário de carga máxima no período noturno.

Em razão da transição entre os períodos seco e úmido nas regiões Norte e Nordeste, observa-se elevado despacho das usinas eólicas, conforme ilustrado na Figura 5-6. Na região Sudeste, as usinas hidrelétricas de grande porte operam com cerca de 83% de sua capacidade instalada, caracterizando um cenário de alta inércia. Já na região Sul o despacho das hidrelétricas corresponde a apenas 39% da capacidade instalada, enquanto as usinas termelétricas estão operando com 90% de sua capacidade.

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo de Graça – Aranha está configurado para transferir 5 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com transferência de 2,4 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 6 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

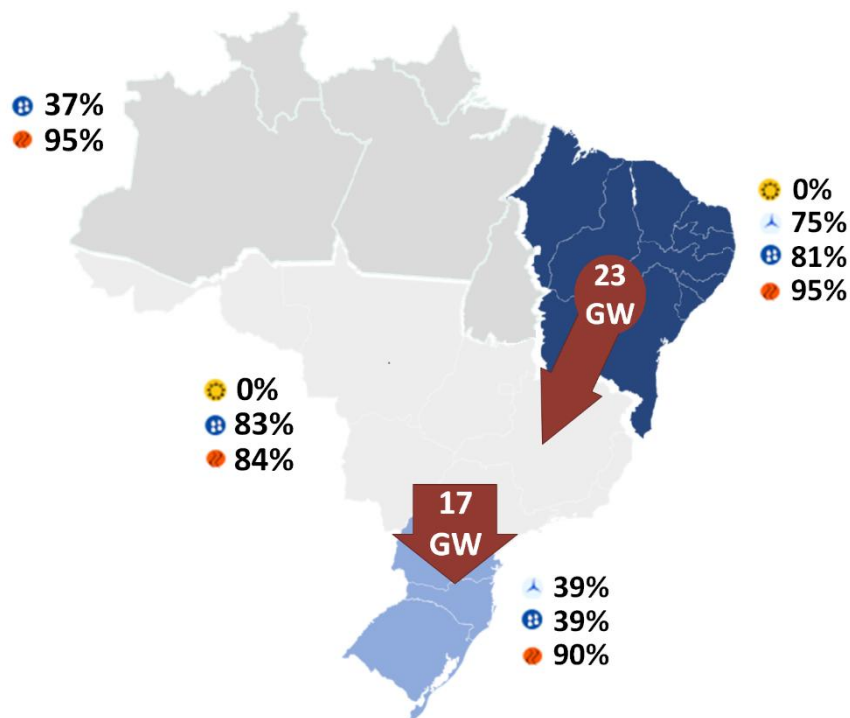


Figura 5-6 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima noturna do ano de 2033

5.3.6. Cenário 6 - Sul importador e Norte/Nordeste exportadores no patamar de carga máxima diurna do ano de 2035

Esse cenário foi desenvolvido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão para a condição simultânea de máxima importação de 18 GW pela região Sul e exportação de um grande bloco de energia da ordem de 20 GW pelo Nordeste, no patamar de carga máxima diurna, considerando as obras propostas neste estudo para o ano de 2035.

Por representar um cenário de transição entre os períodos seco e úmido nas regiões Norte e Nordeste - com predominância da condição seca - este cenário apresenta geração solar e hidráulica moderada, além de elevado despacho das usinas eólicas, conforme apontado na Figura 5-7. No que se refere à região Sudeste, as usinas hidrelétricas de grande porte estão despachadas com cerca de 62% de sua capacidade, caracterizando um cenário de inércia moderada. Já na região Sul o despacho das hidrelétricas corresponde a apenas 31% da capacidade instalada, enquanto as usinas termelétricas não se encontram despachadas.

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo de Graça – Aranha está configurado para transferir 4,1 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com transferência de 4 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 3 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 1,8 GW.

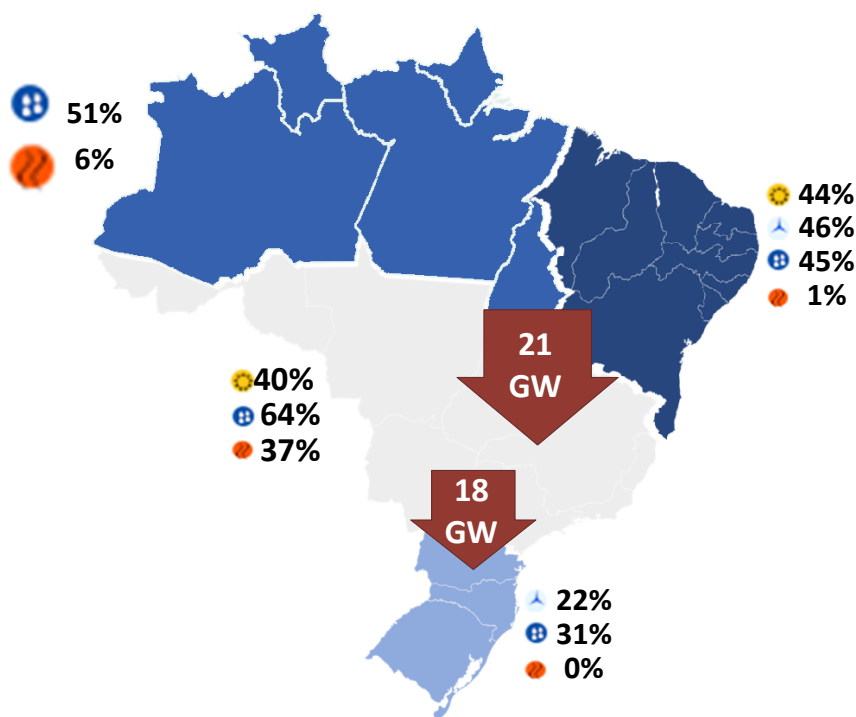


Figura 5-7 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima diurna do ano de 2035

5.3.7. Cenário 7 - Sul importador e Norte/Nordeste exportadores no patamar de carga máxima noturna do ano de 2035

Esse cenário foi desenvolvido com o objetivo de dimensionar a rede de transmissão para a condição simultânea de máxima importação de 18 GW pela região Sul, no período noturno, e exportação de um grande bloco de energia da ordem de 23 GW pelo Nordeste.

O cenário apresenta despacho semelhante ao do cenário 6, com acréscimo de 3 GW na exportação pelo Nordeste, em virtude de se tratar de um cenário de carga máxima no período noturno, com mais geração eólica presente no Nordeste.

Em razão da transição entre os períodos seco e úmido nas regiões Norte e Nordeste, observa-se elevado despacho das usinas eólicas, conforme ilustrado na Figura 5-8. Na região Sudeste, as usinas hidrelétricas de grande porte operam com cerca de 87% de sua capacidade instalada, caracterizando um cenário de alta inércia. Já na região Sul o despacho das hidrelétricas corresponde a apenas 44% da capacidade instalada, enquanto as usinas termelétricas estão operando com 41% de sua capacidade.

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo de Graça – Aranha está configurado para transferir 3 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com transferência de 2,4 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 6 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 1,8 GW.

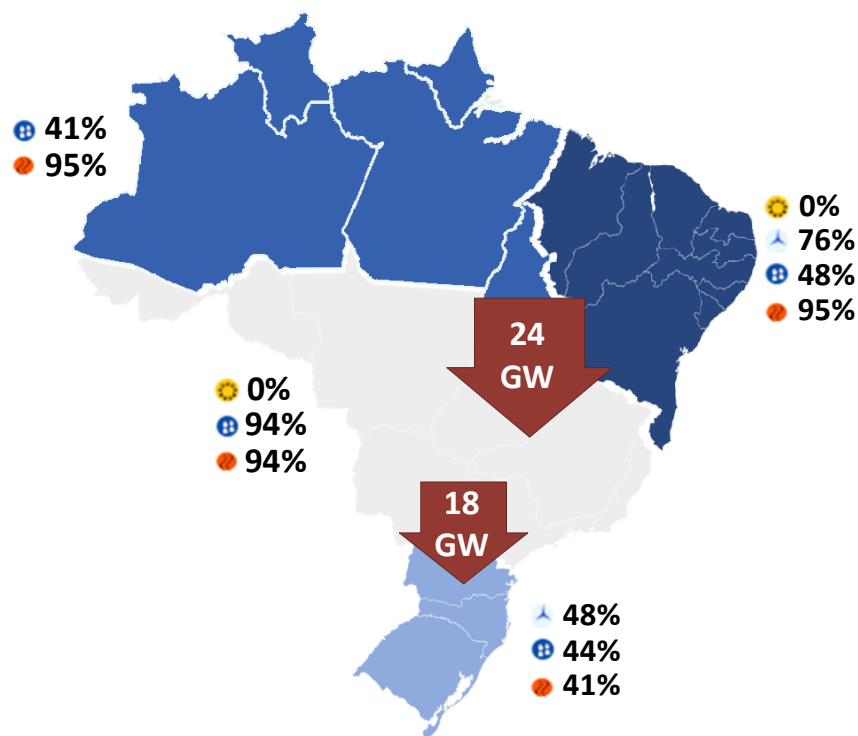


Figura 5-8 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima noturna do ano de 2035

5.3.8. Cenário 8 - Nordeste Importador no patamar de carga máxima noturna no ano de 2035

O cenário foi elaborado com o objetivo de viabilizar análises elétricas considerando a operação reversa do novo Bipolo Nordeste II. Para tanto, definiu-se uma combinação de carga e geração que maximizasse o recebimento de potência pelo subsistema Nordeste.

Adotou-se o patamar de carga noturno, período no qual não há disponibilidade de geração solar (centralizada e distribuída), resultando em maior carga líquida. Entre os dados de despacho disponíveis, selecionou-se a condição de mínima disponibilidade de geração eólica, de modo a intensificar a necessidade de importação de potência.

Adicionalmente, foi inserida carga indicativa em pontos estratégicos do sistema Nordeste, de forma proativa, para ampliar ainda mais a capacidade de recebimento.

Como resultado, obteve-se um fluxo total de 12 GW para o subsistema Nordeste, dos quais 4,3 GW correspondem ao recebimento via bipolos (1,5 GW pelo bipolo Graça Aranha–Silvânia e 2,8 GW pelo bipolo Nordeste II).

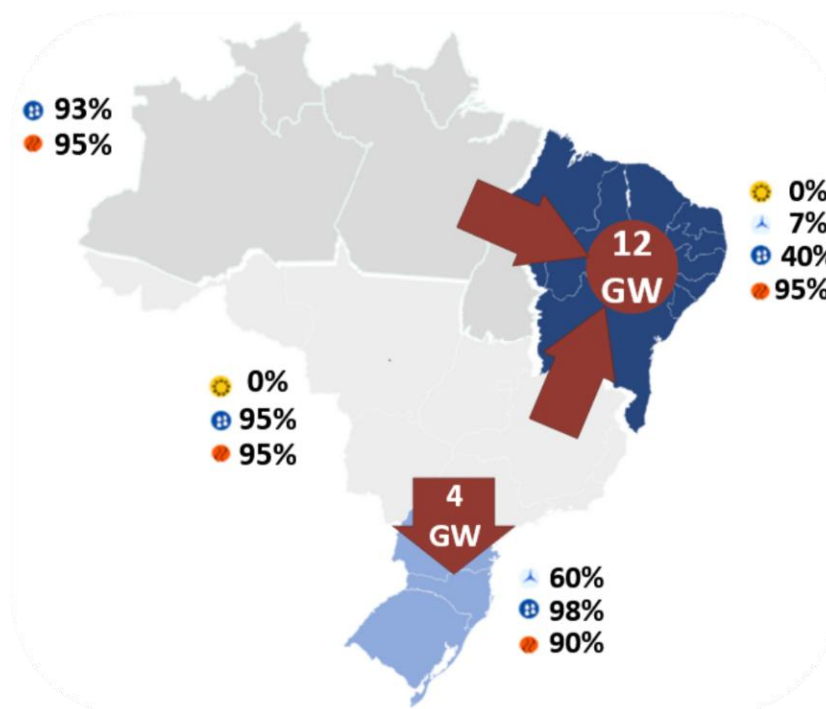


Figura 5-9 - Cenário 8 – Máxima importação do Sistema Nordeste

5.3.9. Cenário 9 – Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna no ano de 2033

Este cenário tem como objetivo dimensionar a rede de transmissão para a condição de máxima exportação da região Nordeste de 24 GW no período noturno.

Por representar o período seco da região Norte, este cenário conta com elevada geração eólica no Nordeste e reduzida geração hidráulica no Norte. Na região Sudeste, as usinas hidroelétricas têm geração de 67%, o que caracteriza uma condição de inércia moderada a alta. A região Sul possui geração hidráulica elevada, mas também é importadora de energia.

Uma característica relevante deste cenário é de que a região Nordeste fornece energia para todas as demais regiões do país e por isso suas interligações regionais estão com carregamento elevado. A interligação Norte-Nordeste tem carregamento de 8.000 MW e a interligação Nordeste-Sudeste, considerando o bipolo Nordeste II, soma 16.300 MW.

A região Sul do país importa aproximadamente 10,5 GW das demais regiões, sendo 7.500 MW recebidos pela interligação Sul-Sudeste e 2.850 MW pelo bipolo Nordeste II (a partir da conexão da SE Itaporanga 2 com a SE Curitiba Oeste, a partir da SE Itaberá).

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo Nordeste II tem carregamento de 3 GW e o bipolo de Graça – Aranha transmite 5 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com potência reduzida, totalizando 960 MW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 6 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

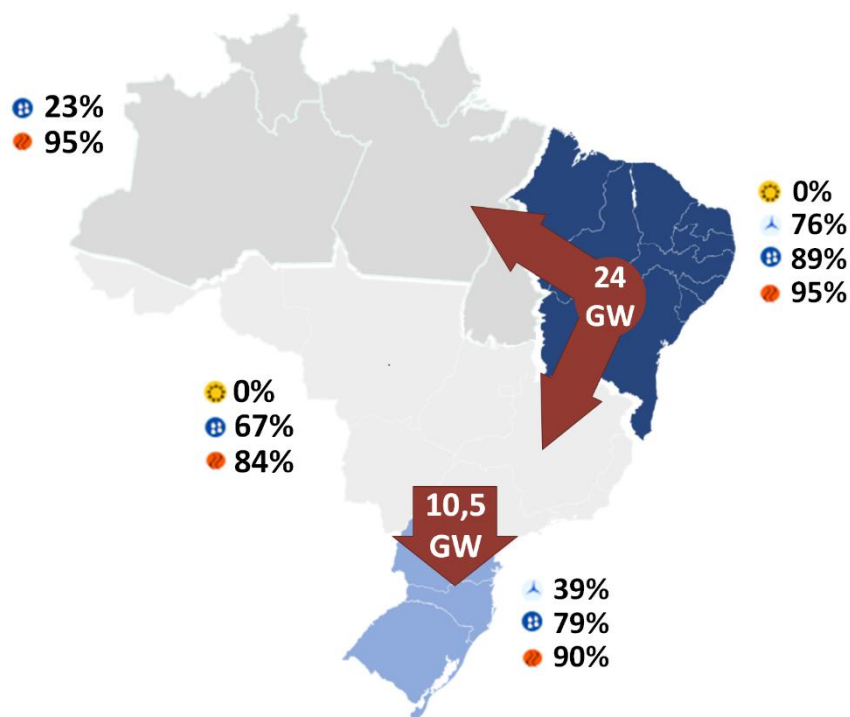


Figura 5-10 - - Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna do ano 2033

5.3.10. Cenário 10 – Sensibilidade com cargas eletrointensivas no patamar de carga máxima diurna do ano de 2037

Este cenário foi desenvolvido com o objetivo de avaliar a sensibilidade de conexão de novas cargas eletrointensivas no SIN, frente à condição de exportação de um grande bloco de energia, da ordem de 24 GW, a partir da região Nordeste, no patamar de carga máxima diurna. Simultaneamente, considera-se uma importação de 16 GW pelo Sul.

Com características semelhantes às do cenário 1, este cenário contempla, adicionalmente, cargas de 4 GW associadas à produção de Hidrogênio Verde (H2V) nos estados do Ceará e Piauí, bem como aproximadamente 5 GW e 6,3 GW de cargas de Data Centers (DC) nos estados do Rio Grande do Sul e São Paulo, respectivamente. Também foram consideradas obras referenciais visando viabilizar a conexão destas cargas eletrointensivas. Ressalta-se, entretanto, que obras regionais não relacionadas diretamente ao escopo deste estudo não foram incluídas na análise.

Os despachos de geração renovável na região Nordeste permanecem similares aos do cenário 1, conforme ilustrado na Figura 5-11.

Na região Sudeste, as usinas hidrelétricas de grande porte operam com cerca de 83% de sua capacidade instalada, caracterizando um cenário de inércia alta. Já na região Sul o despacho das hidrelétricas corresponde a 45% da capacidade instalada, enquanto as usinas termelétricas estão operam com 47% de sua capacidade.

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo de Graça – Aranha está configurado para transferir cerca de 3 GW em direção à região de Silvânia. Os bipolos do Xingu

operam com transferência de 800 MW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 3 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

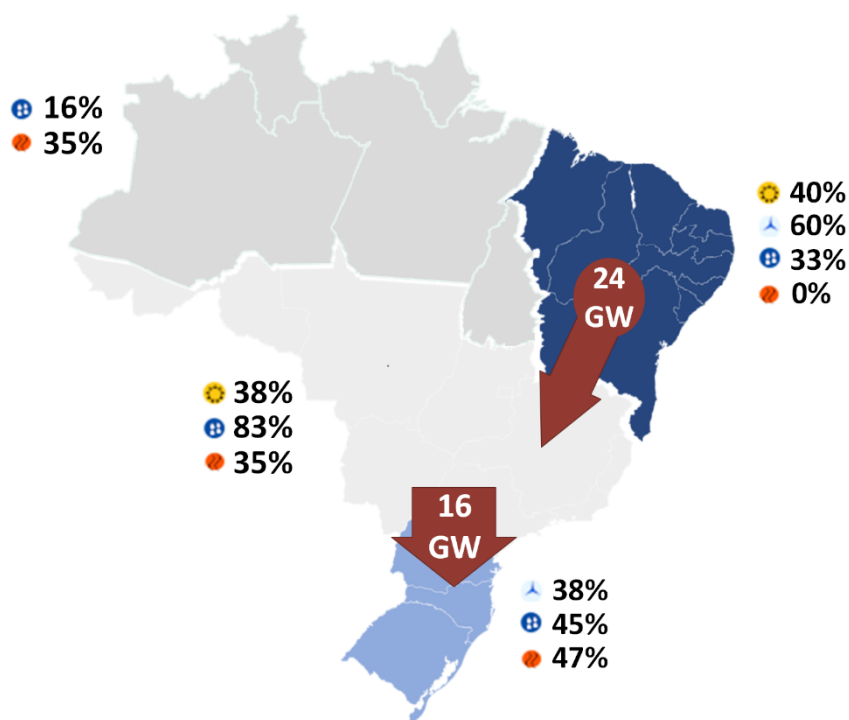


Figura 5-11 - Sensibilidade de cargas eletrointensivas no patamar de carga máxima diurna de 2037

5.3.11. Cenário 11 – Nordeste exportador no patamar de carga mínima noturna no ano de 2033

Este cenário tem como objetivo dimensionar a rede de transmissão para a condição de exportação da região Nordeste de 14 GW no período de carga mínima noturna.

Por representar o período seco da região Norte e Nordeste, este cenário conta com elevada geração eólica e reduzida geração hidráulica nestas regiões. Na região Sudeste, as usinas hidroelétricas têm geração de 30%, o que caracteriza uma condição de inércia reduzida. A região Sul também possui geração hidráulica bastante reduzida, e é caracterizada como importadora de energia.

Uma característica relevante deste cenário é de que a região Nordeste fornece energia para todas as demais regiões do país, entretanto, em um cenário de carga bastante reduzida. Por esse motivo suas interligações regionais estão com carregamentos de moderados a reduzidos. A interligação Norte-Nordeste tem carregamento de 3.900 MW e a interligação Nordeste-Sudeste, considerando o bipolo Nordeste II, soma 10.100 MW.

A região Sul do país importa aproximadamente 4,5 GW das demais regiões, sendo 1.800 MW recebidos pela interligação Sul-Sudeste e 2.850 MW pelo bipolo Nordeste II (a partir da conexão da SE Itaporanga 2 com a SE Curitiba Oeste, a partir da SE Itaberá).

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo Nordeste II tem carregamento de 3 GW e o bipolo de Graça – Aranha transmite 2,4 GW em direção à região de

Silvânia. Os bipolos do Xingu operam com potência total de 2 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 1,5 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 2,8 GW.

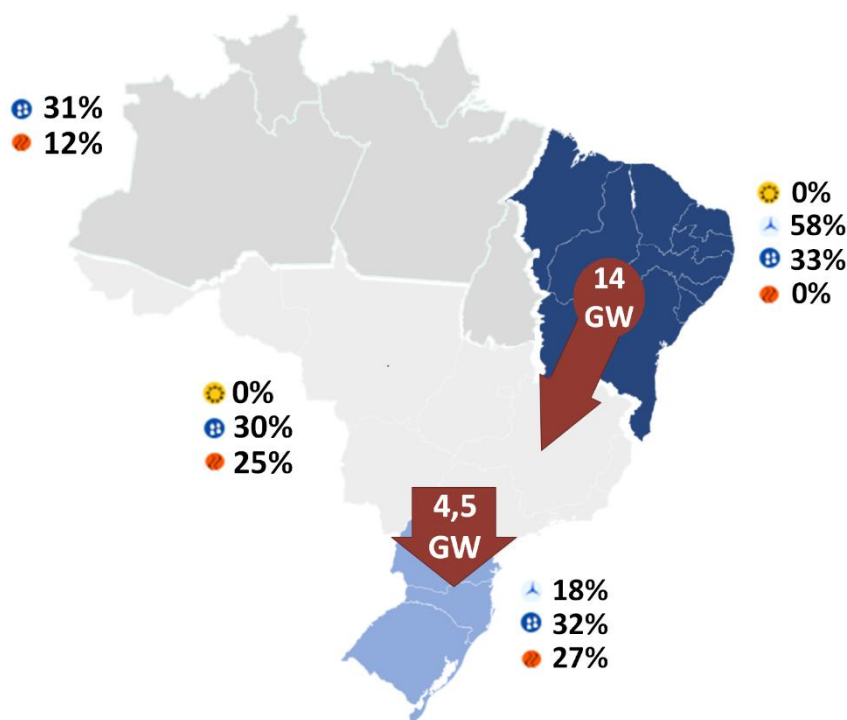


Figura 5-12 - Nordeste Exportador no patamar de carga mínima noturna do ano 2033

5.3.12. Cenário 12 – Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna no ano de 2035

Este cenário tem como objetivo o dimensionamento da rede de transmissão para atender à condição de exportação de 24 GW da região Nordeste durante o período noturno. Trata-se de uma extensão do cenário 9, projetado para o ano de 2035.

Por representar o período seco da região Norte, este cenário conta com elevada geração eólica no Nordeste e reduzida geração hidráulica no Norte. Na região Sudeste, as usinas hidroelétricas têm geração de 73%, o que caracteriza uma condição de inércia moderada a alta. A região Sul possui geração hidráulica elevada, mas também é importadora de energia.

Uma característica relevante deste cenário é de que a região Nordeste fornece energia para todas as demais regiões do país e por isso suas interligações regionais estão com carregamento elevado. A interligação Norte-Nordeste tem carregamento de 8.100 MW e a interligação Nordeste-Sudeste, considerando o bipolo Nordeste II, soma 16.000 MW.

A região Sul do país importa aproximadamente 9,5 GW das demais regiões, sendo 6.650 MW recebidos pela interligação Sul-Sudeste e 2.850 MW pelo bipolo Nordeste II (a partir da conexão da SE Itaporanga 2 com a SE Curitiba Oeste, a partir da SE Itaberá).

No que se refere aos fluxos de potência nos elos de corrente contínua, o bipolo Nordeste II tem carregamento de 3 GW e o bipolo de Graça – Aranha transmite 5 GW em direção à região de Silvânia.

Os bipolos do Xingu operam com potência moderada, totalizando 2,6 GW, enquanto os bipolos do Madeira contribuem com 6 GW. Já os bipolos de Itaipu apresentam transferência da ordem de 1,8 GW.

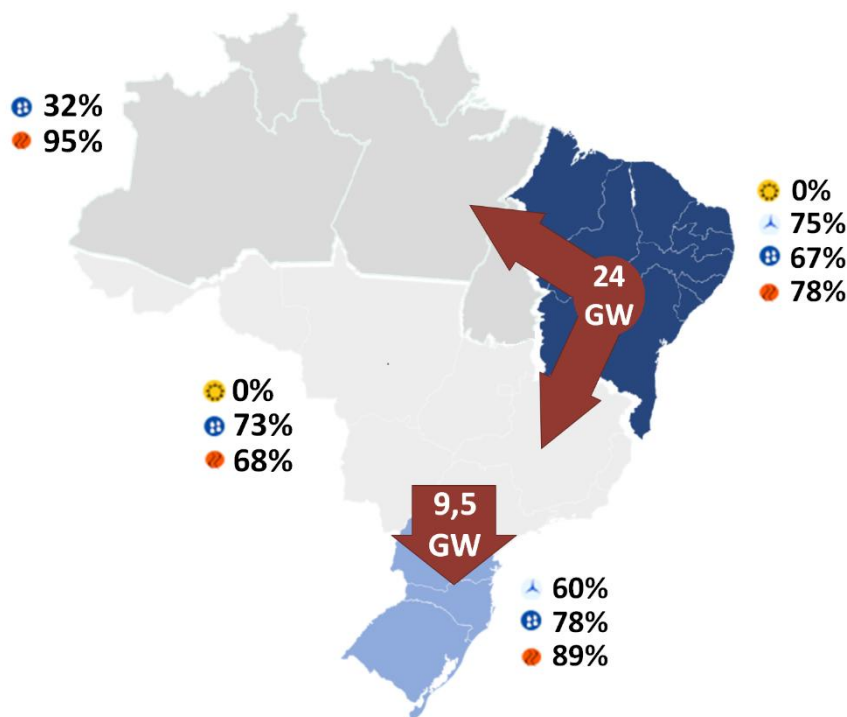


Figura 5-13- – Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna do ano 2035

5.4. Medição de intercâmbios regionais

A medição de intercâmbio regional é, tradicionalmente, realizada nas divisas geográficas entre regiões do SIN. No entanto, a medição convencional entre as regiões Nordeste e Sudeste não reflete com precisão a quantidade total de energia renovável efetivamente transmitida para os centros de carga das regiões Sudeste e Sul.

Essa limitação decorre, principalmente, da crescente inserção de usinas solares fotovoltaicas ao longo do eixo de interligação, cuja geração passa a interagir e competir com o fluxo energético proveniente do Nordeste. Propõe-se, portanto, a adoção de um novo ponto de medição de intercâmbio, localizado mais ao sul — na região do Norte de Minas Gerais. Essa realocação permitiria incorporar à medição a geração solar local, reduzindo a dependência dos fatores de capacidade atualmente aplicados à definição dos limites máximos de intercâmbio entre regiões. Em particular, destaca-se a necessidade de reavaliar o ponto de medição do fluxo Nordeste–Sudeste (FNESE) e demais intercâmbios associados ao mesmo conjunto de linhas. O ponto atualmente em uso — situado na divisa entre Bahia, Minas Gerais e Goiás, conforme ilustrado na Figura 5-14- reflete a separação histórica das macrorregiões, mas não mais a realidade elétrica e operacional do sistema atual.

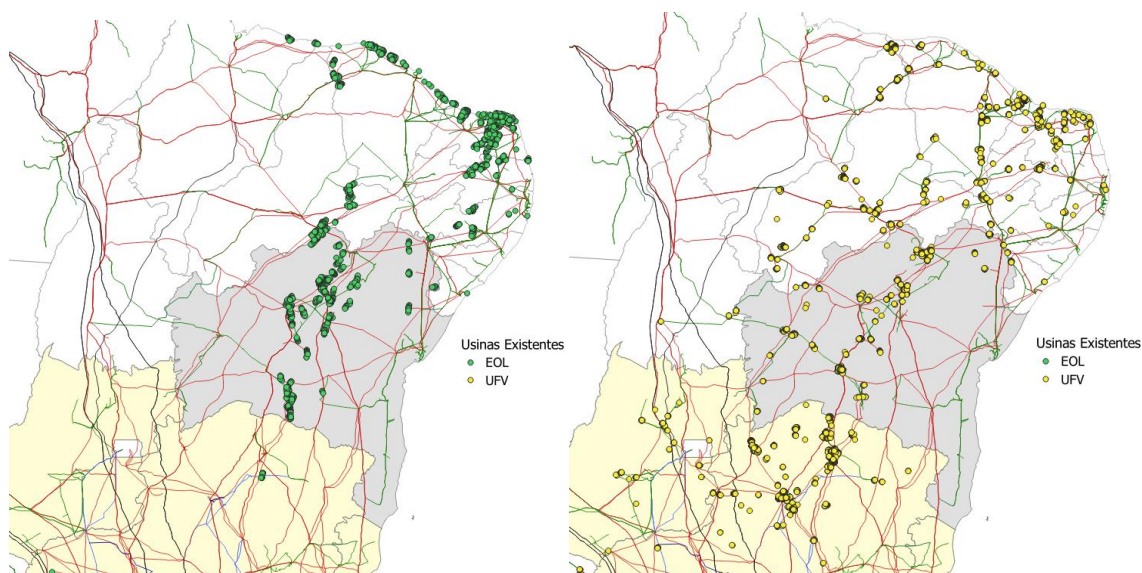


Figura 5-14 - Distribuição espacial das usinas eólicas e solares no SIN

Essa constatação se apoia na análise da distribuição espacial das usinas eólicas e solares conectadas ao SIN. As usinas eólicas, mostradas na Figura 5-14 (esquerda), concentram-se majoritariamente no interior e no litoral do Nordeste. Já as usinas solares, conforme a Figura 5-14 (direita), apresentam uma distribuição mais ampla, estendendo-se do Nordeste até o oeste de São Paulo, com destaque para o norte de Minas Gerais e o estado de Goiás.

Essa dispersão faz com que o fluxo atualmente medido na divisa Nordeste–Sudeste não capture adequadamente as variações associadas à geração solar. Assim, os limites de intercâmbio só podem ser avaliados de forma consistente quando considerados em conjunto com o despacho dessas usinas. Em consequência, a capacidade de recebimento do Sudeste torna-se mais incerta, e os valores de intercâmbio isolados deixam de representar fielmente a realidade energética regional.

Diante desse cenário, propõe-se redefinir o ponto de medição Nordeste–Sudeste, de modo a representar com maior precisão o comportamento energético do sistema. O novo ponto, estrategicamente localizado em Minas Gerais — conforme indicado na Figura 5-15 — passa a medir o intercâmbio nas linhas que cruzam a região destacada em azul. Essa nova configuração incorpora a geração interna da área, permitindo mensurar com maior exatidão os fluxos de energia renovável e reduzir a interferência das variações solares sobre o balanço energético entre regiões.

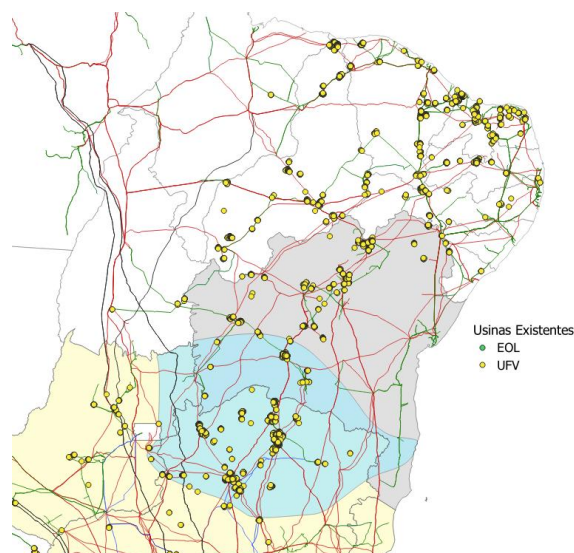


Figura 5-15 - Expansão da região de medição de intercâmbio

Os pontos de medição propostos estão listados na Tabela 5-3, abrangendo as seguintes linhas de transmissão.

Tabela 5-3 – Conjunto de linhas utilizadas na nova medição de intercâmbio

Medição de Intercâmbio	Medição de Intercâmbio
LT 500 kV Rio das Éguas - Serra da Mesa 2, C1	LT 345 kV Várzea de Palma - Três Marias, C1
LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia, C1	LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1
LT 500 kV Pirapora 2 - Luziânia, C1	LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C1
LT 500 kV Paracatu 4 - Luziânia, C1	LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino, C1
LT 500 kV Paracatu 4 - Emborcação, C1	LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino, C2
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 C1 e C2	LT 500 kV Capelina 3 - Itabira 5, C1
LT 500 kV Buriziteiro 3 - São Gotardo 2, C1	LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares, C1 e C2
LT 500 kV Buriziteiro 3 - São Gonçalo do Pará, C1 e C2	LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Mutum, C1
LT 345 kV Buriziteiro 3 - Três Marias, C1	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1 e C2

Resultados da Sensibilidade

Com o novo conjunto de linhas de medição definido, deu-se início à segunda etapa do estudo, voltada à comparação entre os valores de intercâmbio obtidos pelos métodos tradicional e proposto. Para essa análise, foram considerados os 12 cenários dimensionadores do estudo. Os resultados comparativos das duas abordagens encontram-se na Tabela 5-4.

Tabela 5-4 - Resultados de intercâmbios obtidos utilizando ponto de medição tradicional e proposto

Cenário	Ano	Nome Cenário	Carga	NNE EXP (GW)	Novo NNE EXP (GW)	NE EXP (GW)	Novo NE EXP (GW)
1	2033	NE Exportador	Máx. Diurna	19,0	24,0	24,0	30,0
2	2033	NNE Exportador	Máx. Diurna	24,0	31,0	17,0	24,0
3	2035	NNE Exportador	Máx. Noturna	31,0	30,0	19,0	19,0
4	2033	Sul Importador e NE Exportador	Máx. Diurna	23,0	29,0	23,0	29,0
5	2033	Sul Importador e NE Exportador	Máx. Noturna	23,5	23,0	23,0	22,0
6	2035	Sul Importador e NNE Exportador	Máx. Diurna	21,0	27,0	20,0	26,0
7	2035	Sul Importador e NNE Exportador	Máx. Noturna	24,0	23,0	23,0	22,0
8	2035	NE Importador	Máx. Noturna	0,5	-1,0	-12,0	-13,0
9	2033	NE Exportador	Máx. Noturna	22,0	21,0	24,0	23,0
10	2037	NE Exportador (Sensibilidade com cargas eletrointensivas)	Máx. Diurna	19,5	25,0	24,0	30,0
11	2033	NE Exportador	Mínima Noturna	14,5	13,0	14,0	13,0
12	2035	NE Exportador	Máx. Noturna	23,5	22,0	24,0	23,0

Os resultados indicam que, ao adotar o novo ponto de medição, há um acréscimo médio de cerca de **5 GW** nas exportações Norte/Nordeste → Sudeste e Nordeste durante os cenários diurnos. Nos cenários noturnos, os valores permanecem praticamente inalterados.

Dessa forma, observam-se dois efeitos principais:

1. A nova medição tem impacto marginal nos intercâmbios de períodos sem geração solar, refletindo apenas a contribuição adicional das usinas solares quando presentes.
2. A modificação torna mais homogênea a avaliação da capacidade de exportação entre cenários diurnos e noturnos.

Por fim, ressalta-se que embora os resultados obtidos sejam muito promissores, o conjunto de linhas proposto constitui uma base preliminar, sujeita à discussão técnica entre os agentes setoriais, visando à definição de um arranjo de medição que melhor represente a dinâmica real do SIN.

6. TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO

6.1. Critérios Fundamentais para Elegibilidade

Um dos desafios do planejamento da expansão da transmissão consiste em avaliar e incorporar novas tecnologias, assegurando sua viabilidade técnico-econômica e compatibilidade com a aplicação pretendida. Nesse sentido, para consideração de novas tecnologias nos estudos de planejamento, são adotados alguns critérios de elegibilidade, dentre os quais, se destacam:

- A comprovação de maturidade e aplicação da tecnologia em projetos práticos, sendo consideradas apenas tecnologias testadas e em operação, com evidências de funcionamento adequado em sistemas de potência de grande porte e elevada confiabilidade, compatíveis com o SIN;
- O atendimento a critérios de desempenho técnico e de qualidade preconizados pelo planejamento e pela operação do sistema elétrico brasileiro;
- A demonstração de viabilidade econômica da solução dentro dos critérios de comparação técnico-econômica preconizados em estudos de planejamento;
- A capacidade de fornecimento competitivo pelo mercado, de modo a evitar soluções exclusivas e visando permitir concorrência nos leilões, bem como em eventuais modernizações necessárias.

No que se refere à competitividade, destaca-se que, na prospecção de fornecedores - especialmente para as soluções HVDC, cujo mercado é mais restrito - são considerados apenas aqueles com experiência comprovada na implantação ou integração de soluções completas, de modo que o fornecimento limitado a partes desses sistemas não atende aos critérios de elegibilidade estabelecidos.

6.2. Prospecção inicial

6.2.1. Introdução

Além de englobar as análises e conclusões de trabalhos realizados anteriormente [9], a prospecção das tecnologias de transmissão em longas distâncias elegíveis para consideração no presente estudo foi baseada em Tomada de Subsídios atualizadas realizadas junto aos fabricantes de equipamentos. A partir desse trabalho de consulta e interações técnicas, buscou-se avaliar os avanços tecnológicos mais recentes e a capacidade de cada uma das tecnologias mapeadas para atender os requisitos do planejamento da expansão da transmissão e os objetivos específicos deste estudo.

Para soluções em corrente contínua, foram mapeadas como novas (ainda não aplicadas no SIN), a tecnologia VSC; as soluções híbridas, baseadas no uso de conversores LCC e VSC no mesmo sistema HVDC; e as soluções tipo multiterminal (redes HVDC com mais de dois terminais para injeção ou absorção de fluxo e potência na rede externa). Além disso, para soluções em corrente alternada, foi mapeada a possibilidade de adoção de sistemas com tensão nominal de 1000 kV.

As informações e ponderações necessárias sobre as tecnologias mencionadas bem como a síntese dos subsídios obtidos a partir do processo de consulta aos respectivos fabricantes são apresentadas nas seções seguintes.

6.2.2. Transmissão em HVDC

6.2.2.1. Fatores para prospecção de novas tecnologias em HVDC

Os sistemas de transmissão em HVDC no Brasil utilizam com sucesso, em sua totalidade, a tecnologia LCC. Desde o pioneiro projeto de Itaipu na década de 1980, com dois bipolos de ± 600 kV transportando cada um 3150 MW, o SIN contempla hoje, em operação, um total de seis bipolos em corrente contínua, baseados em conversores a tiristores, e um sétimo bipolo de 5 GW em 800 kV Graça Aranha – Silvânia (Nordeste I) encontra-se atualmente em implantação. As especificações relativas a esse último projeto (Nordeste I) correspondem, basicamente, ao estado da arte dessa tecnologia para aplicações no SIN.

A despeito de se manter como alternativa tecnológica elegível, a ser avaliada em novos projetos de planejamento, o aumento da presença de IBRs no SIN impõe condicionantes adicionais a aplicação de novos sistemas HVDC LCC. Nesse sentido, considerando a crescente expansão das fontes de geração renováveis variáveis, concentradas especialmente nas regiões Nordeste e Sudeste, deve-se avaliar os riscos da conexão desses conversores HVDC-LCC em regiões com baixa robustez elétrica, bem como os riscos de interações indesejadas entre os conversores desses equipamentos e os demais IBRs próximos. Além disso, a instalação de novo conversor LCC na região Sudeste, região com configuração conhecida como *multi-infeed*, em virtude de nela estarem situados os inversores de todos os projetos HVDCs existentes, potencializa os riscos de interação e de interrupção de grandes blocos de potência durante a ocorrência de falhas de comutação.

6.2.2.2. Tecnologia VSC

A tecnologia VSC apresenta potencial para mitigar os riscos de conexão de conversores em redes fracas e de falhas de comutação, inerentes às soluções LCC.

Durante a avaliação para os estudos do bipolo Nordeste I, realizados em 2022, foi conduzida uma tomada de subsídios junto aos principais fabricantes de HVDC, na qual se constatou que, à época, a alternativa VSC ainda não atendia aos requisitos de potência e distância de transmissão demandados.

Entretanto, considerando os avanços tecnológicos e de mercado observados nos últimos anos, bem como os objetivos de planejamento do presente estudo, tornou-se necessário reavaliar o estado da arte da tecnologia VSC com linha aérea (VSC-OHL), a fim de verificar seu potencial de aplicação como alternativa viável para a expansão em análise.

Nesse contexto, foram investigados os principais avanços da tecnologia VSC para transmissão em corrente contínua, bem como o cenário atual de implantação de projetos desse tipo em âmbito internacional. Adicionalmente, foi realizada nova tomada de subsídios junto a diferentes fabricantes, com o objetivo de avaliar a viabilidade de fornecimento da tecnologia, considerando níveis de potência e tensão nominal máxima, capacidade de fornecimento, além de estimativas de preço e prazos de entrega.

Visando aprofundar conhecimentos e uma visão prática sobre a tecnologia HVDC-VSC-OHL, inclusive quanto à fabricação e à integração de equipamentos e conversoras, também foram realizadas missões técnicas institucionais, entre novembro e dezembro de 2024, com visitas a fábricas e instalações dos principais fornecedores de equipamentos HVDC-VSC consultados, na Europa e na China.

Essas visitas possibilitaram interações mais próximas com especialistas nas fábricas e observações *in loco*, de processos de fabricação e montagem de conversoras VSC, buscando-se nivelamento de pontos críticos de interesse para o planejamento. Além desses aspectos, procurou-se avaliar a capacidade atual dos fabricantes consultados de produção e de fornecimento dessa solução tecnológica nos prazos necessários, diante da forte demanda atual do mercado internacional.

As visitas à conversora retificadora do SuedostLink, no norte da Alemanha (2 GW, 525 kV CC), e, posteriormente, em outubro de 2025, à conversora do projeto SunZia, no Novo México, Estados Unidos, que se encontravam em fase final de montagem e início de comissionamento, permitiu se conhecer *in loco*, dois projetos atuais. Sendo que o segundo, SunZia, se tornou uma referência importante para o estudo do bipolo Nordeste II, por apresentar maiores similaridades, ou seja, potência nominal de 3000 MW e tensão CC de ± 525 kV, com transmissão aérea bipolar, com cerca de 820 km de distância, concebido para escoar geração renovável variável *onshore*.

Os resultados dessas experiências reforçaram as evidências da viabilidade da aplicação da tecnologia VSC em projetos com LT aéreas, com as características recomendadas neste relatório.

6.2.2.3. Aplicações híbridas VSC-LCC

Outra possibilidade de aplicação da tecnologia VSC mapeada, foi a utilização em projetos híbridos. Nessa configuração, o terminal retificador é usualmente baseado em conversores LCC enquanto o inversor utiliza conversores VSC, ou mesmo VSC e LCC, visando, assim, capitalizar as vantagens de cada tecnologia.

A adoção desta solução tende a evitar um dos condicionantes sistêmicos associados à transmissão via LCC nos dois terminais, a falha de comutação, usualmente observada no terminal inversor, uma

vez que a tecnologia híbrida, com conversor VSC, não estará suscetível a este fenômeno. Por sua vez, o uso da conversora LCC no terminal retificador permitiria reduzir custos esperados de uma solução de transmissão baseada somente em VSC, além de proporcionar maior controlabilidade para a corrente.

No entanto, como já exposto durante a descrição das áreas de interesse, os locais promissores para a conexão da estação retificadora do Bipolo em estudo encontram-se na região Nordeste. A rede nesses locais apresenta baixa robustez elétrica, com baixo SCR, especialmente durante contingências e em cenários de elevada geração por fontes de energia renovável variável conectadas via inversores em proximidade elétrica. Dessa forma, a inserção de um terminal LCC na região comprometeria ainda mais a estabilidade local e, quando comparado a uma estação terminal VSC, exigiria a implementação de uma quantidade elevada de compensadores síncronos e obras de reforço.

Cabe destacar que, além dos aspectos técnicos citados, durante o processo de consulta e tomada de subsídios junto aos fabricantes, apenas um se mostrou disposto a entregar uma solução deste tipo. Tal opção, portanto, não atenderia aos critérios de elegibilidade praticados pelo planejamento.

Pelas razões elencadas, a solução de transmissão híbrida VSC-LCC não foi considerada uma solução a ser explorada nas etapas seguintes do estudo aqui apresentado.

6.2.2.4. Transmissão HVDC-VSC multi-terminal

A transmissão em corrente contínua VSC multiterminal foi também considerada nas análises iniciais, uma vez que essa tecnologia vem ganhando relevância no contexto da integração de parques de geração localizados em redes isoladas, especialmente na Europa e na China.

Entretanto, essa solução ainda se encontra praticamente restrita a aplicações com cabos subterrâneos ou submarinos, salvo poucas exceções — um cenário distinto daquele previsto para o sistema HVDC em estudo no contexto brasileiro, o qual deverá utilizar linhas de transmissão aéreas.

As diferenças entre as aplicações tornam-se ainda mais evidentes quando se analisa o desempenho sob condições de falta em corrente contínua (CC) em redes multiterminais. Nos sistemas VSC ponto a ponto — atualmente os mais difundidos —, os esquemas de proteção adotados baseiam-se em disjuntores em corrente alternada (CA), cuja aplicação em topologias de rede CC seria inviável sem comprometer a confiabilidade do sistema.

Para contornar essa limitação, a principal solução atualmente discutida envolve o emprego de disjuntores em corrente contínua, tecnologia ainda em processo de consolidação e com poucos casos práticos em operação, como o projeto Zhangbei, na China.

Além dos desafios técnicos relacionados à proteção, a adoção de uma rede multiterminal também acarreta aumento significativo de custos, uma vez que requer o comissionamento de um número maior de conversores — equipamentos de elevado valor unitário.

Desta forma, não se considera que a tecnologia HVDC-VSC esteja em um nível de viabilidade técnica e econômica competitiva com as alternativas via LCC e VSC ponto-a-ponto, não sendo justificada sua análise nos estudos detalhados deste relatório.

Apenas a título de demonstração, foram concebidas neste estudo duas alternativas em configuração multiterminal utilizando a tecnologia LCC, visando possibilitar a quantificação de custos e benefícios da aplicação desta configuração HVDC no SIN.

6.2.2.5. Transmissão HVDC-VSC em configuração ponto-a-ponto

A opção pela transmissão HVDC com uso de conversores VSC em ambos os terminais, em configuração ponto-a-ponto, têm apresentado avanços tecnológicos e ampliado sua presença no mercado internacional, inclusive para transmissão por linhas aéreas. Essa opção tecnológica tem sido impulsionada, em especial, pelo desempenho superior na integração de regiões com baixo SCR, em especial para parques de geração eólica *onshore* e *offshore*, com destaque para Europa, China, Estados Unidos e outras regiões.

Dentre as melhorias observadas para essa tecnologia na última tomada de subsídios realizada, destacam-se os maiores níveis de tensão e potência possíveis de serem fornecidos. O ganho de maturidade e experiência no desenvolvimento de soluções para este sistema de transmissão possibilitou, também, avanços nos dispositivos de proteção e nas estratégias de mitigação dos transitórios verificados durante faltas em linha CC, reduzindo a preocupação anteriormente relacionada a esta alternativa, em sua variante economicamente mais eficaz (com sub-módulos *Half-Bridge*), que recaía sobre possível desempenho inadequado durante faltas na rede CC, especialmente pela aplicação ser baseada em linhas de transmissão aéreas e longas, mais susceptíveis a este tipo de ocorrência quando comparado a soluções convencionais baseadas em cabos isolados.

Com relação ao avanço da tecnologia, especialmente nos níveis de tensão e potência alcançados pelas soluções atualmente disponíveis, a consulta aos fabricantes indicou que o mercado dispõe de alternativas com tensões nominais máximas entre ± 525 kV e ± 800 kV, com fornecimento competitivo para o horizonte deste estudo limitado a tensões até 640kV.

No intervalo entre ± 525 kV e ± 640 kV, são oferecidas soluções de 3.000 MW a 3.600 MW por mais de um fabricante, evidenciando maturidade e diversidade de oferta. Entre os projetos de referência nessa faixa, destacam-se o bipolo SunZia (EUA, 2025) — com 885 km, 3 GW e ± 525 kV — e o bipolo Yanbu–NIC (Arábia Saudita, 2027), de 650 km, também em 3 GW e ± 525 kV.

A disponibilidade de soluções com esses parâmetros por múltiplos fabricantes, além de atender aos objetivos do plano de expansão da transmissão, assegura a competitividade necessária para os processos licitatórios.

Além destas, outra questão abordada durante o processo de consulta foi o nível de experiência dos fabricantes com o desenvolvimento e uso do modo de controle GFM em projetos VSC-HVDC, em

que se observou nas respostas prontidão para fornecer o modo de controle caso seja requisitado. Nota-se que boa parte das experiências declaradas pelos fabricantes ouvidos envolve o uso do GFM em cenários de conexão de redes isoladas ou muito fracas, sendo necessários ajustes e estudos mais aprofundados para implementação da solução em um sistema HVDC *embedded*, como o caso da aplicação no cenário brasileiro.

Frente a este cenário, dado a crescente maturidade tecnológica e desenvolvimento comercial, considera-se que a tecnologia VSC-HVDC atende os requisitos para ser considerada uma solução possível, e suficiente para consideração e análise mais detalhada nas etapas seguintes do estudo da solução de transmissão proposta.

Devido às diferentes soluções consideradas viáveis para entrega por parte de cada um dos fabricantes, são considerados três cenários diferentes para estudo da solução VSC:

- 1) Cenário Referência: Neste cenário, o mercado internacional avança gradualmente para projetos que demandem níveis de tensão e potência maiores, que podem impulsionar investimentos em desenvolvimento de upgrades tecnológicos pela indústria, resultando em fabricantes sendo capazes de oferecer a solução VSC em 600 kV e potência de até 3400 MW¹⁴, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo.
- 2) Cenário inferior: Neste cenário, limitações no desenvolvimento da tecnologia, em especial pela crescente demanda por soluções padronizadas, levam o mercado internacional a priorizar fornecimentos com menores esforços para desenvolvimento tecnológico visando ganho de escala, com tensão 525 kV e potência até 3000 MW, com pouco ou nenhum avanço em projetos maiores ou customizados, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo.
- 3) Cenário Superior: Neste cenário, avanços expressivos na tecnologia são alcançados por diversos fabricantes, permitindo fornecimento de soluções comerciais competitivas VSC em 800 kV e níveis maiores de potência, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo.

6.2.3. Transmissão em 1000 kV CA

A tecnologia de transmissão CA em 1000 kV foi considerada como alternativa de solução neste estudo, por se tratar de concepção de um extenso troço de transmissão de elevada potência, a ser inserido em rede bastante malhada, de tensão nominal entre 230 kV e 500 kV (com poucas linhas em 765 kV). A Figura 6-1 ilustra a rota considerada para a alternativa em 1000 kV.

¹⁴ Variação para 640kV e 3600MW pode também ser considerada neste cenário.



Figura 6-1 - Rota para transmissão em 1000 kV considerada na análise de alternativas

A concepção básica utilizada para esse tronco em 1000 kV teve como referência a solução proposta por projeto de P&D Aneel [10], divulgada através de diferentes publicações [11] e [12].

A solução resultou em tronco com diversas subestações intermediárias para integração com a rede existente tendo a pesquisa recomendado, também, especificações básicas para todos os equipamentos de transmissão necessários à operação do tronco, incluindo transformadores e reatores, além de estruturas de referências para implantação das linhas de transmissão em 1000 kV.

É importante destacar que a despeito da tecnologia em 1000 kV CA vir sendo objeto de análises e pesquisas, com mais ou menos destaque, desde pelo menos os anos de 1970, as aplicações atualmente existentes em operação, restringem-se a troncos de transmissão na China, em circuitos simples e duplos. Em outros países, são encontrados apenas protótipos de trechos-teste, como na Itália, na Índia e no Japão, dentre outros.

Por essas razões, para avançar neste estudo de planejamento com a alternativa de tecnologia 1000 kV CA foi realizada uma Tomada de Subsídios, junto a potenciais fabricantes de equipamentos de ultra alta tensão CA, para confirmar informações e custos básicos dessas soluções. Com base nas considerações aqui colocadas e com as respostas recebidas dos fabricantes, a tecnologia de transmissão em 1000 kV CA foi avaliada como potencialmente elegível a ser considerada neste estudo de planejamento, apesar de não ter se mostrado suficientemente atrativa, em função dos custos elevados de integração com a rede existente, por meio de diversas subestações intermediárias com transformações envolvidas.

Além disso, é importante registrar que para a consideração da alternativa em 1000 kV no presente estudo, foi necessária uma adaptação em relação a solução de referência proposta em [10], com

inclusão de novas subestações intermediárias e alteração das subestações terminais, no Sudeste para a SE Campinas 2 e no Nordeste para a SE Angicos. Tal adaptação foi necessária para garantir que o eixo de transmissão tivesse desempenho técnico compatível com o das demais alternativas consideradas no estudo, inclusive as soluções em HVDC.

6.3. Detalhamento da tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto

6.3.1. Síntese das informações coletadas na Tomada de Subsídios quanto às soluções HVDC-VSC ponto-a-ponto

O objetivo principal do contato com os fabricantes foi levantar subsídios relativos às principais alternativas tecnológicas atualizadas em HVDC, abordando aspectos tecnológicos e logísticos, inclusive quanto à possibilidade de fornecimento de equipamentos.

Com relação à tecnologia LCC, não foram apresentadas alterações de concepção ou limites nominais, reforçando a maturidade da tecnologia. Dentre os quatro fabricantes contatados, três responderam positivamente para a possibilidade de fornecimento de soluções no estado da arte da tecnologia. Entretanto, um dos fabricantes informou que não possui, atualmente, interesse comercial em novos projetos LCC, tendo foco na tecnologia VSC. Em conclusão, os resultados dessa primeira fase da Tomada de Subsídio (TS), quanto à tecnologia LCC, reforçam o conhecimento de estudos anteriores e a maturidade alcançada por essa solução.

No tocante à tecnologia VSC, as informações recebidas serviram como balizador para a concepção de alternativas para aplicação desses sistemas para linhas aéreas. Dentre a elevada quantidade de informações recebidas e analisadas, a Tabela 6-1 apresenta um resumo das informações mais relevantes que foram mapeadas:

Tabela 6-1 - Resumo das principais informações obtidas na TS sobre HVDC-VSC OHL

Principais aspectos tecnológicos	Subsídios coletados
Valores nominais de tensão e potência	Dois fabricantes afirmaram possuir capacidade de fornecer 3 GW em 525 kV (indicando a possibilidade de chegar até 600kV ou 640 kV e 3,4 GW e 3,6 GW, respectivamente, com aumento de custo, cabendo consultar os subfornecedores para avaliar o impacto no prazo de entrega), enquanto um terceiro indicou limite máximo de 2 GW em 525 kV. Apenas um indicou fornecer 5 GW ou 8 GW em 800kV.
Viabilidade e riscos em função do comprimento da linha aérea CC	Não foram apontados aspectos impeditivos relacionados a extensão da linha CC, a princípio. Foi indicado a necessidade de maiores informações sobre o projeto e importância de alguns aspectos — características ambientais e da linha, coordenação de isolamento, entre outros — para uma visão mais completa do assunto.

Principais aspectos tecnológicos	Subsídios coletados
Modo de operação <i>STATCOM</i>	Todos os fabricantes declararam possível a operação no modo <i>STATCOM</i> , mesmo após ocorrência de faltas na linha CC e desconexão entre conversor e a linha CC.
Faixa de operação de potência reativa e limite de em regime e durante falta.	<p>Todos indicaram limite máximo de potência reativa em torno de 30% da potência nominal durante operação em regime, exceto um, que indicou limite de 40%.</p> <p>Os fabricantes indicaram que diferentes estratégias de <i>fault-ride through</i> podem ser implementadas de acordo com os requisitos de rede. É importante ressaltar que todos apontaram que o limite pode variar em função das necessidades e particularidades de cada projeto, com possíveis impactos em custo.</p>
Potência ativa mínima	Todos indicaram não haver limite mínimo de potência ativa em regime permanente.
Topologia dos submódulos	Todos indicaram capacidade de fornecer conversores na topologia 100% <i>Half-Bridge</i> (HB). Nenhum dos fabricantes indicou como solução para este tipo de projeto o uso de submódulos 100% <i>Full-Bridge</i> (HB). Somente um fabricante indicou a possibilidade de fornecer a configuração mista (<i>HB+FB</i>) para o projeto, enquanto os demais não fabricam ou não recomendam configuração mista para o projeto em questão.
Esquema de proteção para faltas na linha CC	<p>Dois fabricantes indicaram o uso de disjuntor CA em conjunto com <i>Neutral Bus Switch</i> (NBS) para redução do tempo de recuperação pós-falta uma vez que utilizam submódulos HB.</p> <p>Um fabricante indicou duas alternativas: i) Uso de disjuntor CC para conversores baseados em HB; ou ii) Proteção por meio do controle dos conversores em configuração mista (HB+FB).</p> <p>O outro fabricante indicou necessidade de maiores informações para definir uma solução adequada para o projeto.</p>
Tempo de recuperação da potência transmitida.	<p>Três fabricantes informaram tempo de recuperação total de 1 até 2 segundos. Um deles indicou que, em caso de monopolos simétricos, é possível obter tempos na ordem de 1,5 segundos.</p> <p>Um fabricante indicou o uso de disjuntores CC, obtendo tempo total de resposta em 450 ms. O fabricante ressaltou que o limite atual de disjuntores CC é para o nível de 500 kV, sendo necessário novos testes e desenvolvimento para eventuais tensões superiores, e que obteria tempos de solução entre 300 e 350 ms com o uso de conversores em configuração mista (HB/FB).</p>
Restrições quanto a modos de operação com tensão CC reduzida	Três dos fabricantes informaram capacidade de operação em tensão reduzida de 80%, dois deles informando que para alcançar valores menores seriam necessários estudos adicionais. Dentre

Principais aspectos tecnológicos	Subsídios coletados
	<p>esses, dois indicaram que o requisito de 70% demandaria estudos especiais, e foi ressaltado a obrigatoriedade de projetos especiais para os transformadores e controles de tapes, o que oneraria o projeto. Outro fabricante indicou que, para a solução HB, só seria possível operação com tensão reduzida de 85%.</p> <p>Todos os fabricantes indicaram que tensões de operação menores só seriam possíveis ou com soluções FB ou mistas (HB+FB).</p>
Operação com fluxo de potência reverso em pontos de conexão de baixo SCR	Todos os fabricantes indicaram possível a operação com fluxo reverso, sendo necessário apenas definição do SCR mínimo nos pontos de conexão para adequação da taxa de variação de potência ativa nos terminais. Um fabricante ressaltou, também, que a especificação da potência máxima reversa deve considerar o impacto de elevar a potência do transformador da estação inversora.
Interação indesejada entre os conversores e os IBRs de geração renovável em proximidade elétrica em uma rede fraca.	Todos indicaram a possibilidade de interação entre os conversores e a necessidade de estudos de detalhamento do HVDC na rede, para ajuste fino e calibração dos parâmetros do sistema de controle na etapa de projeto básico.
Perdas elétricas por estação conversora.	Os fabricantes indicaram que, para a configuração HB, as perdas esperadas nas conversoras ficam na faixa de 0,7% a 1,0%.
Necessidade de filtros CA e as respectivas aplicações.	<p>Todos indicaram que não há a obrigatoriedade de filtros, mas que, se necessários, os filtros são em geral bem menores que os utilizados em projetos LCC.</p> <p>Dois dos fabricantes informaram que a presença de filtros em seus projetos comumente decorre de problemas pré-existent na rede, não causados pelos conversores. Um dos fabricantes indicou que faz uso de filtros pequenos e de alta frequência. O quarto fabricante relatou que faz uso de filtros para evitar oscilações entre redes CC e CA.</p>

6.3.2. Síntese das informações coletadas na Tomada de Subsídios quanto aos requisitos *Grid-Forming* para a transmissão HVDC-VSC

A contínua adoção de novas tecnologias baseadas em conversores estáticos de potência vem modificando a composição dos sistemas elétricos no mundo e, conseqüentemente, a dinâmica dessas redes. Historicamente, os sistemas de potência tinham sua geração baseada em máquinas síncronas —usinas térmicas, hidrelétricas, nucleares, entre outras— e relativamente poucas fontes com interface por eletrônica de potência. Os geradores síncronos possuem um comportamento dinâmico fortemente relacionado a seus parâmetros construtivos, com capacidade intrínseca de

prover inércia, amortecimento, corrente de curto-circuito alta e outros suportes ao transitório, que definiam os aspectos de estabilidade do sistema elétrico.

Diferente dos geradores síncronos, os conversores possuem seu comportamento dinâmico atrelado à sua estratégia de controle, com pouca influência de aspectos construtivos. O impacto desses componentes no sistema não era considerável até pouco tempo atrás, em função da menor quantidade e potência nominal instalada, quando comparado aos geradores síncronos, razão pela qual pouca atenção era dada ao impacto nas interações de controle dos conversores com a rede. Essa realidade, contudo, se alterou com a maior inserção de IBRs, e tende a continuar sofrendo modificações. Com o aumento do interesse no tema, diversas filosofias de controle foram desenvolvidas e propostas, tanto na academia quanto na indústria, dentre as quais se cabe destacar dois principais conceitos: conversores do tipo *Grid-Following (GFL)* e *Grid-Forming (GFM)*.

O controle seguidor de rede (*Grid-Following*) é a estratégia mais comum e utilizada em conversores VSC-HVDC ou IBRs para conexão de fontes renováveis. Esses conversores se comportam como uma fonte de corrente, cujo valor é calculado para se obter um determinado valor de potência ativa e reativa no ponto de conexão com o sistema. Essa estratégia se popularizou, em especial pelo seu uso em conversores de geração renovável, devido a sua capacidade de controle de potência ativa rápido e preciso, tendo grande sinergia com os métodos utilizados para rastreamento do ponto de máxima transferência de potência (*Maximum Power Point Tracking – MPPT*) empregados em plantas de geração solar e eólica.

Em virtude da maior maturidade tecnológica, diferentes variações de modos de controle foram desenvolvidas. Cabe destacar que a versatilidade permite, dentre outras vantagens, adições às malhas de potência ativa e reativa visando oferecer suporte à rede CA. Como, por exemplo, o suporte à tensão CA por meio da malha de controle de potência reativa e, a partir da malha do controle de potência ativa do conversor, o suporte à eventos de frequência na rede, que melhoram a resposta do equipamento à ocorrência de eventos na rede se comparado ao controle por referências constantes.

No entanto, o modo de controle GFL tem seu uso limitado pela força da rede no ponto de conexão do conversor, uma vez que faz uso da tensão da rede como referência para seu controle. Em conexões com redes fracas, identificadas por baixo SCR (2 ou menor), conversores operando como GFL têm sua performance prejudicada, levando a eventuais problemas de estabilidade de tensão que, em função do aumento de IBRs e das respectivas potências, podem se tornar cada vez mais frequentes.

É importante destacar, no contexto do presente estudo, o cenário complexo para GFL no Nordeste, com a alta inserção de fontes renováveis na região que, além da consequente redução do SCR, podem apresentar interações indesejadas entre os controles dos conversores e demais componentes da rede. Frente a este cenário, o modo de controle formador de rede se torna uma opção para contornar esta limitação, dado sua capacidade de operação sem necessidade de uma referência de tensão por parte da rede, permitindo sua conexão a redes passivas.

O termo *Grid-Forming* foi inicialmente proposto para aplicações em microrredes e vem se expandindo para aplicação de conversores em sistemas elétricos malhados [13]. Apesar da atual falta de consenso acerca da definição técnica precisa, há a convergência que conversores GFM devem se comportar, sob a ótica do sistema em que estão conectados, como fontes de tensão fixa atrás de uma impedância, que apresentem capacidade de resistir à perda da última máquina na rede.

Diferente dos conversores GFL, conversores GFM auxiliam a suportabilidade de tensão durante curtos por sustentarem a tensão nos seus terminais, diferente do comportamento de fontes de corrente. O conversor controlado como GFM apresenta características análogas a de uma máquina síncrona, apresentando uma resposta intrínseca e inercial de potência reativa a variações de tensão e de potência ativa frente a variações no ângulo de fase do barramento de conexão. Esta característica permite ao conversor responder a perturbações na rede de forma rápida e, por se tratar de uma estratégia de controle, permite ainda o ajuste de parâmetros que definem esta resposta.

Cabe apontar, como desvantagem, que GFMs não apresentam o controle rápido e preciso dos laços de potência presente no controle GFL. Contudo, diferente do seu uso na implementação em conversores de fontes renováveis em que sua incompatibilidade com estratégias de MPPT é uma clara desvantagem, esse aspecto não é um problema para aplicações em HVDC, fornecendo contexto mais favorável para seu uso.

As perspectivas e evoluções industriais relativas aos conversores GFM para transmissão VSC-HVDC em linhas aéreas foram também foco de investigação da EPE junto aos fabricantes. Nesse sentido, foram solicitadas aos fabricantes diversas contribuições sobre o assunto, desde o entendimento de cada um sobre o conceito de GFM até questões práticas, como as aplicações, condicionantes, obstáculos e histórico de fornecimento.

Na Tabela 6-2, destaca-se as principais informações obtidas:

Tabela 6-2 - Resumo das principais informações obtidas na TS sobre GFM

Principais aspectos tecnológicos	Subsídios coletados
Conceito de GFM	Três fabricantes responderam que não há definição padrão para o conceito de GFM, variando entre operadores e procedimentos de rede, mas existem funcionalidades que se atribuem a conversores operando como fontes de tensão: resposta rápida a eventos e distúrbios para estabilidade de tensão e frequência, contribuição durante faltas, operação como fonte de tensão, operação em redes fracas, entre outros. Há trabalhos em curso que buscam a normatização desses requisitos funcionais.

Principais aspectos tecnológicos	Subsídios coletados
Impacto de implementação de controle GFM	Foi ressaltado que o funcionamento como fonte de tensão deve respeitar o limite de corrente dos equipamentos, que limita o espectro de atuação do equipamento com essa lógica de controle, inclusive durante faltas assimétricas.
Operação de múltiplos conversores GFM	Um fabricante indicou não haver limitações para uso de múltiplos conversores GFM em uma mesma rede, enquanto os outros indicaram o risco de problemas de interação com outros GFM. A adoção de controle por <i>droop</i> foi ressaltada por dois fabricantes como possível solução, e outro ressaltou que os problemas poderiam ser mais severos no caso de GFM de diferentes fabricantes.
Interação entre conversores	Para a análise de interações entre GFM e de interações com os demais conversores GFL em proximidade elétrica, foi ressaltado a necessidade de maiores investigações no projeto básico.
Estratégias de controle nas estações conversores	Um fabricante ressaltou a necessidade de decidir, desde a etapa de concepção do projeto, se o conversor será GFM ou GFL, recomendando que ele não opere em dois modos diferentes e que não é recomendado usar estratégias distintas em cada terminal. Um fabricante afirmou utilizar impedância virtual para fornecimento de inércia sintética, ressaltando a relação entre os lados CA dos conversores quando essa função está habilitada, e recomendou a inércia sintética na estação que controla potência ativa.
Obstáculos para implementação de controle <i>Grid-Forming</i> no projeto Brasileiro	Um fabricante alertou que há dificuldades para fornecimento de conversores <i>Grid-Forming</i> nos níveis de tensão e potência requisitados no projeto brasileiro, em função dos limites de tensão e potência da ordem de 600kV e 3 GW, sendo seu limite atual de aplicação é no 500kV. As principais dificuldades relatadas relacionam-se a problemas de estabilidade em regime permanente e transitória, demandando a necessidade de definição de limites máximos de suprimento de reativos durante falta de modo a não prejudicar o desempenho do sistema CA e outros parâmetros de projeto que devem ser adequadamente ajustados.

As respostas dos fabricantes ressaltam a ausência de um consenso sobre os requisitos obrigatórios para conversores GFM. Inclusive, a definição de um conceito sobre essa estratégia de controle e respectivas atribuições vem sendo debatido internacionalmente entre operadores, planejamento, indústria e academia, visando trazer clareza para o tema e definir, de forma conjunta, o que deve ser esperado de conversores GFM em cada aplicação, como, por exemplo, HVDCs, gerações renováveis, baterias e compensadores.

Apesar da falta de convergência nos pontos elencados, as estratégias de controle GFM são atualmente uma tendência comercial apontada pelos fabricantes. As limitações apresentadas por GFLs em redes fracas, bem como a possibilidade de o GFM contribuir com suporte à rede, formam cenário em que requisitos de controle GFM nas estações conversoras do Bipolo Nordeste II se tornem atrativos. Dessa forma, entende-se ser oportuna a definição de alguns requisitos funcionais para a operação do HVDC como GFM, a serem estabelecidos na especificação técnica da licitação.

Dentre esses requisitos, podem ser destacados a característica comum de se comportar como uma fonte de tensão, com auxílio à regulação de tensão e frequência¹⁵ em regime e durante distúrbios CA apresentando suportabilidade no tempo às oscilações de tensão e desvios de fase, bem como a capacidade de operar em redes com SCR baixo, conforme valores mapeados nos pontos de conexão do HVDC para o horizonte de estudo. Aspectos associados a máquinas síncronas, como provimento de inércia e amortecimento de oscilações subsíncronas são também atributos possíveis de serem considerados. Outro aspecto importante a ser observado é a passividade das conversoras, para espectros de frequência pré-definidos, a fim de prevenir interações adversas ou oscilações desses equipamentos com a rede.

6.4. Definição da solução de referência para estudo da tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto

As informações coletadas sobre a tecnologia HVDC-VSC levaram à elaboração dos nós da árvore de decisão ilustrada na Figura 6-2, para definição de:

- (i) máximos valores de tensão e de potência nominal a serem adotados para a tecnologia VSC-OHL na solução de referência do presente estudo; e
- (ii) configuração a ser adotada nas conversoras.

¹⁵ Para o suporte ao controle de frequência em um terminal do HVDC, deverá ser utilizada a potência disponível no outro terminal.

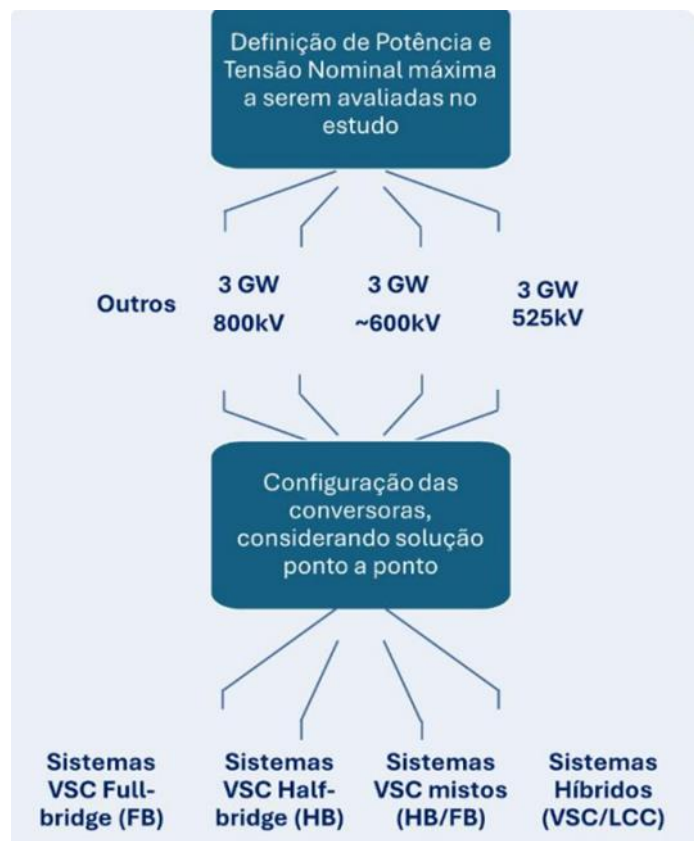


Figura 6-2 - Árvore de decisão para VSC-OHL

Baseado nas informações coletadas e considerando-se os prazos necessários para a implementação do HVDC, chegou-se ao consenso quanto ao descarte das seguintes configurações para a solução de referência a ser avaliada neste estudo:

- Configurações com nível de tensão nominal CC superior a 640 kV;
- Configurações com potência nominal superior a 3,0 GW;
- Configurações de conversoras utilizando arranjo misto de pontes (Full-Bridge (FB) e Half-Bridge (HB));
- Configurações híbridas, contemplando a tecnologia LCC e a tecnologia VSC.

Sobre as conclusões acima referidas, deve-se destacar que:

- O descarte de configurações mistas e híbridas foi motivada por não haver padronização para esse tipo de fornecimento e pela maioria dos fabricantes da solução completa (três dentre quatro consultados) não indicarem interesse ou viabilidade em fornecer esse tipo de solução, comprometendo a competitividade do processo licitatório;
- O descarte de configurações utilizando conversoras com tensão maior que 640 kV ou potência maior que 3,6 GW ocorreu por não haver concorrência para o fornecimento dessas soluções pelo mercado, até o momento, visto que apenas um dos fabricantes capazes de fornecer soluções HVDC completas sinalizou capacidade de fornecimento durante a consulta. Além disso, após mapeamento dos projetos em implantação ou já implantados ao

redor do mundo, foram encontradas poucas aplicações da tecnologia VSC-OHL em nível de tensão superior a 600 kV ou com potência nominal superior a 3 GW. As exceções utilizam tensão em 800 kV, mas são baseadas na configuração híbrida e/ou mista nas pontes conversoras, que ainda não possuem padronização demonstrada e, conforme mencionado, sem a necessária competitividade comercial entre fabricantes.

Nesse sentido, a adoção deste nível de tensão mais alto, na ordem de 800kV, é previsto para aplicação do HVDC-VSC no SIN apenas em um cenário de sensibilidade superior, em que avanços eventualmente ocorram no mercado HVDC internacional e/ou nos processos licitatórios, de modo a garantir competitividade na licitação da instalação HVDC utilizando este nível de tensão.

É importante salientar que todos os projetos recém-contratados utilizando a tecnologia VSC-OHL, com previsão de implantação até 2030 — em múltiplos países, como Estados Unidos, Alemanha, Índia, Austrália e Arábia Saudita, — limitam-se aos níveis de tensão e potência nominal de 600 kV e 3 GW, indicando que há convergência de entendimento internacional quanto às conclusões obtidas neste relatório.

6.5. Condicionantes para aplicação de HVDC com linhas de transmissão longas

A transmissão em corrente contínua (HVDC) apresenta vantagens significativas em aplicações que envolvem longos troncos de transmissão e elevada capacidade de transporte de potência. Entre as tecnologias disponíveis, o HVDC-LCC está consolidado para esse tipo de aplicação, permitindo a operação em tensões nominais de até ± 800 kV, com extensões de milhares de quilômetros e capacidade de transmissão de alta potência. Exemplos relevantes incluem os sistemas em operação no Brasil, Índia e China, onde já foram alcançados valores até superiores de tensão nominal.

No planejamento de um novo elo HVDC, a escolha da tensão nominal — dentre os valores padronizados e comercialmente disponíveis — é, em geral, uma decisão de natureza econômica, definida após a especificação da potência e da distância entre os terminais. Entretanto, essa escolha deve observar dois condicionantes técnicos fundamentais da linha CC:

- Queda máxima de tensão admissível, que limita o dimensionamento dos equipamentos das conversoras; e
- Perdas máximas em operação nominal, que impactam diretamente o custo da solução.

Ambos os parâmetros, quando expressos em percentual da tensão nominal, tendem a apresentar valores semelhantes.

Com base nesses condicionantes, este estudo buscou desde as etapas iniciais identificar eventuais limites de distância para o novo elo HVDC e otimizar o projeto da linha, adotando como referência quedas de tensão máxima em torno de 5% e 6%. Essa faixa se baseia em valores praticados em

projetos HVDC já implantados no SIN, atualmente operando em ± 600 kV e ± 800 kV, com níveis de perdas considerados aceitáveis para sistemas de grande porte.

Para o conjunto de condutores tipo CAA analisados, considerando uma potência nominal de 3.000 MW, tensões nominais entre ± 525 kV e ± 600 kV e uma distância de 2.500 km entre terminais conversores, não foram obtidos resultados satisfatórios com o uso de quatro subcondutores por polo, dentro dos limites de queda de tensão adotados. Diante disso, foram avaliadas configurações com seis subcondutores por polo, solução já utilizada com sucesso no sistema associado à UHE Belo Monte.

A Tabela 6-3 apresenta a variação percentual da queda máxima de tensão para diferentes tensões nominais e comprimentos de linha, considerando potência nominal de 3.000 MW e seis subcondutores por polo. Para cada nível de tensão, a estrutura típica da linha deve ser ajustada conforme suas dimensões e espaçamentos específicos.

A análise mostra que, para as três tensões nominais estudadas, é possível viabilizar a transmissão ponto-a-ponto atendendo aos critérios de queda de tensão e perdas máximas adotados, para extensões de até 2.500 km ou ligeiramente superiores¹⁶. Destaca-se que, ao adotar tensões iguais ou superiores a ± 600 kV, amplia-se o conjunto de soluções tecnicamente viáveis para o projeto.

A escolha final do condutor para cada nível de tensão foi definida com base em análises técnicas e econômicas complementares, apresentadas nas seções seguintes deste relatório. Nesse sentido, considerando o ineditismo das soluções avaliadas, foi contratado o CEPEL, sob coordenação da EPE, para o desenvolvimento de soluções de referência para linhas HVDC em ± 600 kV e ± 525 kV, cujos resultados encontram-se documentados em [14] e [15]. Para níveis pouco superiores de tensão, como ± 640 kV, recomendados no decorrer deste estudo, são necessários apenas ajustes pontuais nas soluções de referência em ± 600 kV, sem alterações estruturais significativas.

Com base nos resultados dos estudos acima mencionados, foram adotados os seguintes condutores como solução referencial em cada um dos cenários analisados neste relatório: (i) cenário inferior – 525kV – Thrasher; (ii) cenário de referência – 600kV – Kiwi; e (iii) cenário superior – 800kV – Bittern.

Tabela 6-3 - Queda máxima de tensão na linha CC em função da tensão nominal e comprimento

Tensão Nominal (kV)	Condutor			Queda máxima tensão (%) por extensão de LTcc			
	Nome	Bitola (MCM)	Formação	2000km	2250km	2500km	3000km
525	Kiwi	2167	72/ 7	5,18	5.83	6.48	7,77
	Thrasher	2312	76/ 19	4,85	5.46	6.07	7,28
	Joree	2515	76/ 19	4,43	4.98	5.54	6,65

¹⁶ Considerando possíveis variações desse comprimento na fase de implantação da linha.

Tensão Nominal (kV)	Condutor			Queda máxima tensão (%) por extensão de LTcc			
	Nome	Bitola (MCM)	Formação	2000km	2250km	2500km	3000km
600	Nuthatch	1510	45/ 7	5,87	6,60	7,33	8,80
	Lapwing	1590	45/ 7	5,54	6,23	6,93	8,31
	Chukar	1781	84/ 19	4,87	5,48	6,08	7,30
	Bluebird	2156	84/ 19	3,98	4,48	4,98	5,98
	Kiwi	2167	72/ 7	3,97	4,46	4,96	5,95
	Thrasher	2312	76/ 19	3,72	4,18	4,65	5,58
	Joree	2515	76/ 19	3,39	3,82	4,24	5,09
800	Bittern	1272	45/ 7	3,92	4,41	4,90	5,88
	Dipper	1351,5	45/ 7	3,68	4,14	4,61	5,53
	Bobolink	1431	45/ 7	3,47	3,91	4,34	5,21
	Nuthatch	1510,5	45/ 7	3,30	3,71	4,13	4,95
	Lapwing	1590	45/ 7	3,12	3,51	3,90	4,68
	Chukar	1780	84/ 19	2,74	3,08	3,42	4,11
	Bluebird	2156	84/ 19	2,24	2,52	2,80	3,36
	Kiwi	2167	72/ 7	2,23	2,51	2,79	3,35
	Thrasher	2312	76/ 19	2,09	2,35	2,61	3,14
	Joree	2515	76/ 19	1,91	2,15	2,38	2,86

(*) Em verde são apresentadas variações inferiores a 5%. Em azul, variações entre 5 e 7%. Em rosa, variações superiores a 7%.

6.6. Componentes básicos de um sistema HVDC-VSC

A presente seção tem como objetivo apresentar a estrutura básica da estação conversora de um sistema HVDC-VSC, identificando seus principais componentes e respectivas atribuições para o desempenho adequado durante regime permanente e transitório, visando trazer um esclarecimento inicial sobre as particularidades dessa solução em transmissão por linhas aéreas.

Conforme indicado no Capítulo 12, essa estrutura serviu de base para a elaboração do modelo em PSCAD utilizado para os estudos EMT preliminares contidos neste relatório.

Durante o processo de tomada de subsídios, foi discutido com todos os fabricantes as particularidades das soluções disponíveis, incluindo quais equipamentos são utilizados para a implementação da tecnologia HVDC-VSC, tanto no circuito CA quanto no CC.

A comparação final das informações obtidas permitiu identificar quais destes componentes estão consolidados como importantes para implementação do projeto nos níveis de tensão e potência definidos e outros componentes cuja necessidade está mais associada a condições específicas de projeto, o que deverá ser avaliado nos estudos de detalhamento e projeto básico.

A Figura 6-3 apresenta a estrutura básica de uma estação conversora e seus respectivos componentes para conexão de sistemas de transmissão em corrente contínua com a rede.

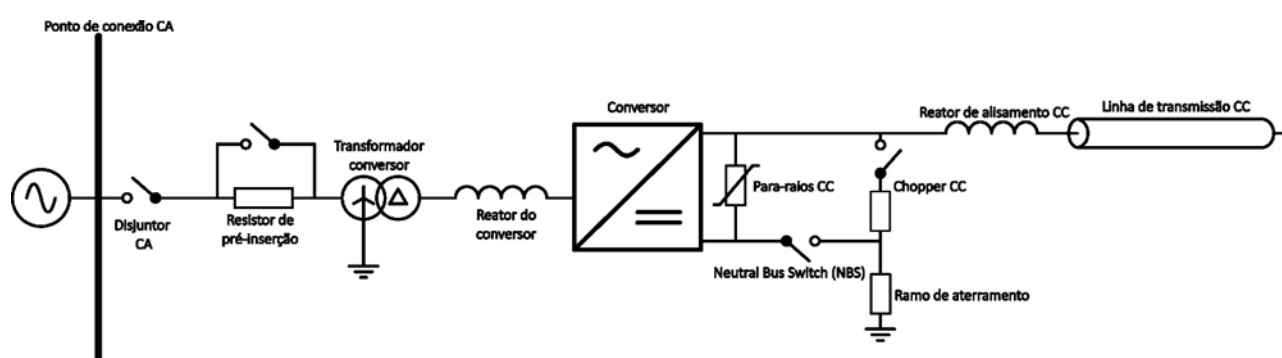


Figura 6-3 – Componentes básicos de um sistema VSC-HVDC.

Os componentes representados têm como função principal:

- Disjuntor CA: Responsável por garantir a separação entre o sistema HVDC-VSC e a rede CA, tendo ação crucial no esquema de proteção na ocorrência de faltas no elo CC, separando o polo em falta da rede CA e cessando a contribuição de corrente de curto proveniente da rede;
- Resistor de pré-inserção: Utilizado para limitar o nível de corrente transitória durante a energização do conversor e do elo;
- Transformador conversor: Responsável por adequar o nível de tensão de operação do conversor VSC em relação ao ponto de conexão da rede;
- Reator do conversor: Utilizado, principalmente em cenários onde a indutância de dispersão do transformador não é suficientemente alta, para redução de correntes em faltas CC e do valor máximo de corrente transitória durante faltas CA;
- Para-raios CC: Utilizado para reduzir os valores máximos de sobretensões transitórias durante distúrbios, sendo parte do sistema de proteção do circuito CC;
- Neutral Bus Switch (NBS): Utilizado durante faltas CC para abertura do circuito CC durante o processo de eliminação da falta, fazendo parte integral do sistema de proteção de faltas CC;

- Chopper CC (ou *Dynamic Braking Resistor*): Utilizado como sistema de dissipação de potência ativa, em caso de faltas que comprometam a capacidade de escoamento de potência ativa através do HVDC. Esse equipamento é utilizado, especialmente, em aplicações envolvendo ilhas de geração - *onshore* ou *offshore* – integradas aos centros de carga através do HVDC¹⁷. Podem ser posicionados, alternativamente, no lado CA;
- Ramo de aterramento: Utilizado para conexão do barramento neutro dos conversores à terra;
- Reator de alisamento CC: Utilizado principalmente para reduzir oscilações (*ripple*) na corrente CC e limitar a variação da corrente CC durante faltas na linha CC.

Cabe ressaltar que essa seção não apresenta uma lista exaustiva de elementos obrigatórios, e sim componentes básicos com foco na estrutura de um bipolo HVDC-VSC. Cada fabricante possui soluções com diferentes componentes ou estratégias, de forma que os componentes apresentados aqui podem estar ou não presentes na solução final do projeto do bipolo Nordeste II.

6.7. Recomendação final para a transmissão HVDC-VSC OHL no SIN

Com base nas análises técnicas e nas consultas realizadas junto ao mercado, recomenda-se a adoção da tecnologia HVDC-VSC com linhas aéreas (OHL) como solução de referência para futuras expansões do SIN.

A solução de referência selecionada neste estudo contempla a adoção de submódulos Half-Bridge (HB) nas conversoras, com a adoção de potência nominal de 3.000 MW e tensão nominal de ± 600 kV, parâmetros que conciliam desempenho técnico, maturidade tecnológica e viabilidade econômica.

Cenários alternativos considerados neste estudo

Como o mercado mundial de sistemas HVDC encontra-se em forte expansão, diante de um cenário dinâmico, impulsionado pela integração de renováveis e pela transição energética, observou-se, nos últimos anos, altas taxas de ocupação das fábricas e a priorização de fornecimento de soluções padronizadas já consolidadas, em detrimento de desenvolvimentos sob medida.

Porém, para o futuro, diferentes estratégias de negócio podem ser traçadas pela indústria, possibilitando diferentes caminhos de evolução tecnológica. Essas incertezas foram consideradas neste estudo de planejamento, suscitando a definição de três cenários futuros com respectivas soluções técnicas que poderão ser utilizadas no projeto do bipolo Nordeste II, a depender da evolução das condições de fornecimento do mercado HVDC internacional:

- Cenário Referência (sistema HVDC-VSC, 3000 MW, ± 600 kV): Neste cenário, o mercado internacional avança gradualmente para projetos que demandem níveis de tensão e

¹⁷ No caso da inserção de HVDCs em sistemas *embedded*, como o caso de aplicação do bipolo Nordeste II, deve-se avaliar a necessidade ou não de utilização de *choppers*, que podem ser dispensados caso a rede CA tenha capacidade de absorver os excedentes de energia em caso de bloqueio do bipolo.

potência maiores, que podem impulsionar investimentos em desenvolvimento de upgrades tecnológicos pela indústria, resultando em fabricantes sendo capazes de oferecer a solução VSC em 600 kV e potência de até 3400 MW¹⁸, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo;

- Cenário inferior (sistema HVDC-VSC, 3000 MW, ± 525 kV): Neste cenário, limitações no desenvolvimento da tecnologia, em especial pela crescente demanda por soluções padronizadas, levam o mercado internacional a priorizar fornecimentos com menores esforços para desenvolvimento tecnológico visando ganho de escala, com tensão 525 kV e potência até 3000 MW, com pouco ou nenhum avanço em projetos maiores ou customizados, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo;
- Cenário Superior (sistema HVDC-VSC, 3000 MW, ± 800 kV): Neste cenário, avanços expressivos na tecnologia são alcançados por diversos fabricantes, permitindo fornecimento de soluções comerciais competitivas VSC em 800 kV, nos prazos demandados para entrega da solução recomendada por este estudo.

Conclusões gerais

A implantação de um sistema HVDC-VSC no SIN, a partir do projeto do Bipolo Nordeste II, representará um marco inédito para o setor elétrico brasileiro. Essa iniciativa exigirá um esforço coordenado de capacitação e absorção tecnológica, tanto por parte dos órgãos de planejamento e operação quanto da indústria, transmissoras e demais agentes envolvidos, consolidando as bases para o domínio nacional dessa tecnologia.

Ao alinhar-se às principais tendências tecnológicas internacionais, o Brasil consolida sua posição na fronteira da transmissão em corrente contínua, ampliando sua capacidade de atualização e inovação. O desenvolvimento dessa competência técnica contribuirá para a formação de uma base sólida de conhecimento sobre a tecnologia VSC, fortalecendo a engenharia nacional e apoiando a integração segura de fontes renováveis e a transição energética do país.

7. PROSPECÇÃO DE PONTOS CANDIDATOS

7.1. Introdução

A expansão dos sistemas de transmissão em corrente contínua em alta tensão (HVDC) e a crescente incorporação de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) demandam métodos de análise mais refinados para a avaliação do desempenho elétrico em grandes regiões

¹⁸ Variação para 640kV e 3600MW pode também ser considerada neste cenário.

interconectadas. As abordagens tradicionais, baseadas em extensas tabelas numéricas, mostram-se limitadas diante da complexidade espacial e do volume de dados associados a esses estudos.

Com o propósito de tornar essa avaliação mais eficiente e transparente, foi desenvolvida uma metodologia automatizada e gráfica capaz de calcular e representar, em ambiente georreferenciado, três índices preditivos fundamentais:

- SCR (*Short-Circuit Ratio*)
- MIIF (*Multi-Infeed Interaction Factor*)
- IDP (Indicador de Diferenças de Perdas)

A metodologia integra os programas ANATEM® e ANAREDE® para a realização dos cálculos elétricos, e utiliza o QGIS como plataforma de visualização. Essa integração permite identificar, de forma ágil e objetiva, os pontos candidatos para a instalação de novos elos HVDC ou equipamentos FACTS.

Cabe destacar que os índices SCR e MIIF são amplamente reconhecidos na literatura e frequentemente utilizados como base para a formulação de indicadores derivados voltados a finalidades específicas. No entanto, considerando o equilíbrio entre custo computacional e benefício analítico na etapa prospectiva, optou-se por restringir a aplicação a esses dois índices, complementados pelo IDP, que oferece uma perspectiva adicional sobre as diferenças de perdas elétricas entre cenários alternativos.

Ressalta-se, contudo, que os índices e a metodologia propostos têm como finalidade principal identificar potenciais pontos de conexão para novas instalações, sem caráter determinativo quanto à definição das obras.

7.2. Fundamentação Teórica dos Índices

7.2.1. Índice SCR – *Short-Circuit Ratio*

O índice SCR mede a robustez elétrica de um ponto de conexão, relacionando a potência de curto-circuito da rede (S_{cc}) à potência nominal do conversor (P_n), equação (1):

$$SCR = \frac{S_{cc}}{P_n} \quad (1)$$

Valores baixos de SCR indicam uma rede “fraca”, mais suscetível a instabilidades e falhas de comutação, enquanto valores elevados refletem condições mais seguras de operação. Para conversores LCC (*Line Commutated Converter*), adota-se tipicamente $SCR \geq 3$ como limite mínimo desejável.

7.2.2. Índice MIIF – *Multi-Infeed Interaction Factor*

O MIIF avalia o grau de interação elétrica entre múltiplos elos de corrente contínua conectados em uma mesma região. O índice considera a influência mútua entre os conversores e quantifica a sensibilidade de um elo em relação a variações de tensão nos demais.

O MIIF é definido pela equação (2). Tal índice é a relação entre a variação de tensão sentida por um elo CC (j) após a aplicação de variação de tensão em barra remota (i).

$$MIIF = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (2)$$

Valores altos de MIIF indicam forte acoplamento elétrico, o que pode aumentar o risco de instabilidades em situações de falhas. Por essa razão, regiões com MIIF elevado requerem maior atenção na escolha de novos pontos de conexão de elos HVDC.

7.2.3. Índice IDP – Indicador de Diferenças de Perdas

O IDP foi proposto como um novo indicador complementar aos índices tradicionais de desempenho elétrico — SCR e MIIF, etc — para apoiar a seleção de pontos de conexão de conversores HVDC. Enquanto os índices clássicos avaliam a robustez e as interações elétricas entre sistemas CA/CC, o IDP agrega uma dimensão econômica, refletindo as diferenças relativas de perdas elétricas entre alternativas de conexão.

O cálculo do IDP é realizado a partir de simulações estáticas de fluxo de potência no programa ANAREDE®, em três etapas automatizadas:

- Preparação dos dados – são definidas as barras candidatas (com coordenadas geográficas, níveis de tensão e unidades da federação) e os parâmetros do elo HVDC (tensão, potência, resistência da linha e número de equipamentos). A partir disso, geram-se todas as combinações possíveis de barras retificadoras e inversoras, respeitando o número de elos em estudo.
- Simulação das perdas – para cada combinação, calcula-se a distância geográfica entre os pontos, determina-se a resistência total equivalente da linha CC e inserem-se, no modelo de fluxo de carga, uma carga equivalente na barra retificadora e uma geração correspondente na barra inversora. O programa então computa o valor total das perdas no sistema para cada par de conexão.
- Atribuição e normalização das perdas – identifica-se o caso com menor perda, e o valor correspondente é subtraído dos demais resultados. As diferenças obtidas são ordenadas, calculando-se a média dos N menores valores diferenciais. Por fim, os resultados são normalizados, gerando um índice comparável entre diferentes pontos e cenários.

Os valores finais de IDP são associados a cada subestação e organizados em camadas gráficas no QGIS, permitindo uma visualização espacial intuitiva: cores mais escuras representam menores valores (melhor desempenho), enquanto cores claras indicam maiores perdas relativas.

7.3. Metodologia

A metodologia automatiza o cálculo e a organização dos índices elétricos, conforme o fluxo abaixo:

- [1] Cálculo elétrico automatizado nos programas ANATEM® e ANAREDE® para todas as subestações candidatas, em todos os cenários listados no capítulo 5;
- [2] Processamento dos resultados para obtenção dos índices SCR, MIIF e IDP;
- [3] Integração com o QGIS, que gera camadas gráficas de cada índice, facilitando a comparação espacial;
- [4] Identificação de áreas candidatas, combinando as camadas e priorizando regiões de desempenho mais favorável.

Essa abordagem proporciona uma visão ampla e integrada do sistema, reduz o tempo de avaliação e aumenta a transparência no processo de seleção dos pontos de conexão. É importante destacar que a metodologia tem como objetivo principal fornecer ao planejador um conjunto estruturado de informações a serem analisadas em conjunto com a experiência técnica dos analistas, servindo como apoio à definição do pontos de conexão dos elos de corrente contínua a serem testados.

Embora a abordagem ofereça um conhecimento situacional detalhado do sistema elétrico, ela ainda apresenta limitações quanto a aspectos não puramente técnicos, como fatores socioambientais, disponibilidade de espaço em instalações existentes, previsões de expansão futura, restrições tecnológicas e compatibilidade com soluções em desenvolvimento. Por isso, os resultados obtidos são analisados e posteriormente ajustados considerando essas variáveis adicionais.

Premissas das Análises

Os cálculos foram realizados com base nas premissas tecnológicas apresentadas na Tabela 7-1.

Tabela 7-1 - Premissas utilizadas para o cálculo dos índices elétricos.

Premissas das análises	
Equipamento	Bipolo HVDC
Potência	3000 MW
Tensão	600 kV
Resistência da Linha CC	0,00476 Ω /km
Região Exportadora	Nordeste
Região Receptora	Sudeste/Sul
Valor “N” utilizado para o cálculo do IDP	10

Os índices foram calculados para todos os cenários considerados no estudo, cobrindo variações sazonais e operativas.

7.3.1. Camada SCR- Mínimo

As camadas de SCR mínimo apresentadas nas Figura 7-1 e Figura 7-2 evidenciam contrastes entre a robustez elétrica das regiões do Sistema Interligado Nacional. No Sudeste/Sul (Figura 7-1), observa-se uma malha fortemente interligada e sustentada por grandes centros geradores hidrelétricos e térmicos, resultando em valores de SCR predominantemente superiores a 3. Essa característica indica elevada capacidade de sustentação de tensão durante contingências e reduzida sensibilidade a perturbações, garantindo condições estáveis para operação de conversores LCC e, de forma ainda mais confortável, de equipamentos VSC.

As áreas de maior SCR concentram-se nos entornos de grandes complexos geradores, como Itaipu, Furnas e as usinas do eixo Tietê-Paraná, refletindo a forte presença de geração síncrona e pequena distância elétrica entre as barras de carga e geração. Mesmo em regiões mais periféricas da rede, o SCR raramente atinge níveis críticos, demonstrando boa distribuição da inércia elétrica no sistema receptor.

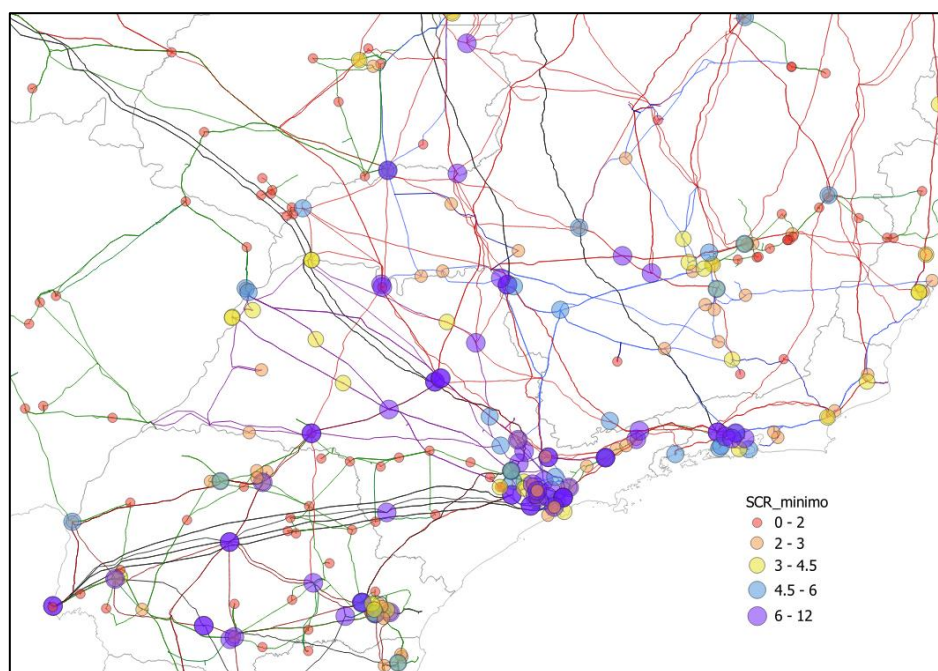


Figura 7-1 - Camada SCR mínimo para a região Sul/Sudeste.

No Nordeste (Figura 7-2), por outro lado, o comportamento do SCR é marcadamente heterogêneo. As proximidades de polos geradores síncronos, especialmente nas usinas associadas ao rio São Francisco, apresentam valores moderados, em geral entre 2,5 e 3,5, enquanto as zonas litorâneas e as ramificações radiais do sistema exibem SCR inferior a 2,5. Essa configuração revela uma rede de menor densidade elétrica e mais suscetível a quedas de tensão locais, com capacidade limitada de suporte de tensão dinâmico frente a variações de carga ou eventos de falha.

Tais resultados sugerem a necessidade de reforços estruturais na região — seja via instalação de compensadores síncronos, inserção de geração síncrona adicional ou expansão da rede — antes da implantação de novos elos HVDC de tecnologia LCC. Para aplicações baseadas em conversores VSC,

entretanto, o cenário permanece tecnicamente viável, dado o comportamento autônomo de controle de tensão característico desses equipamentos.

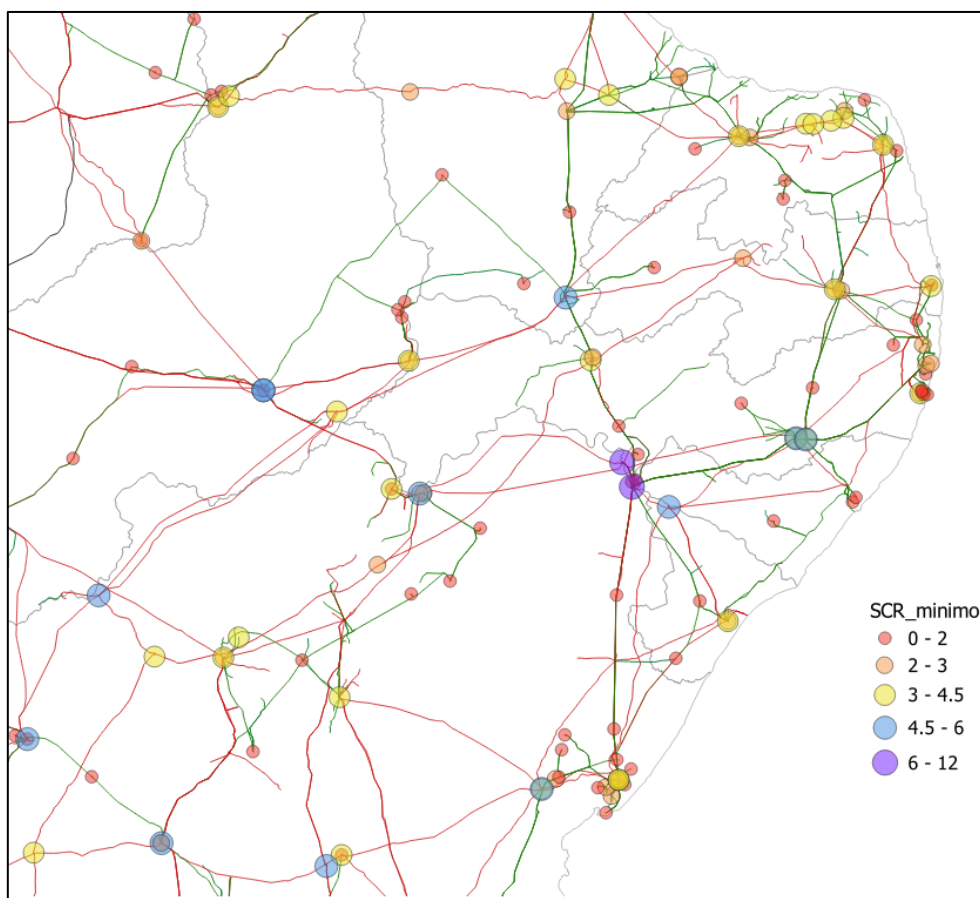


Figura 7-2 - Camada de SCR Mínimo para a região Nordeste.

De forma geral, o mapeamento do SCR oferece uma visão da robustez elétrica do sistema: regiões com altos valores representam zonas de elevada sustentação e estabilidade operativa, enquanto as áreas de baixo SCR indicam pontos de vulnerabilidade que exigem avaliação complementar antes da conexão de novos equipamentos de corrente contínua.

7.3.2. Camada MIIF

A Figura 7-3 e a Figura 7-4 evidenciam o grau de acoplamento elétrico entre diferentes elos HVDC, quantificado pelo MIIF. Esse índice atua como um termômetro de interferência mútua — quanto maior seu valor, mais intensamente um elo “sente” as perturbações dos demais.

No anel de 345 kV de São Paulo, o MIIF assume seus valores mais elevados, refletindo a rede malhada. Trata-se de uma região em que múltiplos elos HVDC e centros de carga de grande porte convergem em uma mesma região elétrica. Essa condição, embora assegure alta redundância, também amplifica o risco de interações mútuas: uma falha em um bipolo pode alterar o perfil de tensão percebido pelos demais, ou seja, é uma região eletricamente forte, porém com alto acoplamento e suscetível a perturbações simultâneas. Assim, novas inserções de elos HVDC nessa região devem ser avaliadas com cautela.

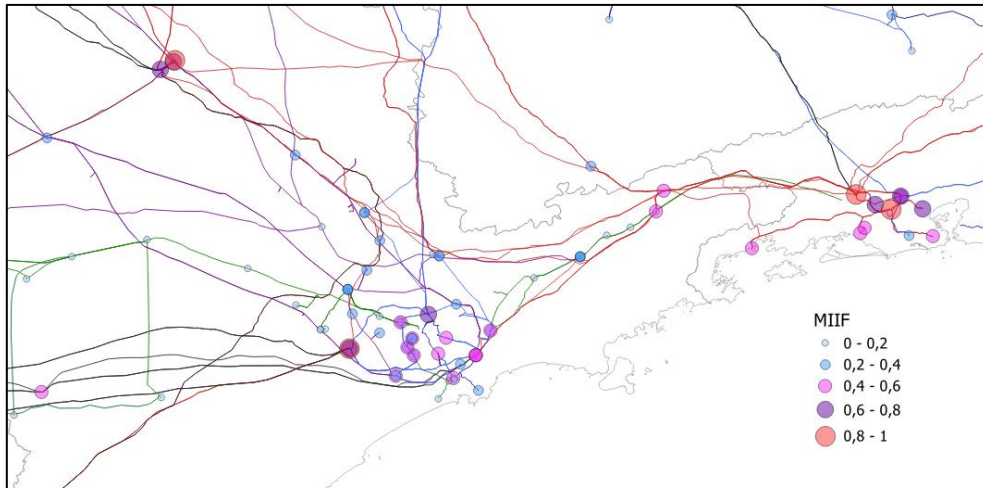


Figura 7-3 - Índice de MIIF calculado para o sistema Sudeste.

À medida que se avança rumo ao interior paulista e ao estado do Paraná, Figura 7-4, o MIIF decai progressivamente. Esse comportamento sinaliza a dissipação das interações mútuas, indicando subestações com maior independência elétrica. Tais áreas são especialmente interessantes para novas conversoras HVDC, pois reduzem a probabilidade de falhas de comutação simultânea e menor necessidade de equipamentos de controle de tensão.

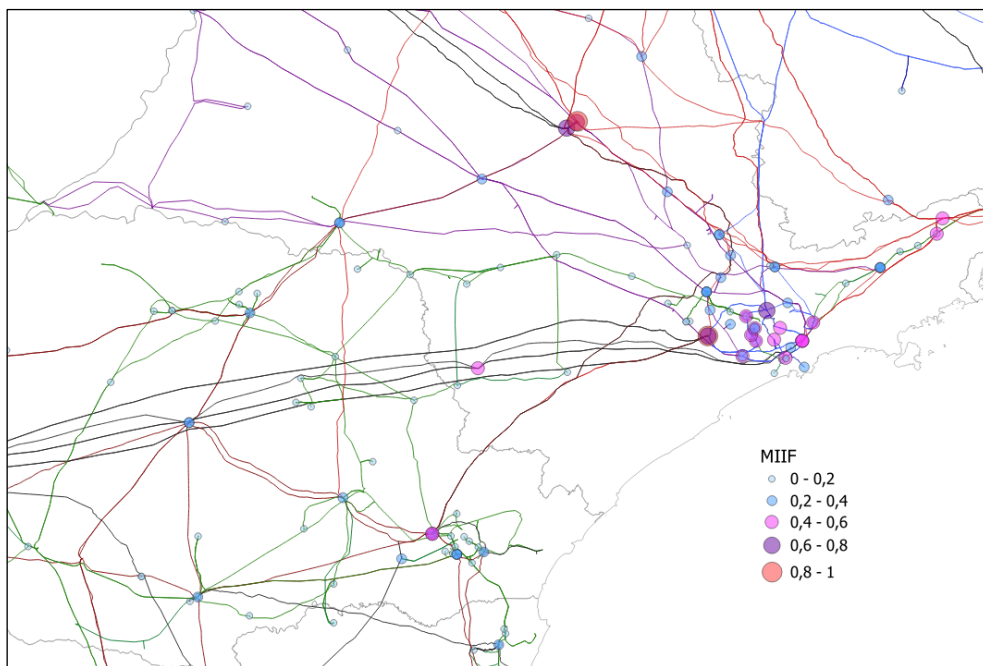


Figura 7-4 MIIF máximo com ênfase nos estados de São Paulo e Paraná

7.3.3. Camada IDP

Os resultados do IDP, apresentados na Figura 7-5 e na Figura 7-6, introduzem uma dimensão econômica à análise, ao quantificar o ganho relativo de eficiência entre alternativas de conexão. Ele mede, em essência, o custo elétrico de transportar energia entre regiões — quanto menor o IDP, menores as perdas relativas no sistema.

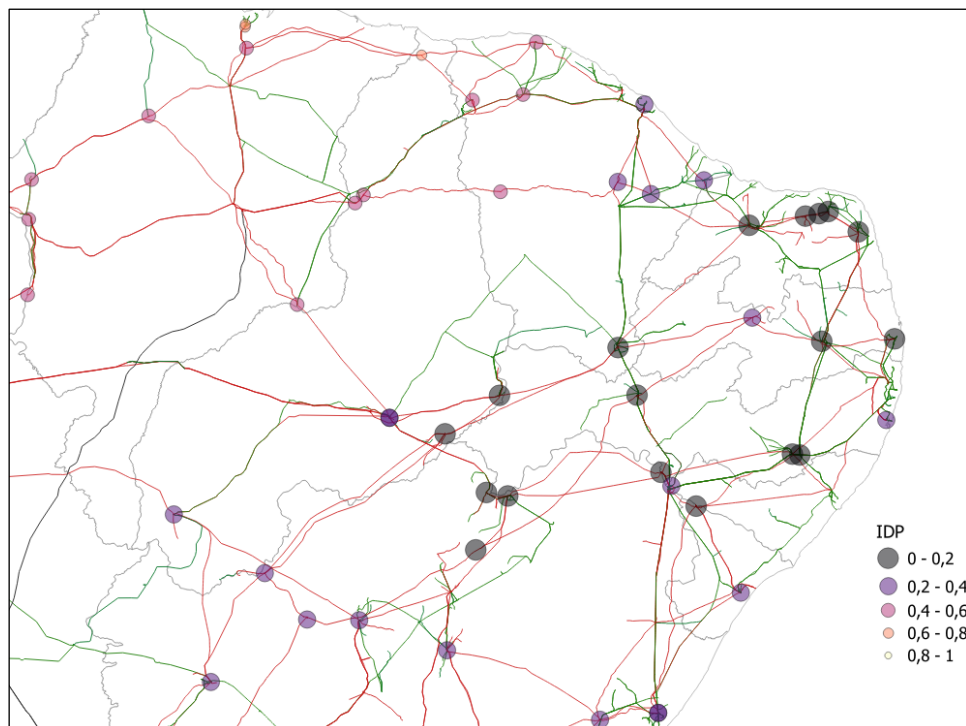


Figura 7-5 Valores de IDP para o sistema Nordeste

No sistema exportador (Nordeste), os mapas revelam uma faixa de alto desempenho energético que se estende do norte da Bahia ao Rio Grande do Norte. Nessa região, a combinação das distâncias e bom acoplamento com a rede CA resulta em perdas reduzidas. Esses pontos funcionam como “corredores expressos”, oferecendo as melhores condições para instalação de novas conversoras retificadoras.

Em contrapartida, à medida que se avança para áreas mais interiores e menos interligadas, o IDP cresce de forma perceptível, refletindo o aumento das resistências equivalentes e o maior esforço de transmissão.

No sistema receptor (Sudeste/Sul), a distribuição do IDP é notavelmente uniforme. São Paulo e Paraná se destacam como regiões de desempenho quase idêntico, o que sugere uma rede malhada, com redundância de trajetos e boa capacidade de absorção da energia recebida. Essa homogeneidade reforça a robustez do sistema receptor, em que as diferenças de perdas entre possíveis pontos de conexão tornam-se marginais.

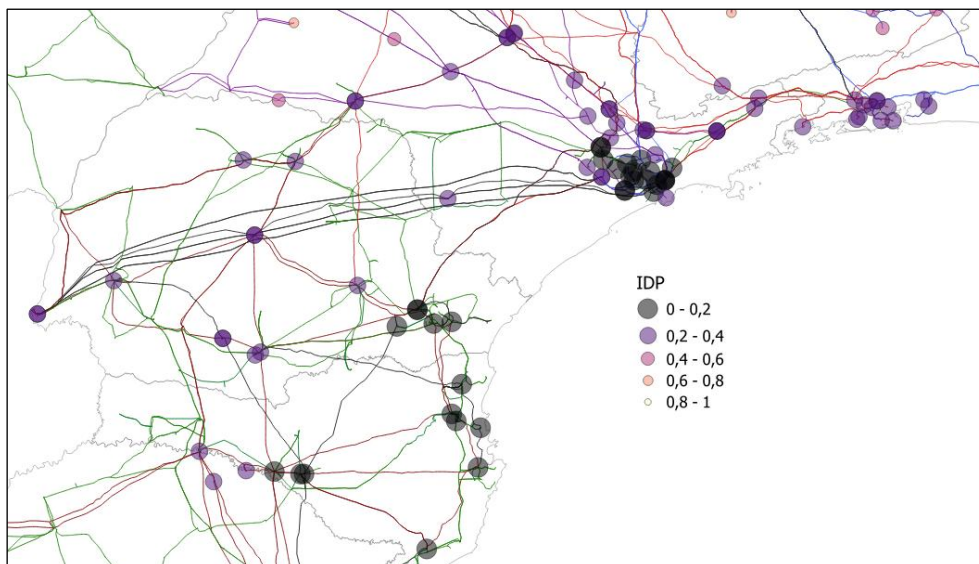


Figura 7-6 Valores de IDP calculado para o sistema Sudeste/Sul

7.4. Conclusões

A integração dos resultados dos índices permitiu a identificação dos pontos mais promissores para a conexão dos elos de corrente contínua entre as regiões Nordeste e Sudeste/Sul.

A análise cruzada dos mapas de SCR, MIIF e IDP mostrou que o comportamento regional dos indicadores converge para um conjunto de barramentos candidatos que conciliam robustez e maior eficiência de transmissão (a partir da redução de perdas elétricas).

7.4.1. Definição de pontos candidatos de conexão na região Nordeste

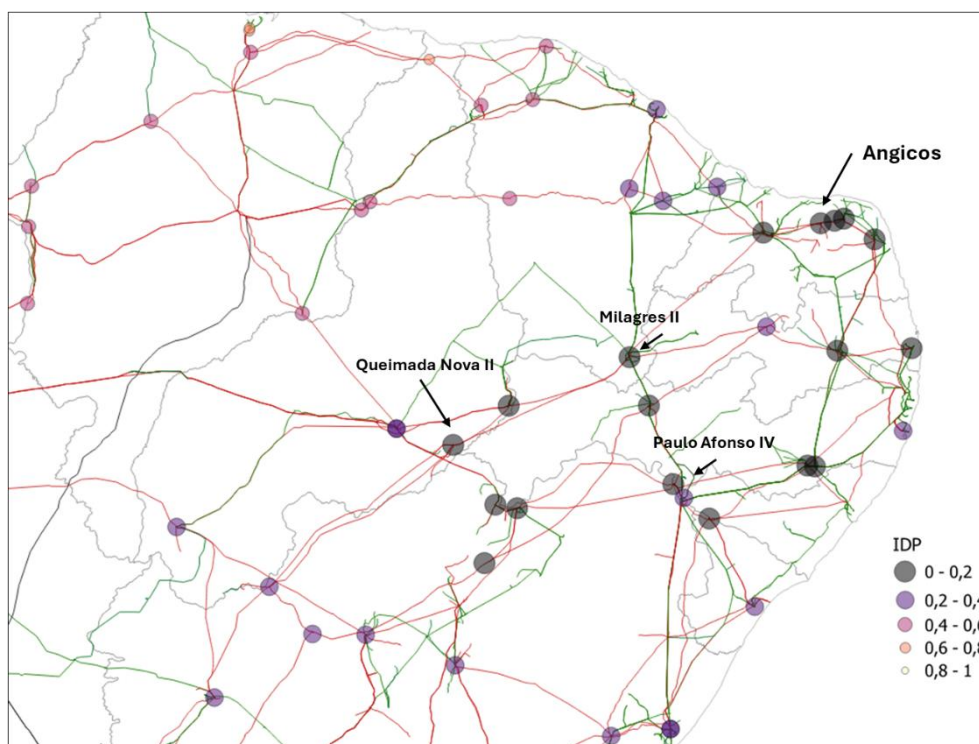


Figura 7-7 Pontos de conexão do novo bipolo Nordeste II na região Nordeste

No Nordeste, os melhores desempenhos foram observados em quatro subestações que se destacam tanto pela robustez relativa quanto pelo posicionamento geográfico favorável para o escoamento de energia:

- SE 500 kV Angicos (RN) – Apresenta baixo IDP e valores de SCR próximos a 4, configurando uma alternativa eficiente sob o ponto de vista energético e adequada para inserção de conversores LCC e VSC.
- SE 500 kV Milagres II (CE) – Exibe SCR entre 4 e 4,5, o que representa uma condição técnica sólida para a instalação de elos HVDC, com topologia de rede favorável e adequada para inserção de conversores LCC e VSC.
- SE 500 kV Paulo Afonso IV (BA) – Destaca-se pelo maior valor de SCR (entre 6 e 9), refletindo o forte acoplamento com o parque gerador do rio São Francisco e uma condição de rede altamente robusta. Apesar do IDP ligeiramente superior às demais alternativas, seu desempenho elétrico faz dela uma das opções mais seguras para conversores LCC.
- SE 500 kV Queimada Nova II (PI) – Apresenta equilíbrio entre robustez e eficiência, com SCR em torno de 3,5 e IDP competitivo, o que a coloca como uma outra opção viável.

De modo geral, a alternativa de Angicos se destaca pela eficiência energética e posicionamento estratégico para compor um “corredor expresso”, enquanto Queimada Nova II representa a opção com menor comprimento da Linha CC.

7.5. Definição de pontos candidatos de conexão no Sul e Sudeste

No subsistema receptor (Sudeste/Sul), a análise espacial dos índices MIIF e IDP demonstra uma rede amplamente robusta e homogênea, porém com algumas áreas que se sobressaem por combinar baixa interação elétrica entre elos HVDC, elevada capacidade de curto-circuito e eficiência energética.

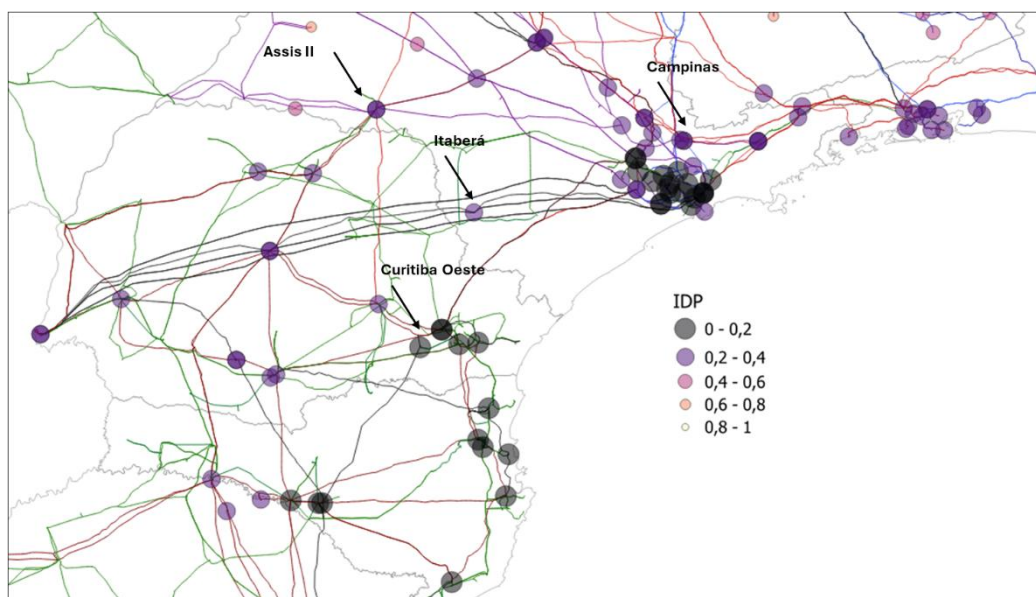


Figura -7-8 - Pontos de conexão do novo bipolo Nordeste II na região Sul/Sudeste

Dentre as alternativas avaliadas, as subestações Campinas, Itaberá, Assis e Curitiba Oeste se destacaram como os pontos mais promissores para conexão de novos terminais inversores.

- SE 500 kV Campinas (SP) – Localizada em uma das regiões de maior densidade elétrica do país, Campinas apresenta altos valores de SCR e MIIF moderado, refletindo uma rede fortemente malhada. Sua proximidade com importantes corredores de transmissão e centros de carga garante flexibilidade e elevada confiabilidade para operação.
- SE 500 kV Itaberá (SP) – Situada em um nó estratégico de interligação entre os sistemas Sudeste e Sul, Itaberá exibe equilíbrio entre robustez e afastamento elétrico em relação aos elos HVDC existentes no SIN. Os valores de SCR superiores a 4 e o MIIF reduzido indicam condições ideais para a recepção de potência de grandes bipolos, com mínimo acoplamento com outros elos já instalados e perdas sistemicamente reduzidas.
- SE 500 kV Assis (SP) – Caracteriza-se por uma rede local robusta, com topologia que favorece o escoamento de potência tanto em direção ao interior paulista quanto ao norte do Paraná. O índice IDP demonstra desempenho energético eficiente, o que, aliado ao baixo MIIF observado, torna Assis uma alternativa tecnicamente equilibrada para terminais HVDC.
- SE 500 kV Curitiba Oeste (PR) – Representa a principal alternativa receptora na região Sul do sistema. Seu elevado SCR e o MIIF consistentemente baixo a tornam um ponto de conexão altamente estável, mais isolado de interações significativas com os demais elos HVDC. Além disso, seu posicionamento geográfico permite uma distribuição mais ampla da potência recebida, aliviando o carregamento das linhas de 500 kV que convergem para o estado de São Paulo.

8. DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS E DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

8.1. Descrição de alternativas

Em função do diagnóstico de necessidade de ampliação da capacidade de exportação da região Nordeste e de importação da região Sul, foram identificados pontos promissores para conexão de eixos de transmissão de elevada capacidade, tanto na região Nordeste quanto nas regiões Sudeste e Sul, propostos no Capítulo 7.

Conforme será apresentado no Capítulo 9, dos pontos prospectivos selecionados para a região Nordeste, o terminal de Angicos foi identificado como o mais promissor do ponto de vista técnico-econômico, uma vez que evita a necessidade de expansões adicionais de rede no Rio Grande do Norte, contribuindo com a eliminação de sobrecargas em contingências na rede em 230kV da região e mitigando problemas de colapso de tensão locais.

Para a conexão de eixos de transmissão de elevada capacidade na região Sudeste/Sul foram avaliados os terminais de Assis, Itaberá, Campinas e Curitiba Oeste, no entanto, devido às restrições

socioambientais para expansão de terreno, as alternativas de Itaberá e Campinas, especificamente, foram ajustadas para novas subestações no entorno das existentes, chamadas respectivamente de Itaporanga 2 e Campinas 2.

Para as alternativas em corrente contínua, duas tecnologias foram consideradas: LCC e VSC. Além disso, considerando que existem pontos de chegada previstos para a região Sul e para a região Sudeste, também foram avaliadas conexões multiterminal, com chegada no Sudeste (SE Campinas 2) e no Sul (SE Curitiba Oeste). Neste caso, foram analisadas duas variações para as potências das conversoras nos terminais de chegada: (i) 3 GW e (ii) 1,5 GW. Apesar de um melhor controle da potência a ser transmitida para cada região (Sul ou Sudeste), reduzindo assim as perdas, o custo elevado de um ponto adicional com conversoras CA/CC tornou a solução multiterminal economicamente pouco atrativa.

Para as alternativas puramente em corrente alternada foram considerados novos eixos em 1.000kV, com o objetivo de minimização de perdas elétricas. Porém, devido à longa distância envolvida, surge a necessidade de construção de diversas subestações intermediárias, com transformadores elevadores/abaixadores e compensação série das linhas, o que tornou a solução economicamente pouco atrativa.

A Tabela 8-1 sintetiza as alternativas avaliadas no estudo, cujas obras comuns são discriminadas na seção 8.2 e o plano completo de obras descrito no Anexo 18.1.

Parte dessas obras se justifica por problemas de carregamento em regime permanente, conforme ilustrado no capítulo 10, já as demais obras são justificadas por desempenho em regime dinâmico, conforme ilustrado no capítulo 11.

Tabela 8-1 –Alternativas

ALTERNATIVAS EM CORRENTE CONTÍNUA			
Alternativa	Terminal emissor	Terminal receptor	Tecnologia
Alternativa 1A	Angicos	Curitiba Oeste	LCC 800kV - 3 GW
Alternativa 1B			VSC 600kV – 3 GW
Alternativa 2A		Itaporanga 2	LCC 800kV - 3 GW
Alternativa 2B			VSC 600kV – 3 GW
Alternativa 3A		Assis	LCC 800kV - 3 GW
Alternativa 3B			VSC 600kV – 3 GW
Alternativa 4A		Campinas 2	LCC 800kV - 3 GW
Alternativa 4B			VSC 600kV – 3 GW
Alternativa 5A		Campinas 2 / Curitiba Oeste	LCC 800kV - 3 GW / 3 GW / 3 GW
Alternativa 5B			LCC 800kV – 3 GW/ 1.5 GW/ 1.5 GW

ALTERNATIVAS EM CORRENTE ALTERNADA		
Alternativa	Subestações terminais e intermediárias	Nível de tensão
Alternativa 6	Angicos Milagres Juazeiro III Morro do Chapéu Poções Padre Paraíso Itabira Varginha 4 Campinas 2	1.000 kV

8.2. Obras Comuns

Existem diversas obras comuns para todas as alternativas conforme listagem abaixo:

- Horizonte determinativo (2033)
 - SE 500/230 kV JUAZEIRO DA BAHIA III - 3º ATF 500/230 kV
 - SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE
 - SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS
 - SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS
 - LT 500 kV ANGICOS – MONTE VERDE C3
 - LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1
 - Reator de Linha Fixo 500 kV, $(3+1R) \times 71,66$ Mvar 1 Φ
 - Reator de Linha Fixo 500 kV, $(3+1R) \times 71,66$ Mvar 1 Φ
 - LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO 2, C2
 - Reator de Linha Fixo 500 kV, $3 \times 45,33$ Mvar 1 Φ // Assis
 - Reator de Linha Fixo 500 kV, $(3+1R) \times 45,33$ Mvar 1 Φ // Marimbondo 2
 - LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1
- Horizonte indicativo (2035)
 - LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2
 - Reator de Linha Fixo 525 kV, 3×75 Mvar 1 Φ // Abdon Batista 2
 - Reator de Linha Fixo 525 kV, 3×75 Mvar 1 Φ // Curitiba Oeste
 - Recapacitação da LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1
 - Recapacitação da LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1

8.3. Alternativas

As obras específicas para cada alternativa se encontram na tabela a seguir:

Tabela 8-2 – Obras específicas de cada alternativa

OBRAS	1A	1B	2A	2B	3A	3B	4A	4B	5A	5B	6
SE 500 kV ANGICOS Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros CA, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✓ 2033-LCC	✓ 2033-LCC	✗
SE 525 kV CURITIBA OESTE Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros CA, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033-LCC	✓ 2033-LCC	✗
SE ITAPORANGA 2 Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros CA, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	✗	✗	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
SE ASSIS - Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros CA, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	✗	✗	✗	✗	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✗	✗	✗	✗	✗
SE CAMPINAS 2 - Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros CA, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033-LCC	✓ 2033-VSC	✓ 2033-LCC	✓ 2033-LCC	✗
LT CC ANGICOS - CURITIBA OESTE	✓ 2033 – 800 kV	✓ 2033 – 600 kV	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
LT CC ANGICOS – ASSIS	✗	✗	✓ 2033 – 800 kV	✓ 2033 – 600 kV	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
LT CC ANGICOS - CAMPINAS 2	✗	✗	✗	✗	✓ 2033 – 800 kV	✓ 2033 – 600 kV	✗	✗	✓ 2033 – 800 kV	✓ 2033 – 800 kV	✗
LT CC CAMPINAS 2 - CURITIBA OESTE	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033 – 800 kV	✓ 2033 – 800 kV	✗
SE ITABERÁ (Novo pátio 500 kV) 1º ATF 765/500 kV	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2033
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 + Reatores de Linha associados	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C2 + Reatores de Linha associados	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapacitação	✗	✗	✓ 2035	✓ 2035	✗	✗	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2035	✓ 2035
LT 500 kV ITABERÁ – CAMPINAS C1 + Reatores de Linha associados	✓ 2035	✓ 2035	✗	✗	✓ 2035	✓ 2035	✗	✗	✗	✗	✗

LT 500 kV ITAPORANGA 2 – ARARAQUARA 2 C1 + Reatores de Linha associados	✗	✗	✓ 2033	✓ 2033	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C1 + Reatores de Linha associados	✗	✗	✗	✗	✓ 2033	✓ 2033	✗	✗	✗	✗	✗
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C2 + Reatores de Linha associados	✗	✗	✗	✗	✓ 2035	✓ 2035	✗	✗	✗	✗	✗
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 e C2 + Reatores de Linha associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033
SECC LT 500 kV ARARAQUARA - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033	✓ 2033
LT 1000 kV ANGICOS - MILAGRES, C1 de Linha e capacitores série associados+ Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV ANGICOS - MILAGRES, C1 de Linha e capacitores série associados + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV JUAZEIRO III - MORRO DO CHAPÉU, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV MORRO DO CHAPÉU - POÇÕES, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV POÇÕES - PADRE PARAÍSO, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV PADRE PARAÍSO - ITABIRA, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV ITABIRA - VARGINHA 4, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
LT 1000 kV VARGINHA 4 - CAMPINAS 2, C1 + Reatores de Linha e capacitores série associados	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033
SE 1000/500 kV ANGICOS 1° e 2° ATF 1000/500 kV, (6+1R) x 1000 MVA 1Φ	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓ 2033

SE 1000/500 kV MILAGRES 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV JUAZEIRO 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV MORRO DO CHAPÉU 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV POÇÕES 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV PADRE PARAÍSO 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV ITABIRA 1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/345 kV VARGINHA 4 1° ATF 1000/345 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033
SE 1000/500 kV CAMPINAS 2 1° e 2° ATF 1000/500 kV, (6+1R) x 1000 MVA 1Φ	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	✓ 2033

9. ANÁLISE ECONÔMICA

Devido à elevada complexidade do estudo, optou-se por dividir a análise econômica em duas partes para otimizar a análise: (i) Conexão Nordeste e (ii) Conexão Sul/Sudeste.

A primeira parte foi realizada para definição do ponto de conexão dos eixos de transmissão de elevada capacidade no subsistema Nordeste, região para a qual se deseja o aumento da capacidade de exportação. Para isso, foi fixada, apenas de forma referencial, um ponto de chegada na região Sul/Sudeste.

Em seguida, definido o ponto de conexão na região Nordeste, foram avaliadas diferentes combinações com pontos de conexão no terminal Sul/Sudeste.

9.1. Conexão na região Nordeste

A primeira definição do estudo refere-se ao ponto de conexão do tronco de transmissão na região Nordeste. Esta estratégia otimiza o estudo por realizar uma análise econômica preliminar, buscando o mínimo custo global apenas para as alternativas de conexão no sistema Nordeste (mantendo, nessa etapa, uma solução única e referencial para conexão no Sudeste/Sul – SE Itaporanga 2).

Buscou-se capturar diferentes pontos da malha de transmissão da região Nordeste de forma que se pudesse fazer a melhor escolha técnica e econômica. Os índices que balizaram as escolhas das subestações candidatas estão descritos na seção 7.4.

Foram escolhidos quatro pontos de conexão como alternativas na região Nordeste: Angicos (nova subestação no estado do Rio Grande do Norte), Milagres II no estado do Ceará, Queimada Nova II no estado do Piauí e Santa Brígida, nova subestação próxima à SE Paulo Afonso IV no estado da Bahia.

Desta forma, foram conduzidas análises elétricas em regime permanente e dinâmico, com o objetivo de identificar o conjunto de reforços CA e CC que tornaria as alternativas equivalentes. O conjunto de obras para cada alternativa está descrito no Anexo 18.1.1.

Ao se avaliar o desempenho elétrico das alternativas, concluiu-se que as alternativas mais ao norte (Angicos e Milagres II) têm perdas elétricas menores, pois nestas alternativas a energia é transmitida por um comprimento maior de linha de transmissão em um nível de tensão mais elevado, reduzindo as perdas elétricas e oferecendo vantagem econômica neste quesito.

Quanto ao desempenho dinâmico, quando se analisa alternativas em corrente contínua, quanto menor o comprimento da LT CC menor o impacto durante perturbações envolvendo o bipolo. Neste sentido as alternativas de Queimada Nova II e Santa Brígida (Paulo Afonso) apresentaram vantagem sobre as demais.

Outra diferenciação entre alternativas em corrente contínua é a malha de transmissão CA no entorno do ponto de conexão, pois em caso de perturbação envolvendo o bipolo, a potência rejeitada pela conversora irá impactar imediatamente a rede de transmissão CA no entorno e ao norte da conversora. Sobre esta característica, destaca-se que as alternativas de Queimada Nova II e Santa Brígida tem comprimento da LT CC similares, mas a análise de desempenho em regime dinâmico da alternativa de Queimada Nova II mostra que ela necessita de menor investimento em compensação reativa variável em simulações de bloqueio de bipolo, pois o eixo central da Bahia tem desempenho melhor que o eixo leste da interligação Nordeste-Sudeste.

Analisando apenas investimento, a alternativa de Queimada Nova II é a de menor montante de investimento, mas por outro lado é que tem maiores perdas elétricas.

Sobre a alternativa de Angicos, pode-se destacar seu bom desempenho elétrico sob a perspectiva de margem para conexão de novas usinas de energia elétrica na região Nordeste, pois, ao coletar energia no estado do Rio Grande do Norte, onde há alta concentração de usinas renováveis, a rede de transmissão CA já existente fica com menor carregamento, eliminando, também, restrições elétricas atualmente existentes. Por isso, a alternativa de Angicos tem menor investimento em novas linhas de transmissão em 500 kV¹⁹.

Foram apontadas diferenças entre as alternativas, mas todas atendem aos requisitos técnicos de desempenho e são competitivas economicamente.

Conclui-se, ao final dessa avaliação de mínimo custo global preliminar²⁰, pela seleção da subestação de Angicos, situada entre as subestações de Açú III e João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte, como ponto de conexão dos eixos de transmissão de alta capacidade na região Nordeste.

Tabela 9-1 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
VSC 600 kV – Angicos	4.967.309,59	103,8%	4º
VSC 600 kV – Queimada Nova II	4.784.472,97	100,0%	1º
VSC 600 kV – Milagres II	4.912.862,68	102,7%	3º
VSC 600 kV – Santa Brígida (Paulo Afonso IV)	4.871.982,59	101,8%	2º

Tabela 9-2 Custo Diferencial de Perdas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
VSC 600 kV – Angicos	19.805.061,54	0,00	1º
VSC 600 kV – Queimada Nova II	20.181.724,41	376.662,87	4º
VSC 600 kV – Milagres II	20.022.990,74	217.929,20	2º
VSC 600 kV – Santa Brígida (Paulo Afonso IV)	20.026.425,13	221.363,59	3º

¹⁹ Apesar do maior custo associado ao novo eixo de transmissão de elevada capacidade, que terá maior extensão quando comparado às demais alternativas de conexão.

²⁰ Considerando rendimentos necessários + perdas como balizador.

Tabela 9-3 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
VSC 600 kV – Angicos	4.967.309,59	100,0%	1º
VSC 600 kV – Queimada Nova II	5.161.135,84	103,9%	4º
VSC 600 kV – Milagres II	5.130.791,88	103,3%	3º
VSC 600 kV – Santa Brígida (Paulo Afonso IV)	5.093.346,18	102,5%	2º

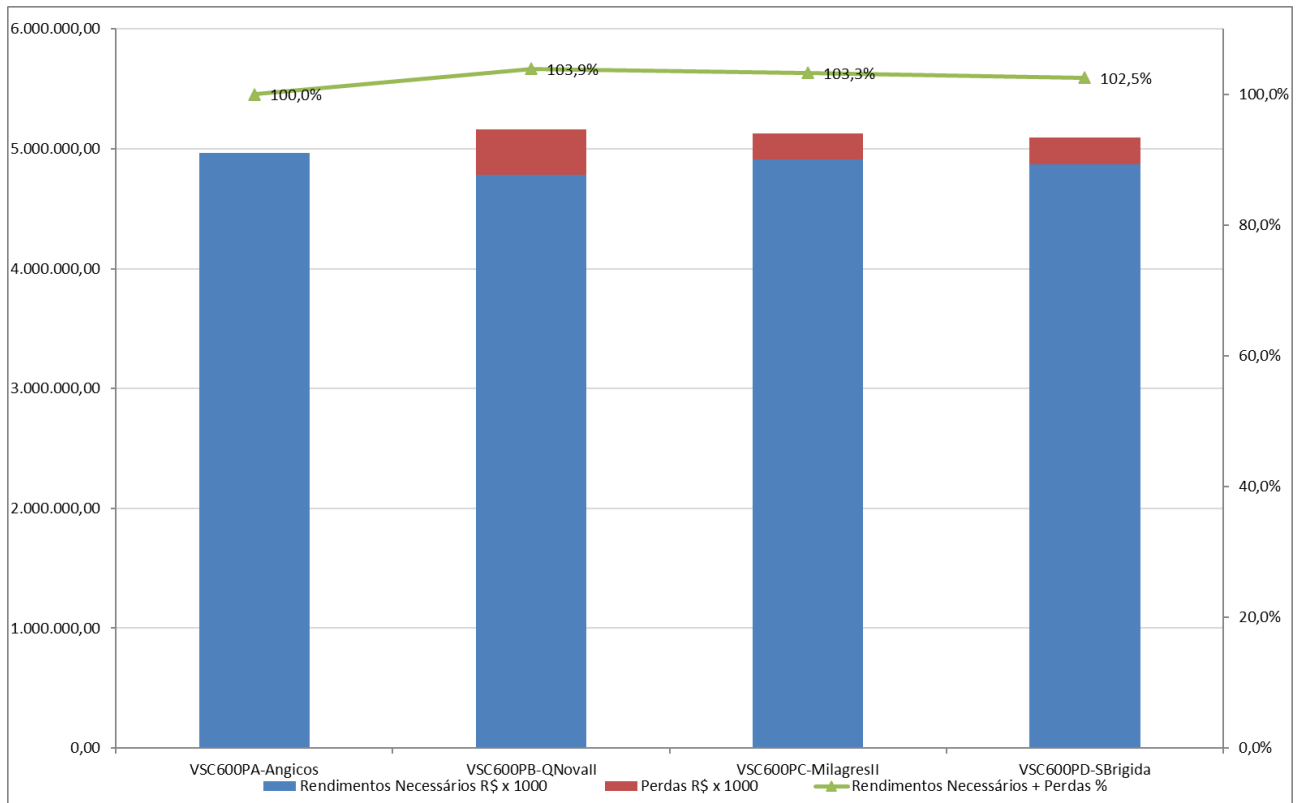


Figura 9-1 Comparação econômica das alternativas

9.2. Conexão na região Sul/Sudeste

Tendo definido que Angicos é o ponto de conexão do principal tronco de transmissão da região Nordeste, foram avaliados quatro pontos de conexão na região Sul/Sudeste: Campinas, Itaberá, Assis e Curitiba Oeste; caracterizados na seção 7.4

As três tecnologias consideradas nesta avaliação foram: corrente contínua VSC ± 600 kV, corrente contínua LCC ± 800 kV e corrente alternada 1.000 kV. Para as alternativas em corrente contínua foram consideradas soluções ponto a ponto e multiterminal.

Entre as 11 alternativas avaliadas, apenas as que consideram multiterminal em corrente contínua e 1.000 kV em corrente alternada mostraram-se pouco competitivas devido aos elevados investimentos.

Entre as alternativas em corrente contínua, pode-se observar algumas vantagens econômicas intrínsecas da tecnologia LCC como menores perdas elétricas, devido ao maior nível de tensão; menor investimento nas conversoras e menor investimento em linha de transmissão, por operar em menor corrente.

Entretanto, apesar destas vantagens econômicas intrínsecas das alternativas com tecnologia LCC, ao se analisar o desempenho destas alternativas no Sistema Interligado Nacional, outros investimentos vultosos em compensação reativa são necessários para que haja estabilidade no sistema durante grandes perturbações, eliminando sua vantagem econômica. A necessidade de compensação reativa variável nestas alternativas com tecnologia LCC poderia chegar a 8.400 Mvar distribuídos pelo SIN, o que significaria 28 novos compensadores síncronos (CSs) de 300 Mvar.

Ao se comparar o desempenho de alternativas em diferentes pontos de conexão, mas com a mesma tecnologia, observa-se pequenas diferenças. Entre as alternativas de Itaporanga 2 e Curitiba Oeste, que são as mais competitivas, observa-se que a alternativa de Curitiba Oeste tem menor necessidade de investimento em novos equipamentos para suporte de potência reativa devido ao seu afastamento das demais conversoras HVDC-LCC da região Sudeste. Esta vantagem da alternativa de Curitiba Oeste é notada principalmente entre as alternativas com tecnologia LCC, pois são susceptíveis à falha de comutação. Já com a aplicação da tecnologia VSC, o ponto de conexão em Itaporanga 2 mostra-se mais promissor, por três motivos principais:

- (i) Menores perdas: Apesar de Curitiba Oeste se mostrar uma solução com maior redução de perdas em cenários de RSUL elevado, Itaporanga 2 mostra-se como um ponto de conexão mais equilibrado, no sentido de otimizar perdas em cenários diversos, incluindo os de fluxo mediano, reduzido ou até inverso na interligação Sudeste – Sul;
- (ii) Posicionamento estratégico: O posicionamento da subestação Itaporanga 2 é estratégico no sentido de estar conectado, através de fortes troncos de interligação, diretamente com as regiões Sudeste e Sul, simultaneamente, possibilitando maior flexibilidade da solução em

acomodar incertezas referentes a cenários de expansão da oferta de geração futuros ou até mesmo situações conjunturais em que as regiões Sudeste ou Sul se tornem mais ou menos importadoras de energia;

- (iii) Extensão da linha de transmissão CC: Como já mencionado ao longo deste relatório, a linha de transmissão do elo HVDC planejado é a maior das Américas e Europa, até o presente momento, considerando a aplicação da tecnologia VSC (projetos existentes limitam-se a extensões da ordem de 1.000km). Nesse sentido, a conexão do HVDC na SE Itaporanga 2 traz como um importante benefício a redução de aproximadamente 300km em extensão da LT CC, reduzindo riscos operacionais e de projeto, favorecendo o atendimento ao critério de perda e queda de tensão máximas, sem maiores dificuldades.

A análise econômica das onze alternativas foi sintetizada nas tabelas a seguir, que indicam, respectivamente: os rendimentos necessários dos investimentos, o diferencial de custos de perdas elétricas e os custos totais associados a cada alternativa para efeitos de comparação.

A composição dos custos relacionados às obras propostas para as alternativas foi computada com base nos critérios descritos na seção 4.4, bem como no formulário de Consulta sobre Viabilidade de Expansão de Subestações disponível no Anexo 18.4. O detalhamento dos investimentos é apresentado no Anexo 18.1.4.

Conforme indicado na Tabela 9-6, a Alternativa “2B VSC Angicos - Itaporanga 2” foi a vencedora, representando a alternativa de mínimo custo global, computando rendimentos necessários para retorno de investimentos e custo de perdas. Apesar da diferença marginal de custos entre esta solução e a alternativa que se conectaria em Curitiba Oeste, configurando empate técnico-econômico, os benefícios acima destacados para a conexão em Itaporanga 2 justificaram a sua seleção como solução de referência.

Tabela 9-4 Rendimentos Necessários

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1A - LCC Angicos - Curitiba Oeste	5.511.206,62	113,2%	5º
Alternativa 1B - VSC Angicos - Curitiba Oeste	4.867.143,13	100,0%	1º
Alternativa 2A - LCC Angicos - Itaporanga 2	5.758.729,58	118,3%	7º
Alternativa 2B - VSC Angicos - Itaporanga 2	4.967.309,59	102,1%	2º
Alternativa 3A - LCC Angicos - Assis	5.802.910,13	119,2%	8º
Alternativa 3B - VSC Angicos - Assis	5.008.304,94	102,9%	3º
Alternativa 4A - LCC Angicos - Campinas 2	5.720.982,54	117,5%	6º
Alternativa 4B - VSC Angicos - Campinas 2	5.043.656,51	103,6%	4º
Alternativa 5A - LCC Multiterminal (3GW/ 3GW/ 3GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	6.153.411,86	126,4%	10º
Alternativa 5B - LCC Multiterminal (3GW/1.5GW/1.5GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	5.996.927,09	123,2%	9º
Alternativa 6 - Eixo em 1.000kV Angicos - Campinas 2	7.277.307,34	149,5%	11º

Tabela 9-5 Custo Diferencial de Perdas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
Alternativa 1A - LCC Angicos - Curitiba Oeste	19.783.268,15	50.089,87	3º
Alternativa 1B - VSC Angicos - Curitiba Oeste	19.925.753,17	192.574,88	7º
Alternativa 2A - LCC Angicos - Itaporanga 2	19.816.646,99	83.468,71	5º
Alternativa 2B - VSC Angicos - Itaporanga 2	19.805.061,54	71.883,26	4º
Alternativa 3A - LCC Angicos - Assis	20.035.772,86	302.594,58	10º
Alternativa 3B - VSC Angicos - Assis	20.120.598,99	387.420,70	11º
Alternativa 4A - LCC Angicos - Campinas 2	19.940.649,53	207.471,24	8º
Alternativa 4B - VSC Angicos - Campinas 2	20.021.770,89	288.592,61	9º
Alternativa 5A - LCC Multiterminal (3GW/ 3GW/ 3GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	19.733.178,28	0,00	1º
Alternativa 5B - LCC Multiterminal (3GW/1.5GW/1.5GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	19.913.855,79	180.677,51	6º
Alternativa 6 - Eixo em 1.000kV Angicos - Campinas 2	19.733.178,28	0,00	1º

Tabela 9-6 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1A - LCC Angicos - Curitiba Oeste	5.561.296,48	110,4%	5º
Alternativa 1B - VSC Angicos - Curitiba Oeste	5.059.718,02	100,4%	2º
Alternativa 2A - LCC Angicos - Itaporanga 2	5.842.198,29	115,9%	6º
Alternativa 2B - VSC Angicos - Itaporanga 2	5.039.192,85	100,0%	1º
Alternativa 3A - LCC Angicos - Assis	6.105.504,71	121,2%	8º
Alternativa 3B - VSC Angicos - Assis	5.395.725,65	107,1%	4º
Alternativa 4A - LCC Angicos - Campinas 2	5.928.453,78	117,6%	7º
Alternativa 4B - VSC Angicos - Campinas 2	5.332.249,11	105,8%	3º
Alternativa 5A - LCC Multiterminal (3GW/ 3GW/ 3GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	6.153.411,86	122,1%	9º
Alternativa 5B - LCC Multiterminal (3GW/1.5GW/1.5GW) Angicos - Campinas 2 - Curitiba Oeste	6.177.604,60	122,6%	10º
Alternativa 6 - Eixo em 1.000kV Angicos - Campinas 2	7.277.307,34	144,4%	11º

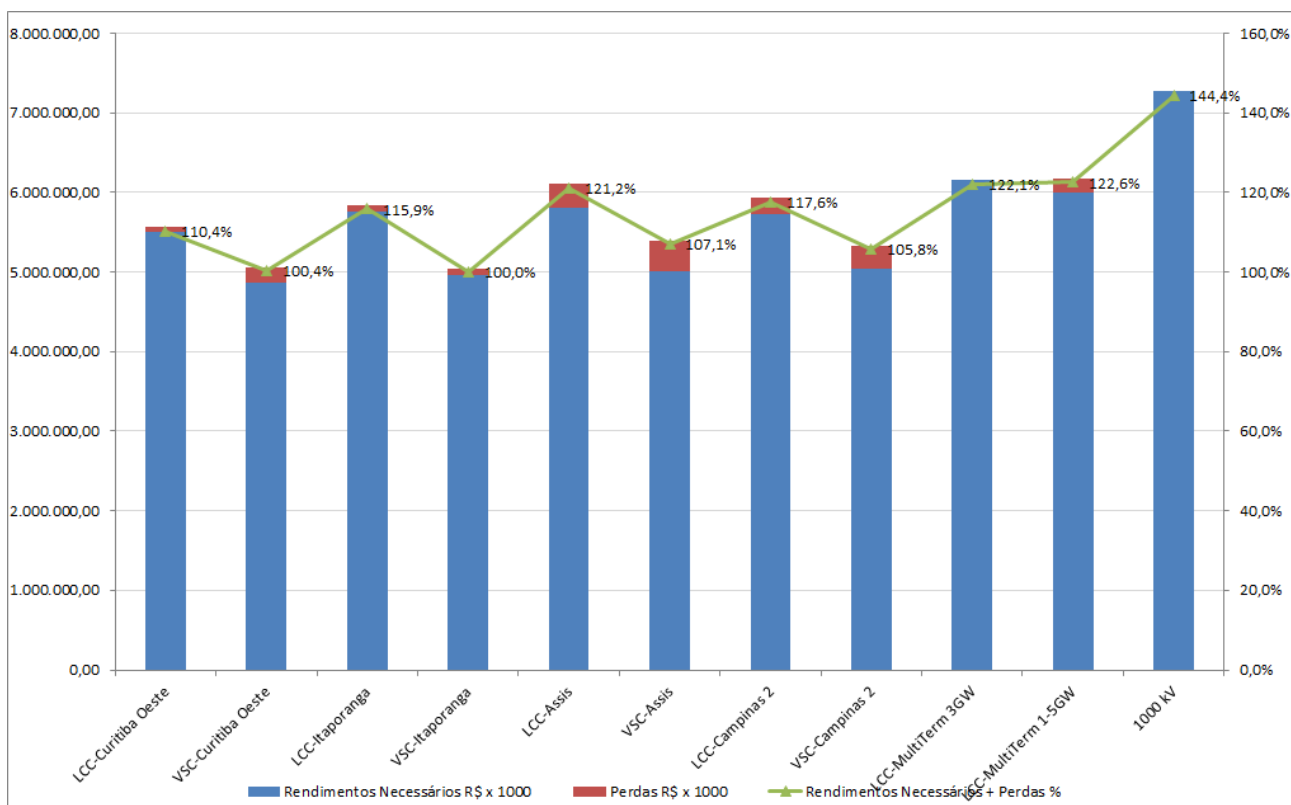


Figura 9-2 Comparação econômica das alternativas.

9.3. Níveis de tensão – Rede CC

Após contato com diversos fornecedores de conversoras CA/CC, foram mapeadas incertezas quanto a evolução da tecnologia VSC nos próximos anos, o que suscitou a definição de três cenários futuros, com respectivas soluções técnicas que poderão ser utilizadas no projeto do bipolo Nordeste II, a depender da evolução das condições de fornecimento do mercado HVDC internacional, conforme apresentado no Capítulo 6, com ênfase nas seções 6.2.2.5 e 6.7.

Nesses três cenários de sensibilidade futuros foi mantida a potência nominal do HVDC em 3000 MW, por este já ser um valor compatível com as necessidades sistêmicas mapeadas neste estudo e por se entender que este valor já estaria num limite seguro para garantir desempenho adequado da rede, durante bloqueio do bipolo, considerando a configuração de rede e cenários avaliados, conforme apresentado no Capítulo 11.

No que se refere a tensão nominal, foram definidas três variações possíveis:

- Cenário Referência – Tensão nominal de ± 600 kV (podendo sofrer variação para ± 640 kV);
- Cenário inferior – Tensão nominal de ± 525 kV;
- Cenário Superior – Tensão nominal de ± 800 kV.

Conforme apresentado na seção 6.5, para cada cenário, considerando o nível de tensão nominal das conversoras, foram concebidos projetos específicos de linha de transmissão, visando garantir o atendimento dos critérios de perda e queda de tensão máximas, em valores em torno de 5% e 6%. Nesse sentido, foram adotados os seguintes condutores como solução referencial em cada um dos cenários analisados neste relatório: (i) cenário inferior – 525kV – Trasher; (ii) cenário de referência – 600kV – Kiwi; e (iii) cenário superior – 800kV – Bittern.

Observa-se, a partir da Tabela 9-9, que as soluções concebidas para os três cenários podem ser consideradas equivalentes do ponto de vista técnico-econômico, com variações marginais de custo de investimento²¹ e perdas.

Assim, apesar de mantida como recomendação referencial a solução em 600kV, nada impede que o fornecimento do equipamento seja feito em nível de tensão diferente (525kV, 640kV ou 800kV), a depender das condições de fornecimento de mercado vigentes no momento da licitação.

²¹ Cabe destacar que não foram recebidas informações de custo para conversoras em 800kV. Assim, os custos dessas conversoras em específico foram estimados por previsão linear, considerando os valores recebidos para conversoras de 600kV e 525kV. Dessa forma, é importante destacar que há incertezas no investimento associado ao cenário superior, que deverá ser confirmado com eventuais fornecedores, na etapa de licitação.

Quanto aos custos adotados para as conversoras de 525kV e 600kV, estes constituem as médias dos valores fornecidos por dois fabricantes, para cada nível de tensão.

Tabela 9-7 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Cenário Inferior (525 kV)	4.915.238,77	100,0%	1ª
Cenário de referência (600 kV)	4.967.309,59	101,1%	2ª
Cenário Superior (800 kV)	5.200.219,91	105,8%	3ª

Tabela 9-8 Custo Diferencial de Perdas

Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
Cenário Inferior (525 kV)	44.475.537,90	12.905,50	3ª
Cenário de referência (600 kV)	44.462.632,40	0,00	1ª
Cenário Superior (800 kV)	44.462.693,27	60,87	2ª

Tabela 9-9 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas

Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Cenário Inferior (525 kV)	4.928.144,27	100,0%	1ª
Cenário de referência (600 kV)	4.967.309,59	100,8%	2ª
Cenário Superior (800 kV)	5.200.280,78	105,5%	3ª

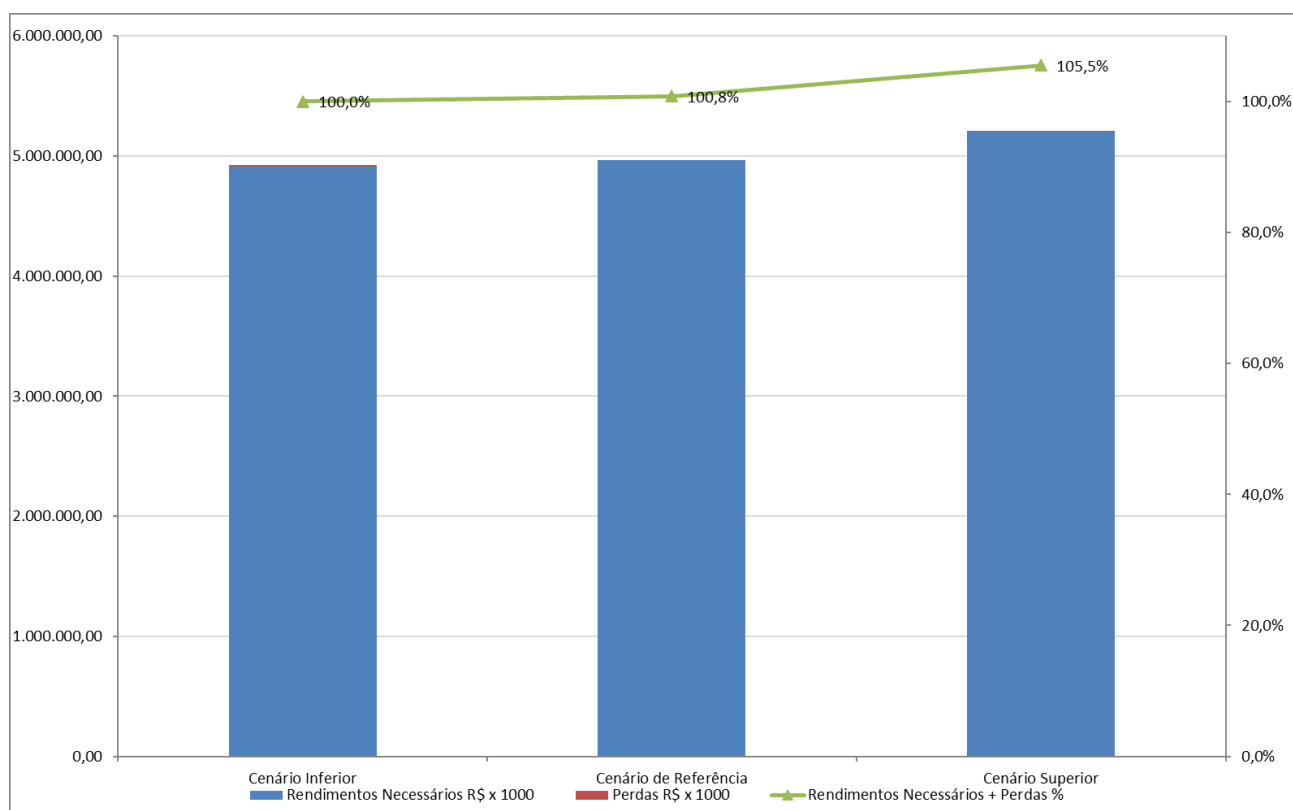


Figura -9-3 Comparação econômica das alternativas – Níveis de tensão – Rede CC.

10. DIAGNÓSTICO E DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Deste capítulo em diante são apresentadas análises referentes à alternativa vencedora, indicada no capítulo 9.

Para atingimento dos valores de intercâmbio desejados neste estudo, foi considerada, inicialmente, uma configuração mínima que fosse suficiente para realizar as avaliações de regime permanente e detectar a necessidade de obras adicionais para um desempenho robusto e completo da solução a ser recomendada.

Neste caso, foram considerados os casos base do PDE 2034 (conforme Capítulo 4), com inclusão de dois grupos de obras: (i) Integração do novo bipolo e (ii) recomendações de obras na região de SP e MG, conforme estudos regionais recentemente finalizados ou em andamento.

- Integração do novo bipolo (conjunto mínimo de obras necessário)
 - LT CC 600kV ANGICOS – ITAPORANGA 2 C1 e C2
 - Terminal Angicos:
 - SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE
 - SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS
 - SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS
 - Terminal Itaporanga 2:
 - SE 765/500 kV ITABERÁ - 1º ATF 765/500 kV 1650 MVA
 - Nova LT 500 KV ITABERÁ – CURITIBA OESTE C1 E C2 (2xCS)
 - Nova LT 500 KV ITAPORANGA 2 - ITABERÁ C1, E C2 (2xCS)
- Estudos regionais recentemente finalizados ou em andamento (SP e MG)
 - Nova SE 500/345 kV SANTANA
 - 3 x ATF 500/345 kV 1200 MVA
 - SECC LT 345 kV SANTO ÂNGELO - ITAPETI, C1, C2 (CD), NA SE SANTANA
 - SECC LT 345 kV TIJUCO PRETO - ITAPETI, C1, C2 (CD), NA SE SANTANA
 - SECC LT 500 kV TIJUCO PRETO - LORENA, C1, NA SE SANTANA
 - SE 500/345 kV Poços de Caldas - 2º ATF 500/345 kV
 - SE 500/440/345 440 kV Fernão Dias - 4º ATF 500/345 kV e 3º ATF 440/345 kV
 - SE 500/345 440 kV Taubaté - Subst. ATF-1 500/440 kV de 900 para 1200 MVA
 - SE 500 kV Marimbondó 2 - 3º Reator de barra 136 Mvar
 - Ajustes em equipamentos terminais
 - LT 440 kV ARARAQUARA - PIRACICABA, C1
 - LT 440 kV PIRACICABA - STA BÁRBARA D'OESTE, C1
 - LT 345 kV ITAPETI - SANTO ANGELO, C1 e C2 (CS)
 - Recapacitação - LT 500 kV CACHOEIRA PAULISTA - LORENA, C1

A próxima seção apresenta os problemas observados nos cenários mais críticos, na configuração base, considerando apenas esse primeiro pacote de obras, e o desempenho após a inclusão das demais obras da alternativa de referência.

10.1. Monitoramento de Sobrecarga (Rede Básica)

As figuras abaixo apresentam o carregamento de elementos de rede onde foram identificadas violações, no caso base e após a inclusão completa de obras da alternativa de referência.

Legenda:

	Carregamento em N-1 em relação a capacidade de longa duração
	Carregamento em N em relação a capacidade de longa duração
	Carregamento em N-1 em relação a capacidade de curta duração

10.1.1. ATF 500/230 kV da SE Juazeiro da Bahia III

Problema identificado: Sobrecarga no ATF 500/230 kV da SE Juazeiro da Bahia III na perda de um de uma das unidades – vide primeira ilustração da Figura 10-1.

Solução: Recomendação do 3º ATF 500/230 kV para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-1.

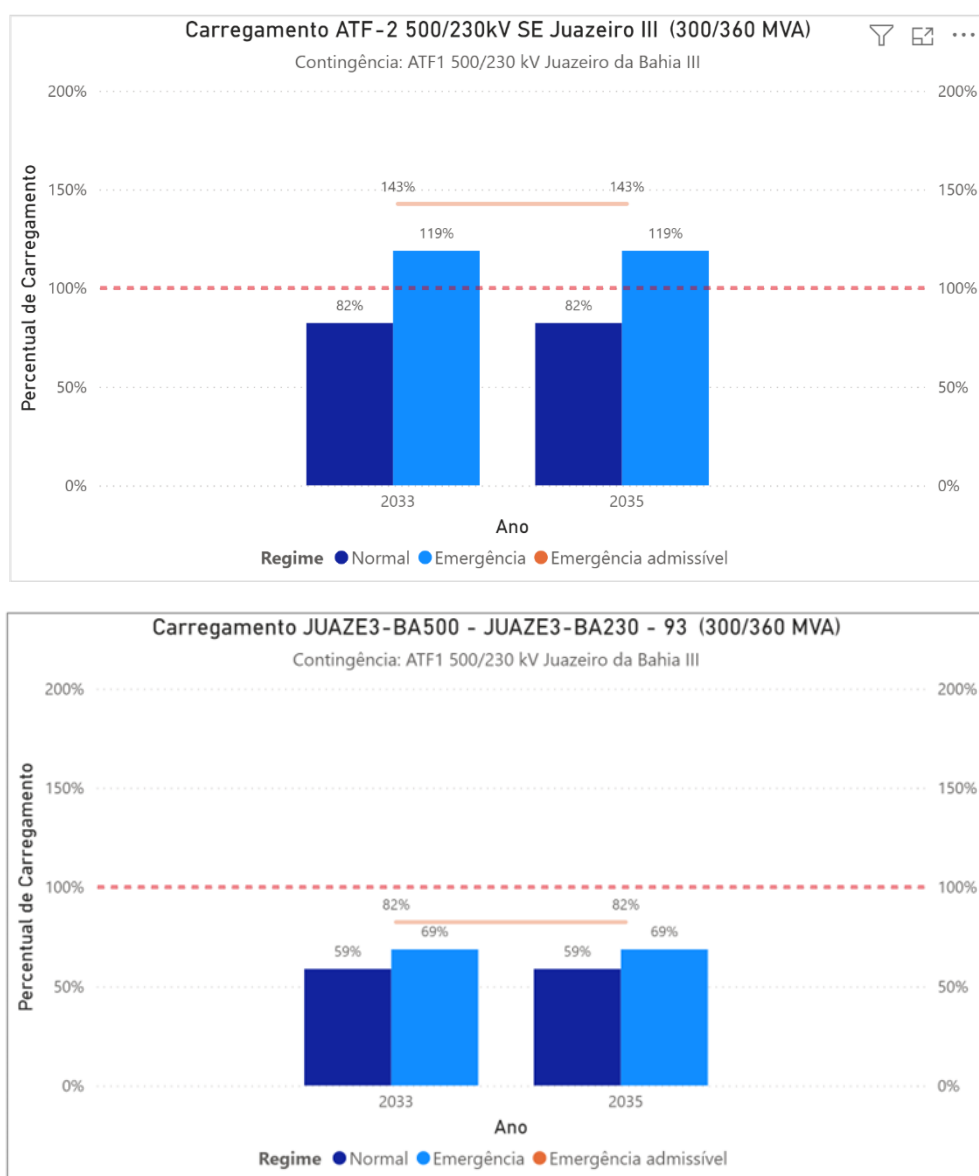


Figura 10-1 – Carregamento normal/emergência para os ATFs 1 e 2 500/230 kV da SE Juazeiro da Bahia III

10.1.2. ATF 525/230 kV da SE Curitiba Leste

Problema identificado: Sobrecarga no ATF 525/230 kV da SE Curitiba Leste em regime normal – vide primeira ilustração da Figura 10-2.

Solução: Ratificação do 2º ATF 525/230 kV, recomendado no estudo EPE-DEE-RE-006-2018 – “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 1 (Obras Recomendadas para o Curto Prazo)” para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-2.

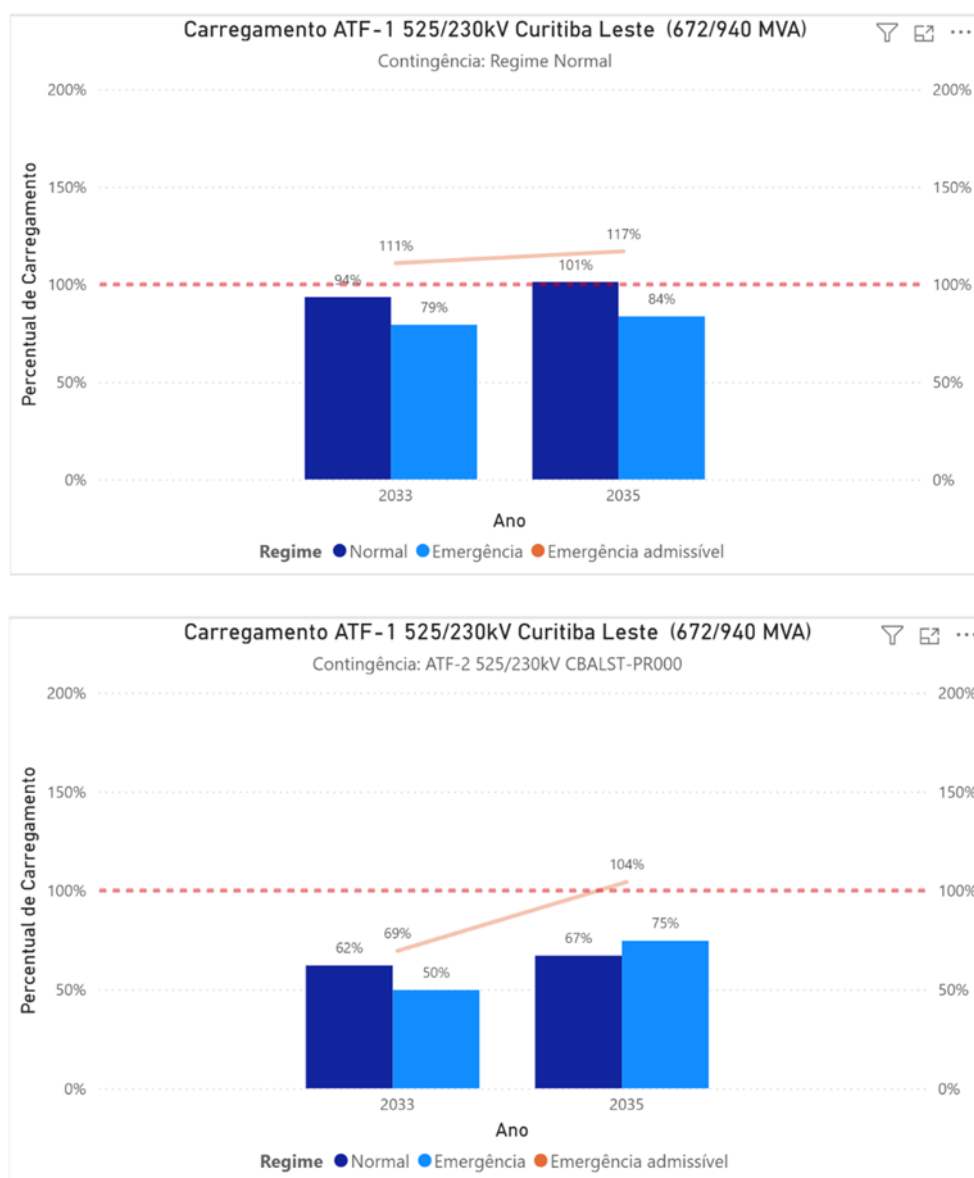


Figura 10-2 – Carregamento normal/emergência para o ATF 1 500/230 kV da SE Curitiba Leste

10.1.3. LT 500 kV Angicos – Monte Verde C2

Problema identificado: Sobrecarga na LT 500 kV Angicos – Monte Verde C2 na contingência do 1º circuito – vide primeira ilustração da Figura 10-3.

Solução: Recomendação do 3º circuito entre Angicos – Monte Verde para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-3.

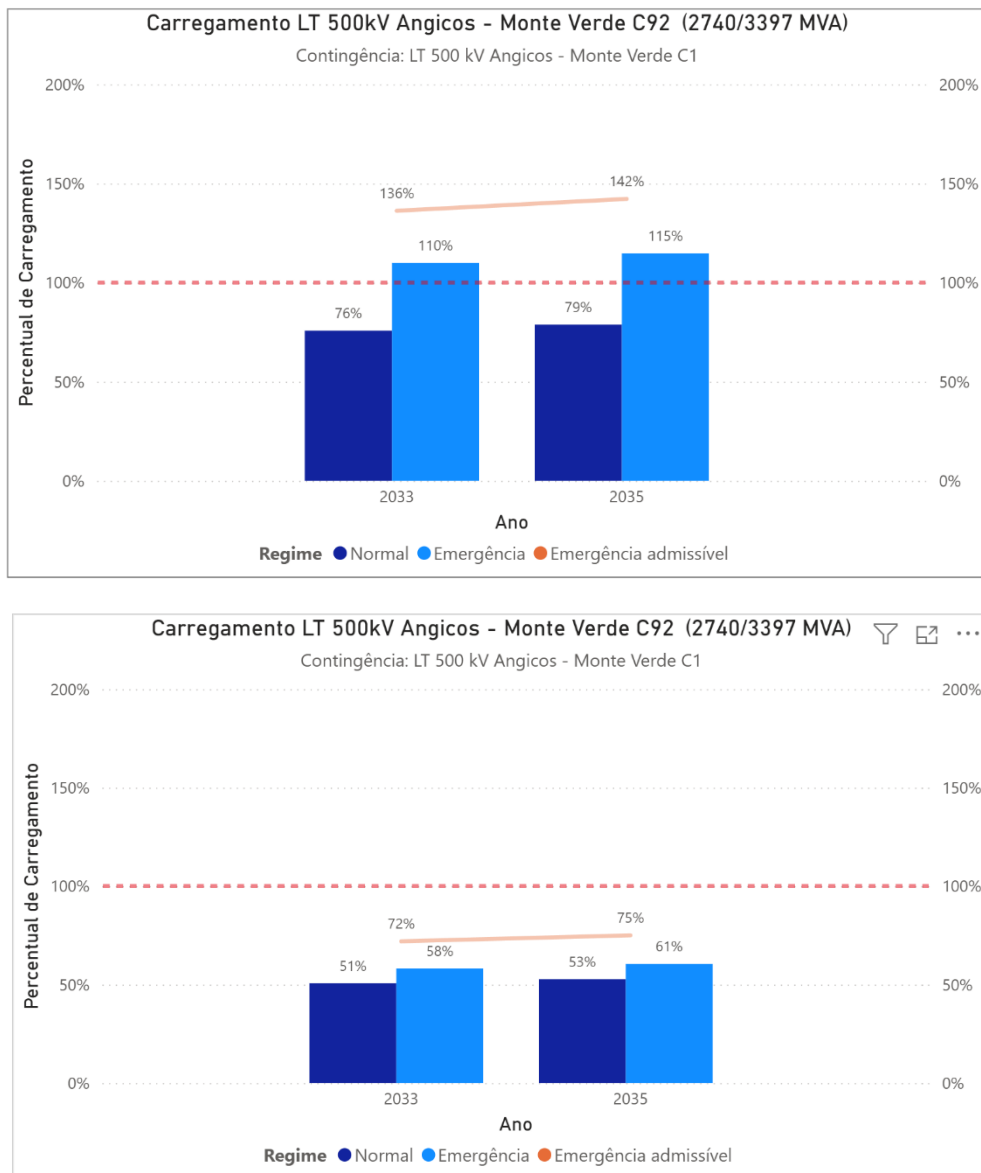


Figura 10-3 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Angicos – Monte Verde C2

10.1.4. LT 500 kV Campinas – Itatiba C1

Problema identificado: Sobrecarga na LT 500 kV Campinas – Itatiba C1 na contingência da LT 500 kV Campinas – Itatiba C2 – vide primeira ilustração da Figura 10-4.

Solução: Recomendação da recapitação do circuito 1 (nova capacidade de 2910/3464 MVA) para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-4.

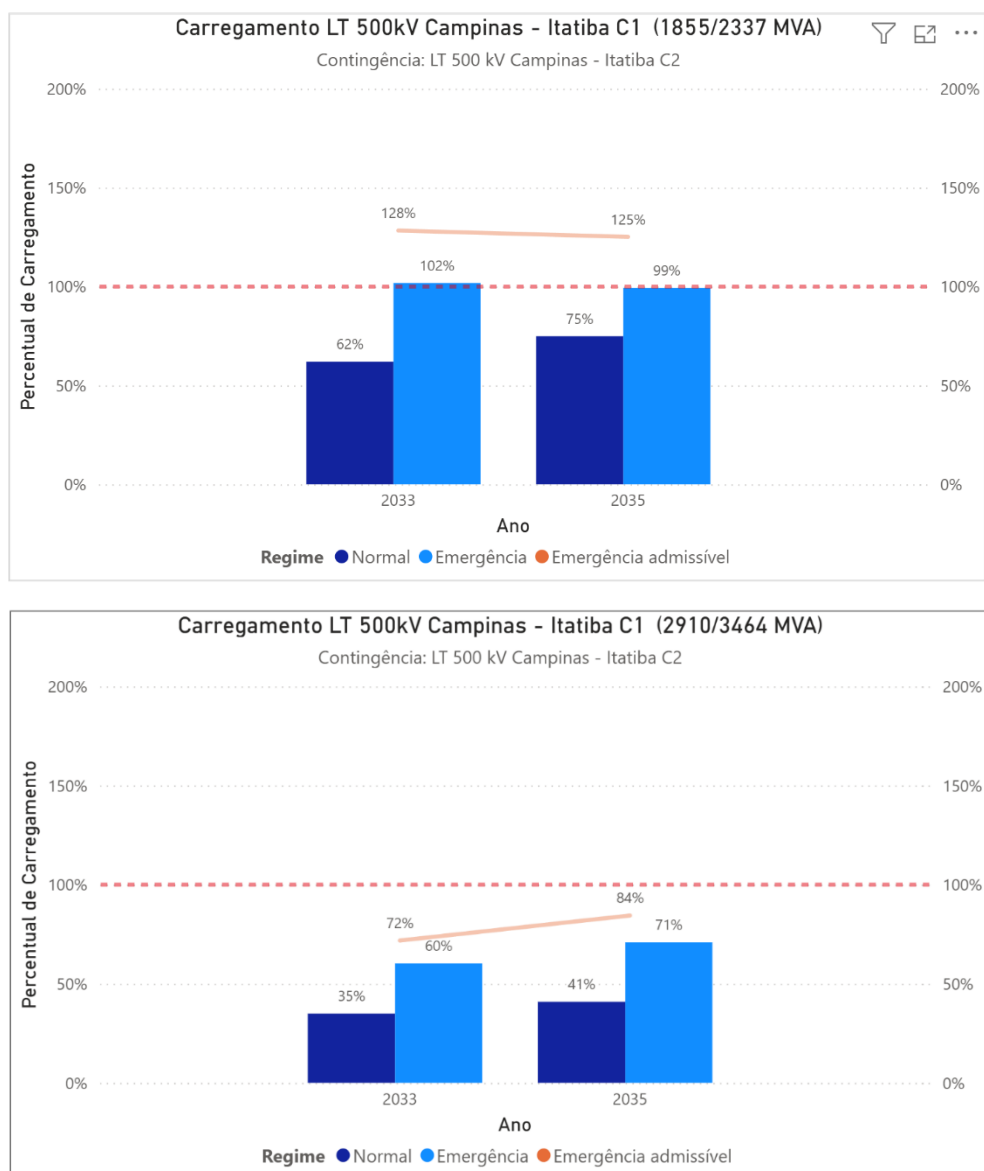


Figura 10-4 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Campinas – Itatiba C1

10.1.5. LT 500 kV Itatiba – Ibiúna C1

Problema identificado: Sobrecarga na LT 500 kV Itatiba – Ibiúna C1 em regime normal – vide primeira ilustração da Figura 10-5.

Solução: Recomendação da recapitação do circuito 1 (nova capacidade de 2910/3464 MVA) para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-5.

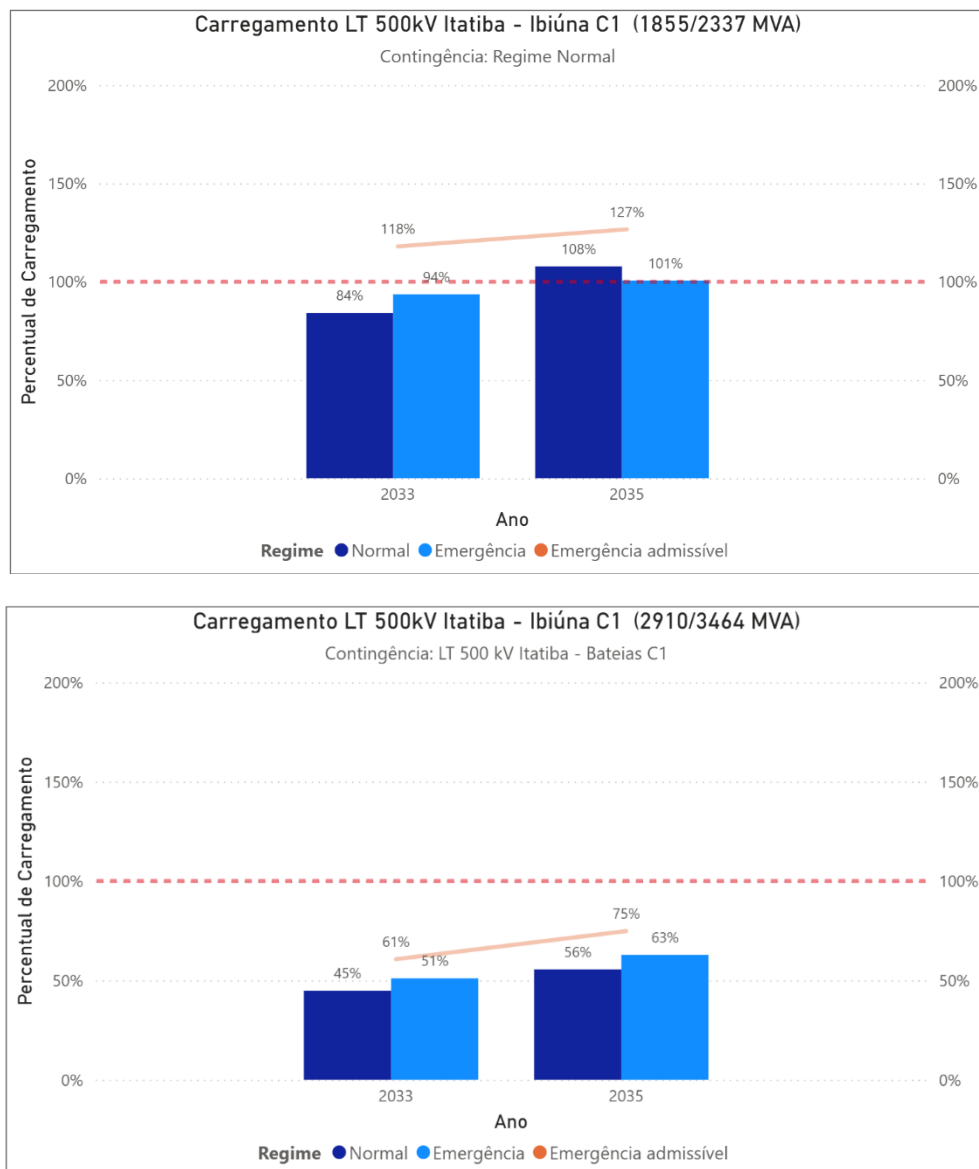


Figura 10-5 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Itatiba - Ibiúna C1

10.1.6. LT 500 kV Londrina - Assis C1

Problema identificado: Sobrecarga na LT 500 kV Londrina - Assis C1 em regime normal – vide primeira ilustração da Figura 10-6.

Solução: Recomendação da recapitação do circuito 1 (nova capacidade de 2910/3464 MVA) para solucionar essa sobrecarga – vide segunda ilustração da Figura 10-6.

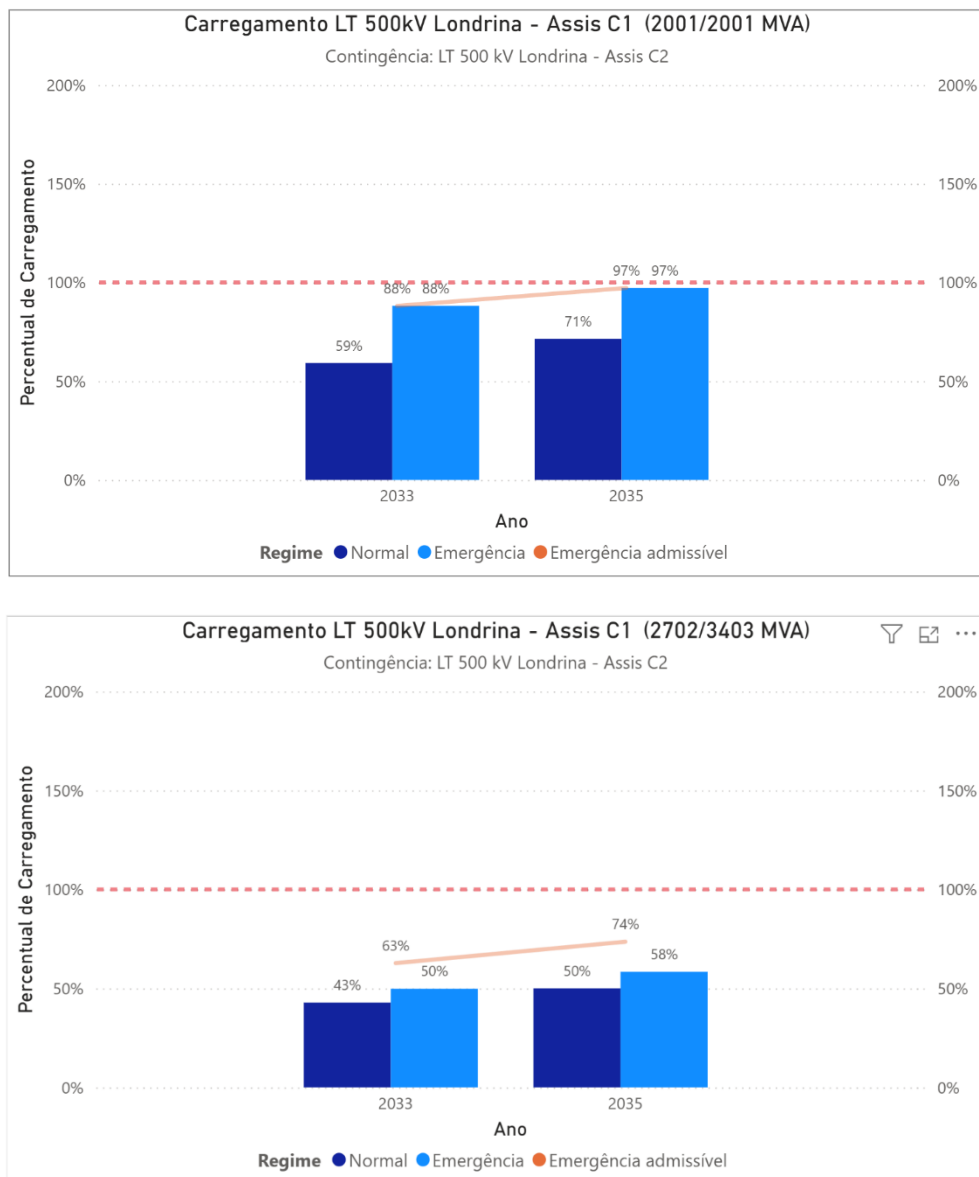


Figura 10-6 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Londrina - Assis C1

11. DESEMPENHO DINÂMICO – ESTABILIDADE ELETROMECHANICA

Neste capítulo serão apresentados os resultados das análises de estabilidade eletromecânica da alternativa vencedora deste estudo e questões relevantes associadas à definição de potência nominal do bipolo e sua capacidade de sobrecarga, bem como desempenho das linhas de transmissão em corrente alternada e novas transformações da região Sul e Sudeste.

11.1. Premissas

Foram consideradas as seguintes premissas nos estudos de estabilidade eletromecânica:

11.1.1. Premissas Globais

- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, para indisponibilidade de circuito simples CA ou de um polo CC;
- Para as primeiras oscilações de tensão em emergência simples, admitem-se valores mínimos de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;
- O valor de *Frequency Nadir* considerado aceitável nas simulações foi de 59 Hz;
- A representação adotada para carga foi de 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante na parte reativa;
- Foi desabilitado o controle de inércia sintética das usinas eólicas;
- Para a realização do estudo, utilizou-se a base de dados dinâmica da EPE, ajustada a partir da base do ONS publicada em BD3Q25-PAR30R0. Essa base se destaca por incluir, no caso das usinas renováveis ainda não validadas, modelos padrão de planejamento. Esses modelos são derivados de versões já validadas e adaptados para atender às exigências mínimas previstas nos procedimentos de rede;
- Nesta fase de estudo, são requeridos tempos de recuperação de potência para os conversores HVDC da tecnologia LCC iguais ou inferiores a 250 ms, de forma a atender, com segurança, o limite de 350 ms preconizado pelos Procedimentos de Rede do ONS. Este índice de desempenho é medido como o tempo, após a extinção do defeito causador, que o elo leva para atingir, sem posterior redução, 90% da potência transmitida na condição pré-falta;
- Para assegurar a estabilidade do sistema elétrico na perda de um bipolo, admite-se o corte controlado de geração, a partir de atuação de um SEP considerando o tempo total de 250 ms entre o bloqueio do bipolo e o corte de geração;

11.1.2. Para a tecnologia LCC

- Adotou-se o valor de 14° como o ângulo de extinção para detecção automática de falhas de comutação, baseado na experiência operativa com o bipolo HVDC do Madeira;
- Para a simulação de eventos envolvendo a ocorrência de falhas de comutação foram adotadas duas premissas:
 - (i) duração de 40 ms para falhas em barras remotas e de 100 ms para falhas locais, nas barras conversoras dos sistemas em corrente contínua (CC), quando considerada a opção de detecção automática de falhas de comutação (DFCM) no programa ANATEM®;
 - (ii) utilização dos tempos de falhas de comutação adotados pelo ONS, indicados nos documentos [16] e [17].

11.1.3. Para a tecnologia VSC

- A topologia de referência adotada foi a *Half-Bridge*, o que implica a necessidade de abertura do disjuntor CA em situações de curto-circuito no CC;
- O modo de controle considerado nas simulações foi o *Grid-Following*;
- Na subestação retificadora, adotou-se controle de potência e controle de tensão no lado CA;
- Na subestação inversora, adotou-se controle de tensão nos lados CC e CA;
- Foi considerada a possibilidade de operação monopolar;
- Para suporte reativo em regime permanente, admitiu-se a oferta de até $\pm 30\%$ da potência nominal;
- Dada a característica de baixa emissão harmônica da tecnologia, não foram modelados filtros associados ao conversor.

11.2. Modelo VSC

No estágio inicial deste estudo, os programas do CEPEL — ANAREDE® e ANATEM® — ainda não dispunham de modelos voltados à simulação de HVDC-VSC, o que limitava significativamente as análises elétricas. À época, persistiam também incertezas quanto às características e à capacidade operacional de conversores VSC associados a linhas de corrente contínua aérea, especialmente em elos de grande extensão, superiores a 2.000 km. Assim, diferentes abordagens foram gradualmente adotadas, à medida que o processo de revisão bibliográfica avançava e novas informações eram obtidas junto aos fabricantes de equipamentos, por meio de consultas técnicas.

A primeira representação do conversor em ambiente de fluxo de potência baseou-se em uma modelagem simplificada: as estações retificadora e inversora foram representadas por barras PV, com valores de potência ativa iguais aos despachados (retificadora) e recebidos (inversora), e limites

reativos inicialmente nulos, posteriormente ajustados para valores da ordem de 30% da potência nominal, conforme informações fornecidas pelos fabricantes.

No ambiente de simulação de transitórios eletromecânicos, o conversor VSC foi inicialmente aproximado por uma carga ZIP com elevada parcela de potência constante no programa ANATEM®.

Todavia, programas de transitórios eletromecânicos apresentam restrições de convergência quando a potência ativa e reativa é modelada integralmente como potência constante. Por essa razão, diversos testes foram conduzidos até que se encontrasse uma referência funcional estável. A configuração que apresentou melhor desempenho correspondeu a uma proporção de aproximadamente 60% de potência constante (P constante) e 40% de corrente constante (I constante).

Embora essa formulação tenha sido adequada para estudos preliminares, ela não se mostrou suficiente para a realização de análises elétricas conclusivas nem para a recomendação de reforços sistêmicos. Dessa forma, a etapa seguinte consistiu na contratação do Centro de Pesquisa Energética - CEPEL para o desenvolvimento de um modelo dinâmico específico para conversores VSC no programa ANATEM®.

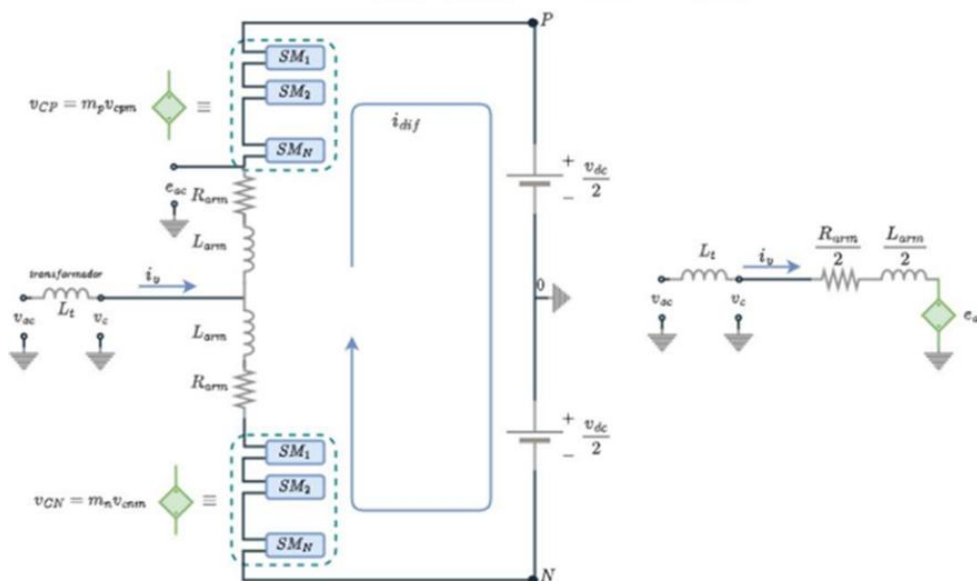


Figura 11-1 - Diagrama Elétrico equivalente do equacionamento em fasores dinâmicos de um conversor VSC - MMC

A versão preliminar do modelo, disponibilizada pelo CEPEL durante o desenvolvimento deste trabalho, foi calibrada de modo a reproduzir o desempenho de referência do modelo benchmark do PSCAD Knowledge Base, especificamente o VSC-MMC Half Bridge.

Os resultados obtidos para faltas na rede CA apresentaram desempenho satisfatório e coerente com a literatura técnica e os resultados de referência.

Para faltas na parte CC do sistema, embora o modelo VSC no ANATEM® ainda não estivesse totalmente apto à este tipo de simulação, até o momento da emissão da primeira versão deste

estudo, foi assegurado que o Sistema Interligado Nacional suportaria as piores perturbações, como o bloqueio permanente de polo ou de bipolo. Quanto à suportabilidade do conjunto de equipamentos do HVDC-VSC durante faltas no lado CC, demonstra-se no capítulo 12, por meio de simulações com modelo EMT no PSCAD, a viabilidade técnica da aplicação da tecnologia HVDC-VSC em linhas de transmissão aéreas longas.

Dessa forma, o modelo desenvolvido pelo CEPEL passa a ser a referência utilizada para estudos de transitórios eletromecânicos envolvendo sistemas HVDC-VSC. O projeto de modelagem seguirá em desenvolvimento, com o objetivo de estender sua aplicabilidade à simulação de eventos no lado CC.

11.3. Base de dados

O estudo das interligações, Parte III, teve início após a emissão do Relatório EPE-DEE-RE-018/2022. À época, a base de dados de dinâmica utilizada correspondia às versões STAB-PD2032-NOV2022 e STAB-PD2033-NOV2023, que continham todos os modelos dinâmicos oficiais das usinas renováveis, existentes e prospectivas, disponibilizados pelo ONS.

Essas bases apresentavam significativa complexidade de simulação, com frequentes problemas de convergência numérica e elevados tempos de processamento. Em razão dessas limitações, era prática comum empregar, nas etapas iniciais dos estudos, para as usinas renováveis, a modelagem DGER, realizando-se, posteriormente, na etapa final dos estudos, a validação do comportamento do sistema considerando todos os modelos oficiais das renováveis.

Entretanto, o evento de 15 de agosto de 2023, que provocou a interrupção do fornecimento de energia em 25 estados brasileiros, alterou profundamente o cenário de modelagem dinâmica. O Relatório de Análise de Perturbação (RAP) identificou como causa raiz do evento a baixa performance dos sistemas de controle de tensão de diversas usinas. Como encaminhamento, iniciou-se um processo abrangente de validação dos modelos das usinas renováveis e, de forma imediata, foram ajustadas as opções de controle das usinas eólicas e solares.

Essas modificações reduziram a contribuição de potência reativa dessas usinas durante situações de falta. No caso das usinas solares, a mudança resultou, para grande parte dos modelos, em contribuição reativa nula durante a aplicação da falta, impactando diretamente o comportamento dinâmico do sistema.

A incorporação desses novos modelos — publicados pelo ONS após o evento de 2023 — na base de dados da EPE evidenciou restrições adicionais nos limites de intercâmbio de potência, decorrentes do deterioramento do desempenho dinâmico da rede. Essa nova configuração levou à necessidade de reavaliação do conjunto inicial de obras que seriam recomendadas pelo presente estudo, resultando inicialmente em uma demanda irreal por unidades de compensação reativa, o que levantou dúvidas sobre a adequação daquelas bases de dados para realização dos estudos de planejamento.

Até meados de 2025, o processo de validação dos modelos havia coberto apenas 25% das usinas eólicas e de 12% das usinas fotovoltaicas, mantendo elevada incerteza sobre o desempenho dos modelos restantes. Diante desse contexto, a EPE sugeriu e atuou junto ao ONS, no desenvolvimento de uma base de dados de planejamento, com dois objetivos principais:

- Aumentar a aderência entre as simulações e o comportamento real do sistema;
- Assegurar conformidade dos modelos com os requisitos mínimos de desempenho definidos para as usinas eólicas e solares nos Procedimentos de Rede.

Para tanto, foram definidos três grupos de usinas, classificados conforme o ano de emissão do parecer de acesso:

- Grupo A – Pareceres até 2017: modelos sem inércia sintética, injeção de corrente reativa sob defeito ou controle de tensão;
- Grupo B – Pareceres entre 2017 e 2023: modelos com inércia sintética (para eólicas) e injeção de corrente reativa sob defeito, mantendo o controle de tensão desabilitado, pois ainda não havia os requisitos de tempo de resposta do controle de tensão nos Procedimentos de Rede;
- Grupo C – Pareceres a partir de novembro de 2023: modelos com inércia sintética habilitada (eólicas), injeção de corrente reativa sob defeito e controle de tensão ativados, ajustados para cumprir os requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede.

Com base nessa classificação, foram criadas duas topologias, baseadas em um modelo de geração eólica já validado e em um modelo de geração solar já validado, cada uma com diferentes parametrizações para representar os grupos A, B e C. Esses modelos foram atribuídos aos geradores com modelagem ainda não validada e cuja injeção de corrente reativa sob defeitos estava setada como nula. O principal benefício desse desenvolvimento, foi garantir que o desempenho de cada usina nas simulações estivesse compatível com os requisitos mínimos exigidos em procedimentos de rede, garantindo representatividade e consistência nos estudos de longo prazo.

A adoção dessa nova base trouxe ganhos de desempenho e usabilidade, resultando em melhor resposta do SIN em condições de contingência e maior estabilidade numérica nas simulações. Além disso, proporcionou maior confiabilidade e racionalidade para as recomendações de expansão da rede de transmissão, reduzindo custos de arrependimento e incertezas associadas ao uso de modelos com ajustes eventualmente muito conservadores²².

²² Avanços adicionais nesse sentido ainda são previstos, à medida que ocorra a evolução do processo de validação dos modelos oficiais de geração eólica e solar do SIN.

Por fim, para viabilizar o uso da última versão da base de dados de planejamento (disponibilizada em agosto de 2025), a EPE realizou uma compatibilização completa da representação das topologias de conexão das usinas eólicas e solares, assegurando que todos os modelos de usinas e de controle central (PPC) estivessem integrados de forma consistente.

A partir dessa atualização, todas as análises subsequentes passaram a utilizar a base de dinâmica EPE atualizada com os modelos da base de dados de planejamento, fornecidos pelo ONS em agosto de 2025, adotando-os para representar as usinas indicativas e as ainda não validadas.

Adicionalmente, a modelagem dos sistemas de proteção da MMGD não foi contemplada neste estudo, por se encontrar fora do seu escopo de avaliação. A análise do desempenho da MMGD será objeto de estudos futuros.

11.4. Obras definidas por desempenho em regime dinâmico

Nesta seção apresentam-se avaliações em regime dinâmico do Sistema Interligado Nacional que subsidiaram a definição de obras que compõe a alternativa vencedora.

11.4.1. Definição do valor de potência nominal do bipolo Nordeste II

Entre todas as contingências simuladas, o bloqueio do Bipolo Nordeste II foi identificado como o evento mais severo. A interrupção da potência transmitida provoca aumento do carregamento das linhas de transmissão CA, proporcional à potência rejeitada pelo bipolo. Esse evento requer suporte adicional de potência reativa, pois impõe maior estresse sobre a malha elétrica que interliga as subestações retificadora e inversora. O comportamento observado evidencia os desafios de equilibrar a potência nominal do bipolo com os reforços necessários na rede de transmissão.

Inicialmente, foram avaliados elos de corrente contínua com especificações semelhantes às do Bipolo Nordeste I (Graça Aranha – Silvânia), com potência nominal de 5.000 MW. As análises indicaram que essa configuração exigiria investimentos significativos na rede de corrente alternada (CA) e apresentaria riscos operativos associados ao controle de tensão e frequência.

Sobre a perspectiva de estabilidade de tensão, seriam necessários reforços estruturais na rede de transmissão a instalação de equipamentos adicionais de compensação reativa variável para garantir a estabilidade do SIN. A perda de um tronco de transmissão dessa magnitude impactaria fortemente toda a rede elétrica que interliga os pontos de conexão entre as regiões Nordeste e Sudeste, com reflexos observáveis até a região Sul.

Quanto ao controle de frequência, verificou-se que o recurso mais efetivo para mitigar a perda do bipolo seria o corte de geração renovável na região Nordeste. No entanto, em cenários de baixa inércia, poderia haver dificuldade de controle de frequência, podendo obrigar o operador a despachar o bipolo abaixo de sua potência nominal, a fim de preservar a estabilidade do sistema.

Com base nessas avaliações técnicas e nas informações coletadas a partir da Tomada de Subsídios sobre a tecnologia HVDC-VSC, registradas no capítulo 6, que indicam que o estado da arte atual da tecnologia para soluções comerciais competitivas estaria limitado à capacidade máxima da ordem de 3.000 MW, esse valor foi adotado como referência de potência nominal para o bipolo Nordeste II.

11.4.2. Capacidade de sobrecarga do bipolo Nordeste II

Conforme indicado anteriormente, os fabricantes consultados informaram que a potência nominal atualmente disponível para sistemas VSC situa-se em torno de 3.000 MW, valor obtido a partir do produto entre a corrente máxima - de estado da arte dos IGBTs ($\sim 2,85$ kA) - e a tensão nominal de referência de ± 525 kV.

Foram também mencionadas referências a projetos que operam com tensões superiores, de ± 600 kV, ± 640 kV e, em casos específicos, ± 800 kV.

Assim, caso sejam adotadas tensões acima de ± 525 kV, um bipolo VSC projetado para 3.000 MW operaria abaixo de sua capacidade máxima. Por exemplo, um bipolo VSC de ± 600 kV teria capacidade teórica de ± 600 kV \times 2,85 kA = 3.400 MW, podendo essa margem de 400MW, inerente à capacidade das conversoras, ser adotada como sobrecarga.

Com o intuito de avaliar benefícios sistêmicos decorrentes da exploração dessa capacidade de sobrecarga no bipolo Nordeste II, foram realizadas simulações com base em um dos cenários mais críticos do estudo — o Cenário 4, descrito na Seção 11.5. O valor de sobrecarga adotado como referência foi de 400 MW, correspondente à operação em 3.400 MW de potência máxima.

Os resultados mostraram benefícios diretos na utilização dessa sobrecarga em eventos de bloqueio do Bipolo Nordeste I (Graça Aranha–Silvânia) e de perda de um dos polos do próprio Bipolo Nordeste II.

Inicialmente, foi simulada a contingência de bloqueio do bipolo Nordeste I (Graça Aranha – Silvânia), com e sem a consideração da sobrecarga virtual no bipolo Nordeste II (NE II). Nos casos em que a sobrecarga foi aplicada, sua implementação ocorreu por meio de um SEP, que elevou a potência transmitida pelo bipolo Nordeste II em 400 MW, com atuação 250 ms após a ocorrência da contingência. A Figura 11-2 apresenta a evolução da potência transmitida pelo bipolo Nordeste II ao longo dessa sequência de eventos.

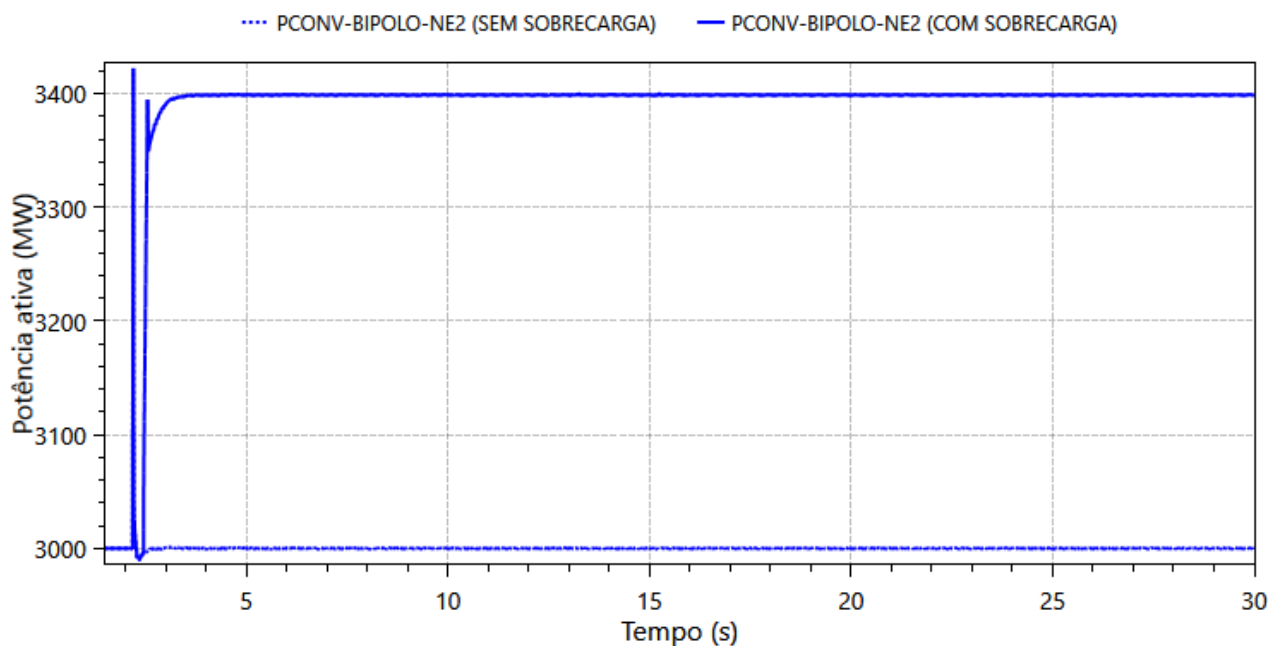


Figura 11-2 - Potência no bipolo Nordeste II durante bloqueio do bipolo de Graça Aranha com e sem sobrecarga (Cenário 4)

A Figura 11-3 apresenta a comparação dos perfis de tensão em subestações das interligações N - NE e NE - SE durante a sequência de eventos. Verifica-se que a consideração da sobrecarga no bipolo Nordeste II proporciona um benefício, ainda que marginal, no amortecimento das oscilações de tensão em ambas as interligações.

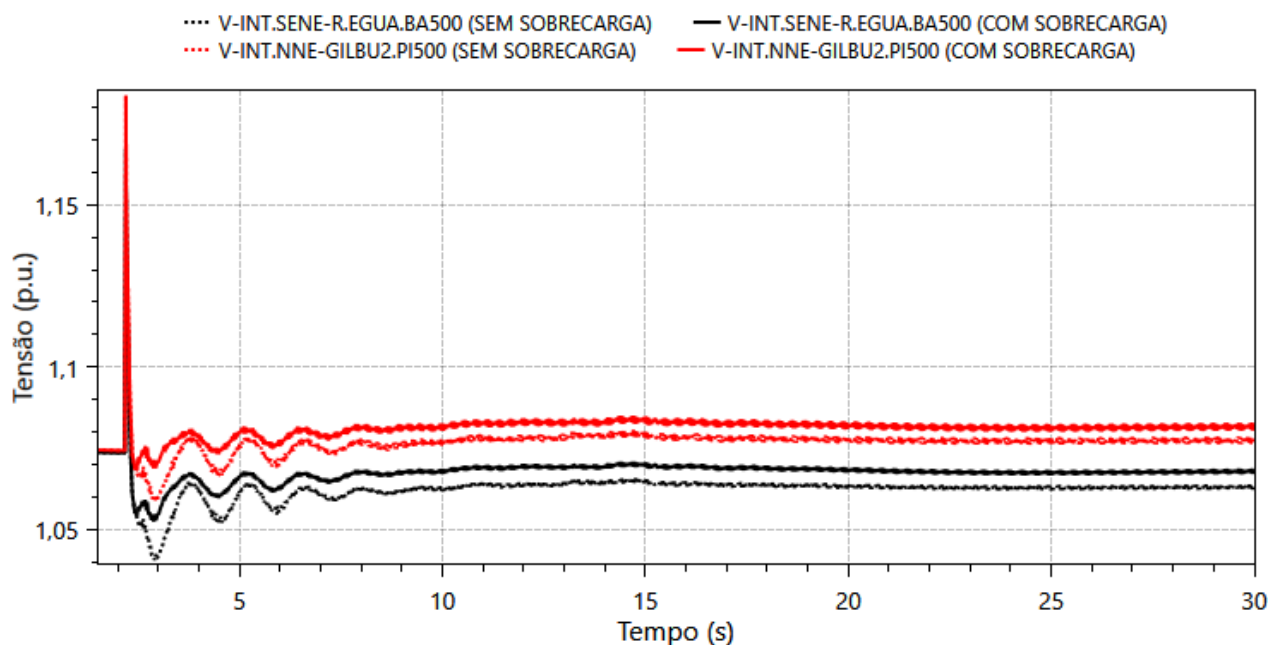


Figura 11-3 - Tensões críticas nas interligações N-NE e NE-SE durante bloqueio do bipolo de Graça – Aranha com e sem sobrecarga (Cenário 4)

Posteriormente, foi simulada a contingência de bloqueio de um dos polos do bipolo Nordeste II, com e sem a consideração da sobrecarga no polo remanescente. Nos casos em que a sobrecarga foi

aplicada, sua implementação ocorreu por meio de um SEP, que elevou a potência transmitida pelo bipolo Nordeste II em 200 MW - valor compatível com a operação em monopolo -, com atuação 50 ms após a ocorrência da contingência. A Figura 11-4 apresenta a evolução da potência transmitida pelo bipolo Nordeste II ao longo dessa sequência de eventos.

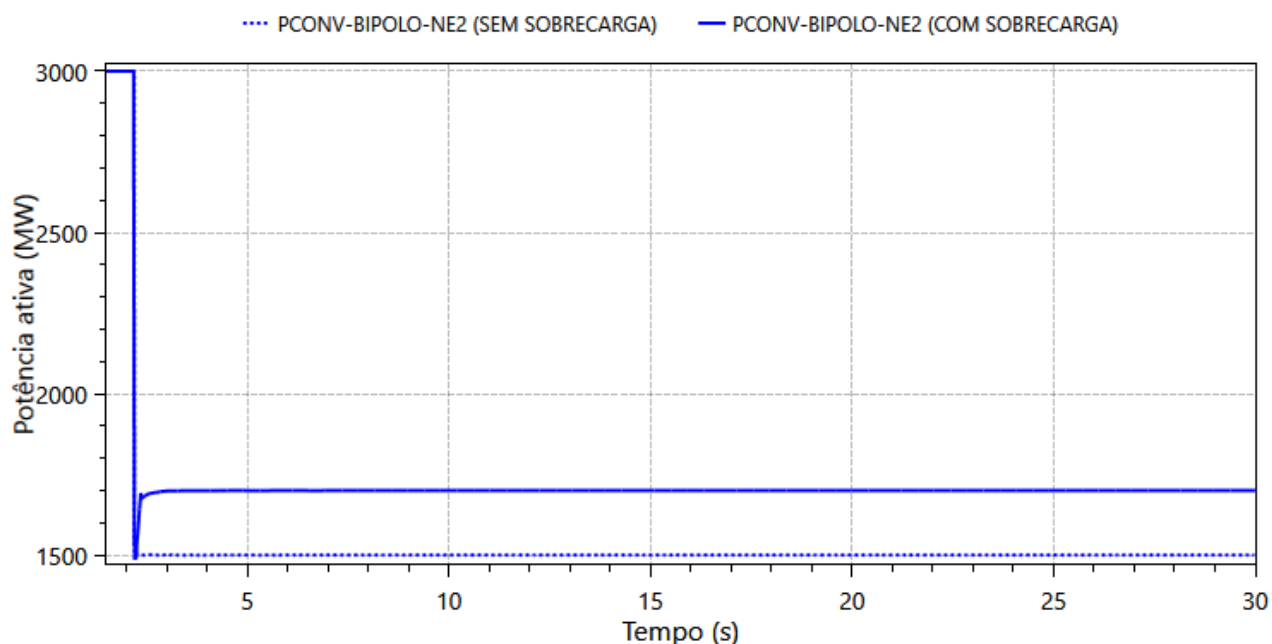


Figura 11-4 - Potência no bipolo Nordeste II durante bloqueio de polo com e sem sobrecarga (Cenário 4)

A Figura 11-5 apresenta a comparação dos perfis de tensão no ponto mais crítico da interligação NE - SE durante a nova sequência de eventos, além do monitoramento da tensão CA da subestação conversora Terminal Rio. Observa-se que a consideração da sobrecarga no polo remanescente proporciona benefício no amortecimento das oscilações de tensão nessas regiões, de forma semelhante ao verificado no evento anteriormente simulado.

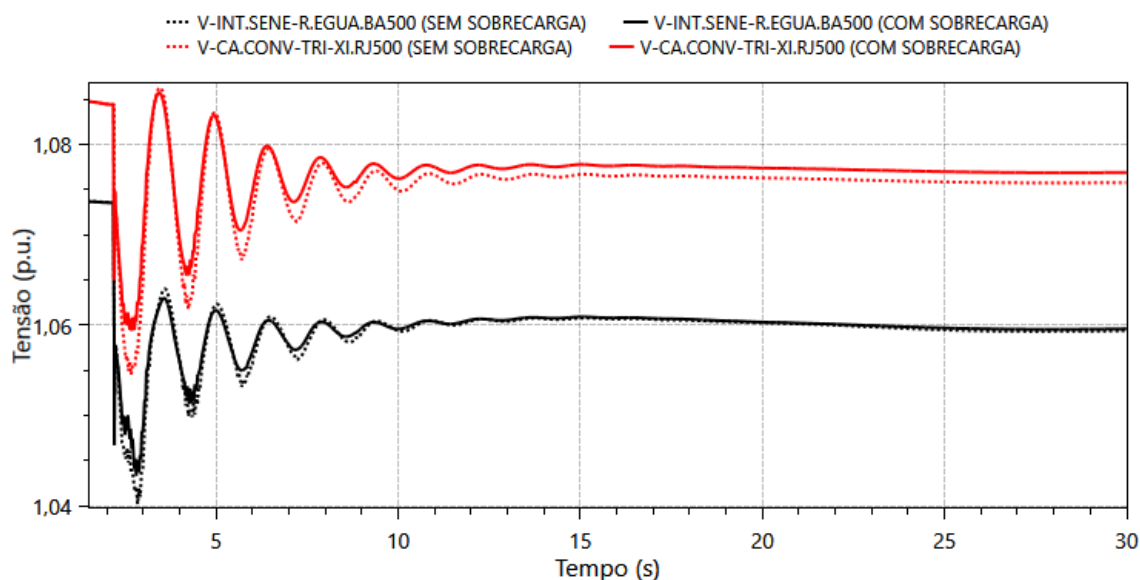


Figura 11-5 - Tensão crítica na interligação NE-SE e da tensão CA da subestação conversora T. Rio durante bloqueio de polo do bipolo NE II com e sem sobrecarga (Cenário 4)

Conclui-se, portanto, que, embora a exploração da capacidade de sobrecarga do bipolo Nordeste II não apresente efeitos significativamente expressivos, essa estratégia pode ser operacionalmente relevante, especialmente em cenários com elevada penetração de geração renovável variável; em outras configurações de rede (degradadas ou futuras); e nos quais haja exportação elevada de potência entre as regiões do SIN, nos quais a flexibilidade e a robustez do sistema elétrico assumem papel fundamental para a manutenção da estabilidade e segurança operativa.

11.4.3. Compensação reativa variável

Todo sistema elétrico está sujeito à ocorrência de defeitos e indisponibilidades decorrentes de descargas atmosféricas, queimadas, falhas de isolamento, atuações indevidas de proteção, entre outros eventos. Durante essas ocorrências, podem surgir oscilações nas tensões e nas potências transmitidas que, quando muito severas, podem levar o sistema a um colapso, seja por instabilidade de frequência ou de tensão.

Os problemas de frequência requerem a manutenção de níveis adequados de inércia e reserva de potência operativa no sistema, enquanto os problemas de origem de tensão demandam equipamentos para suporte de potência reativa em pontos estratégicos, de modo a preservar a estabilidade elétrica.

Nesse contexto, avaliou-se nesta seção soluções voltadas à mitigação de problemas de tensão. Para tanto, foram considerados, em um conjunto amplo de contingências, os pontos críticos do sistema nos quais a instalação de novos equipamentos de compensação reativa variável assegura a estabilidade frente a grandes perturbações.

Diversas tecnologias podem ser empregadas com esse propósito, sendo as mais difundidas o SVC (*Static Var Compensator*), o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) e os compensadores síncronos, cada uma com características operativas distintas.

Nesta avaliação, foi adotada a tecnologia de compensadores síncronos, que, além de fornecer suporte dinâmico de potência reativa, contribui para o aumento da potência de curto-circuito e da inércia do sistema — atributos que reforçam sua robustez em cenários de elevada participação de IBRs.

A análise consistiu em avaliar nos 12 cenários dimensionadores os montantes e localizações em que a instalação de novos compensadores síncronos (CS) seria suficiente para que o sistema suportasse perdas duplas na rede CA e o bloqueio de bipolo.

Ressalta-se que nestas análises já foram considerados os compensadores síncronos recomendados para as regiões do Ceará e do Rio Grande do Norte, referentes aos leilões 4/2025 e 1/2026.

Após as análises de estabilidade eletromecânica deste estudo, foi definido um conjunto de equipamentos de compensação reativa que contempla sete unidades de compensadores síncronos, cada um com potência de $-200/+300$ Mvar, distribuídos entre as regiões Nordeste e Sudeste, conforme apresentado na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 – Compensadores Síncronos da alternativa vencedora

Região	Subestação	Unidades (-200/+300 Mvar)
PI	Queimada Nova II	1
BA	Gentio do Ouro II	1
BA	Ourolândia II	1
BA	Jussiape	1
SP	Campinas	1
SP	Lorena	1
SP	Taubaté	1
SIN	Total	7

A avaliação da compensação reativa para definição dos sete compensadores síncronos foi dividida entre as regiões Nordeste e Sudeste, em que se demonstra o desempenho com e sem os compensadores síncronos (CS) da região analisada mantendo sempre os CS da outra região não analisada.

Avaliando primeiro a região Nordeste, observa-se, ao simular o bloqueio do bipolo Nordeste II, que as subestações do sul do Piauí, do Maranhão e da Bahia sofrem afundamento de tensão, conforme Figura 11-6, devido ao fluxo de potência que foi rejeitado pela conversora de Angicos e escoado pela rede CA. Sem os compensadores síncronos nas subestações de: Queimada Nova II, Gentil do Ouro II, Ourolândia II e Jussiape, esse afundamento de tensão seria extremamente severo para a operação do SIN, pois esse afundamento de tensão também atingiria as subestações de Graça Aranha e Silvânia, que por sua vez reduziria a sua potência transmitida, conforme Figura 11-7, e levaria a um rápido colapso de tensão nas interligações do Norte/Nordeste-Sudeste.

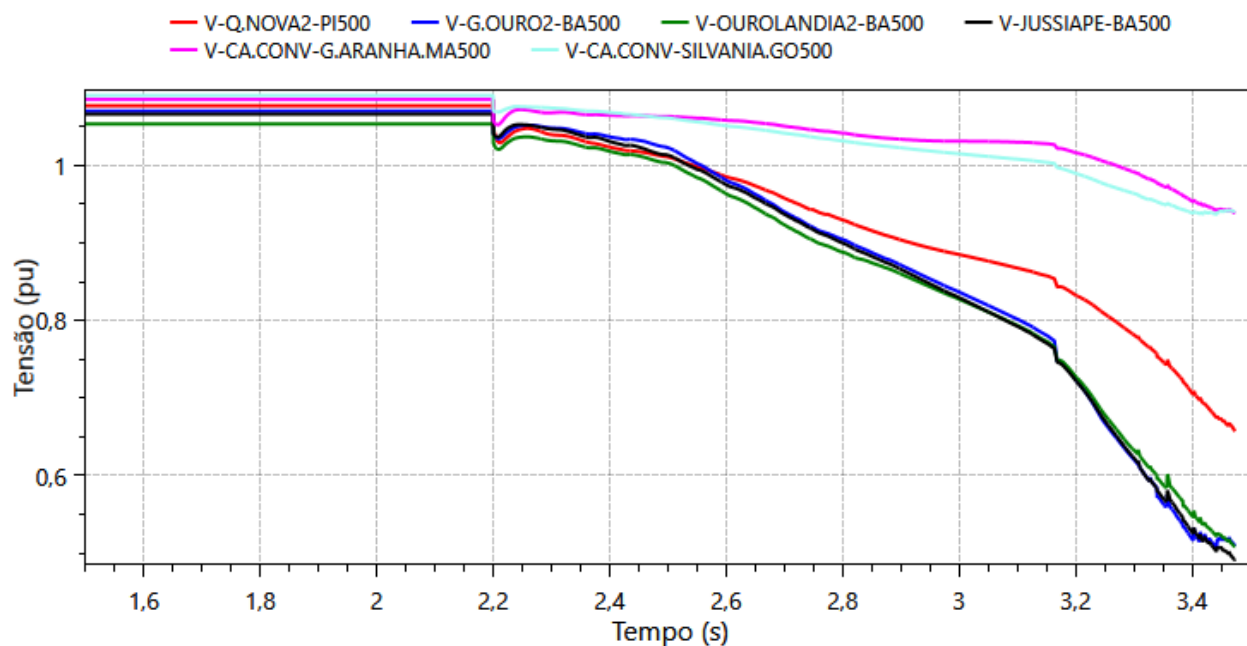


Figura 11-6 – Tensões CA na região Nordeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Nordeste (Cenário 5)

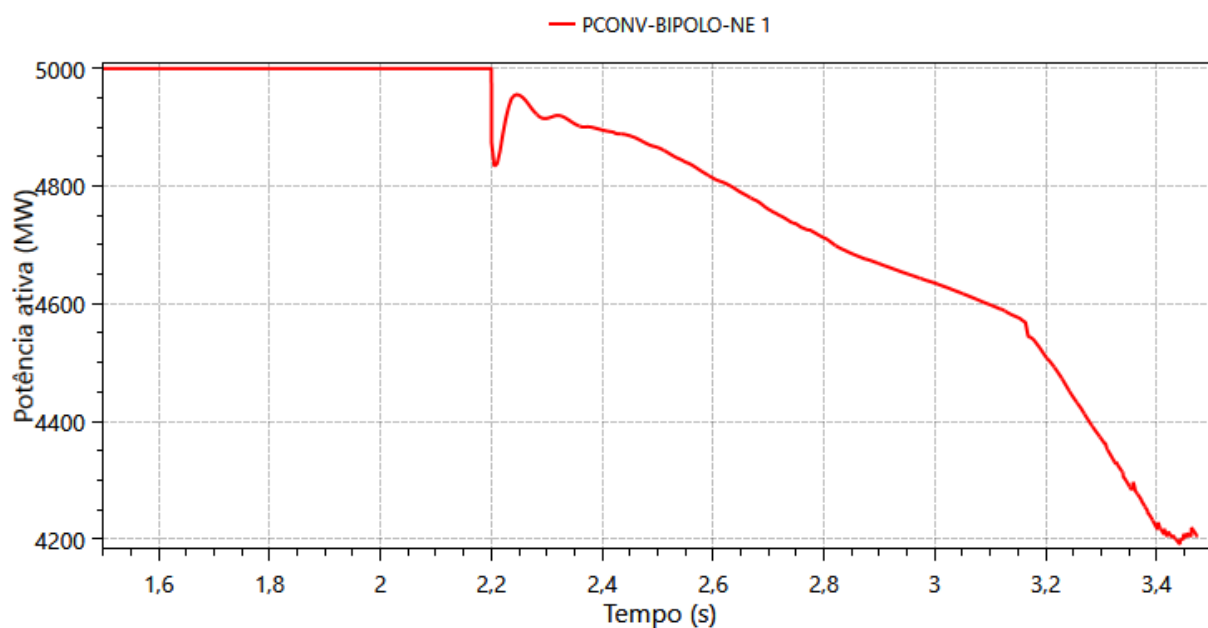


Figura 11-7 – Potência do bipolo Graça Aranha durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Nordeste (Cenário 5)

Considerando o mesmo evento de bloqueio de bipolo Nordeste II e inserindo os compensadores síncronos nas subestações de: Queimada Nova II, Gentil do Ouro II, Ourolândia II e Jussiape, as tensões se estabilizam dentro da faixa adequada, conforme Figura 11-8.

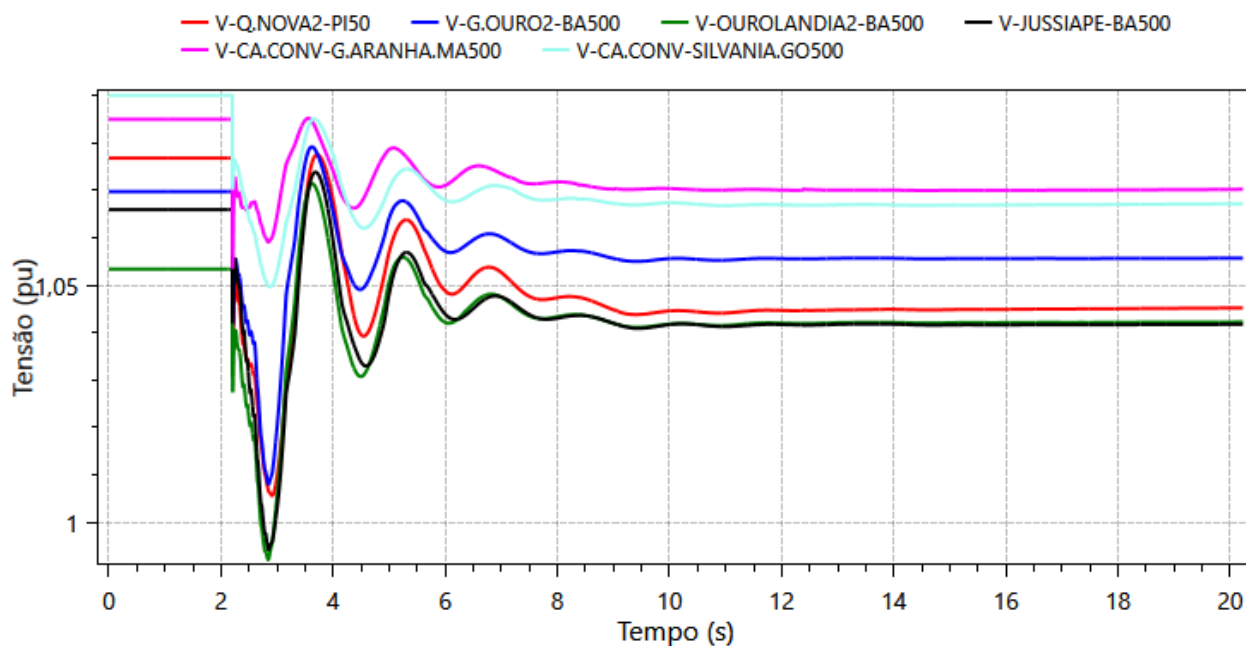


Figura 11-8 – Tensões CA na região Nordeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II com CS da região Nordeste (Cenário 5)

A potência reativa dos compensadores síncronos da região Nordeste que contribuiu para a estabilidade do sistema após o bloqueio do bipolo Nordeste II está apresentada na Figura 11-9. A potência reativa atinge transitoriamente 470 Mvar, para depois se estabilizar na potência nominal.

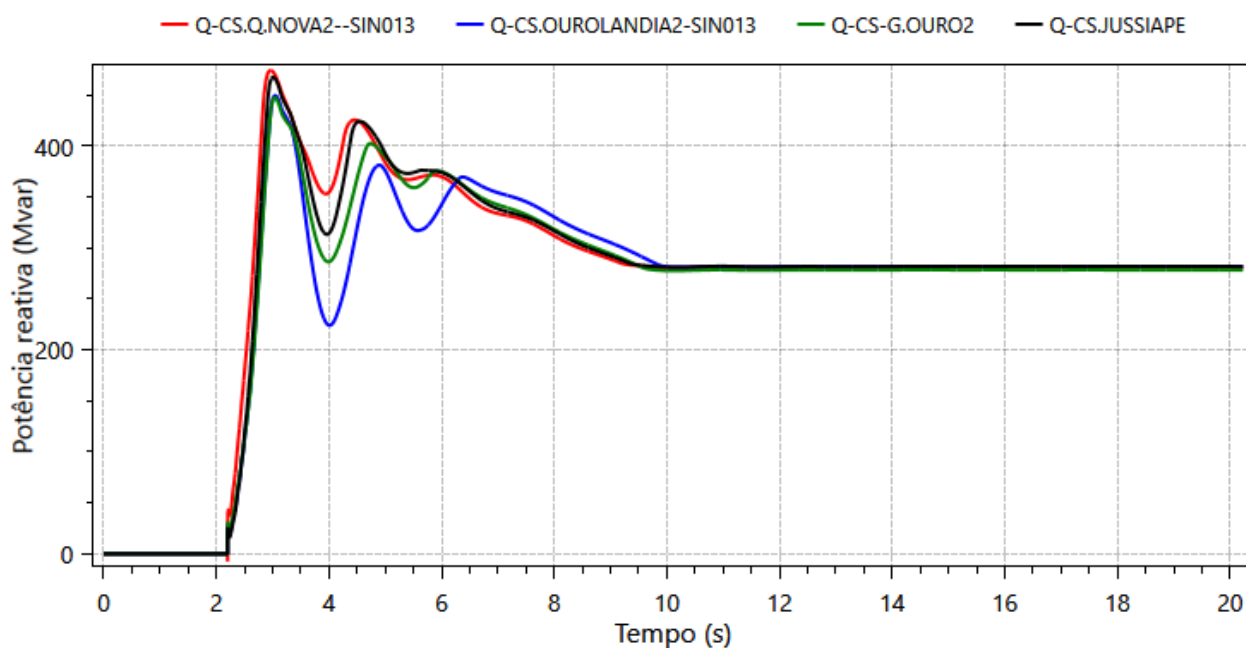


Figura 11-9 – Potência reativa dos CS da região Nordeste após bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)

Quanto à região Sudeste, pode-se observar na Figura 11-10 que na ausência dos compensadores síncronos do estado de São Paulo (Campinas, Lorena e Taubaté), as regiões Sul e Sudeste teriam colapso de tensão após o bloqueio do bipolo Nordeste II.

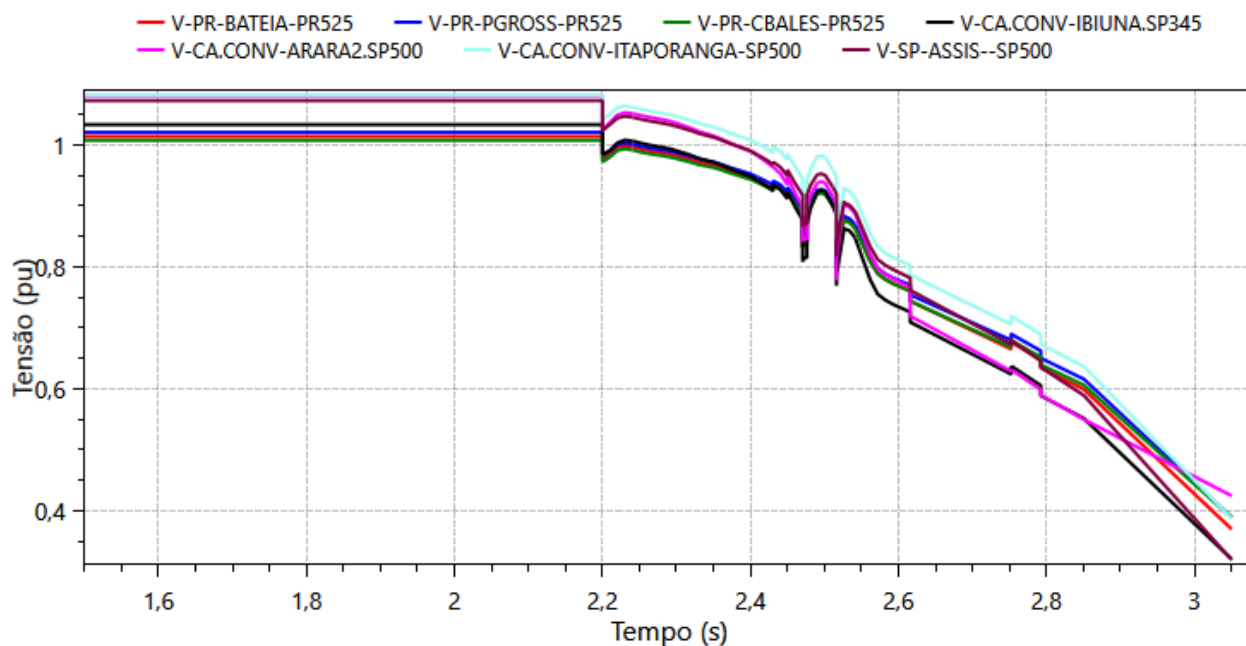


Figura 11-10 – Tensões CA na região Sul e Sudeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Sudeste (Cenário 2)

Por outro lado, ao implementar os compensadores síncronos nas subestações de Campinas, Lorena e Taubaté, o SIN se estabiliza com a contribuição da potência reativa injetada por estes equipamentos, conforme Figura 11-11. A potência reativa atinge transitoriamente 485 Mvar, para depois se estabilizar na potência nominal.

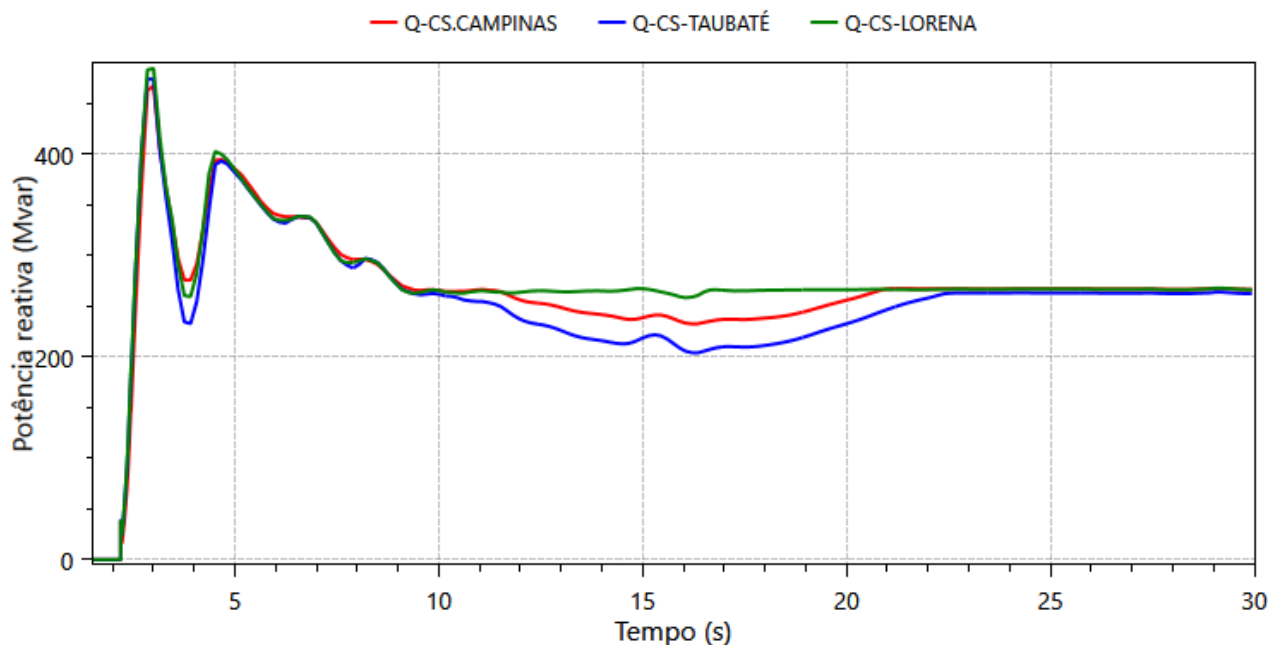


Figura 11-11 – Potência reativa dos CS da região Sudeste após bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 2)

11.4.4. Transmissão em corrente alternada nas regiões Sul e Sudeste

No escopo das obras que compõe a alternativa vencedora, as linhas de transmissão CA em 500 kV e transformador 765/500 kV, nas regiões Sul e Sudeste, desempenham relevante função nas interligações regionais, sendo essenciais para a estabilidade do Sistema Interligado Nacional em cenários de elevado intercâmbio regional de energia.

O conjunto de linhas de transmissão da região Sudeste é composto pela LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Itajubá 3, C1, LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1 e LT 500 kV Marimbondo 2-Assis, C2. Esses três circuitos em 500 kV, apresentados na Figura 11-12, formam três eixos distribuídos na parte central da região Sudeste, indicando sua posição estratégica para dar suporte à rede de transmissão durante perturbações que levem ao bloqueio do bipolo Nordeste II.

Outra justificativa para o melhor desempenho em regime dinâmico do SIN considerando estas linhas de transmissão da região Sudeste deve-se ao menor impacto no perfil de tensão das subestações conversoras HVDC da região Sudeste durante perturbações, permitindo que estas operem de forma estável.

As demais linhas de transmissão CA em 500 kV das regiões Sudeste e Sul, apresentadas na Figura 11-12, tem a função de escoar a energia transmitida pelo bipolo Nordeste II até a região Sul. A primeira linha de transmissão, que está próximo à divisa dos estados de São Paulo e Paraná, LT 500 kV Itaporanga 2-Itaberá, C1, C2 e C3, recebe fluxo de potência do bipolo Nordeste II e da LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1. Na subestação de Itaberá, o autotransformador 765/500 kV permite que parte do fluxo de potência escoe pelos circuitos em 765 kV para a região Sul e Sudeste. Da SE 500 kV Itaberá, no estado de São Paulo, seguem dois circuitos para o Paraná, LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste, C1 e C2, de onde se ramifica para o estado de Santa Catarina: LT 525 kV Curitiba Oeste-Abdon Batista 2, C2 e LT 525 kV Curitiba Oeste-Joinville Sul, C1.

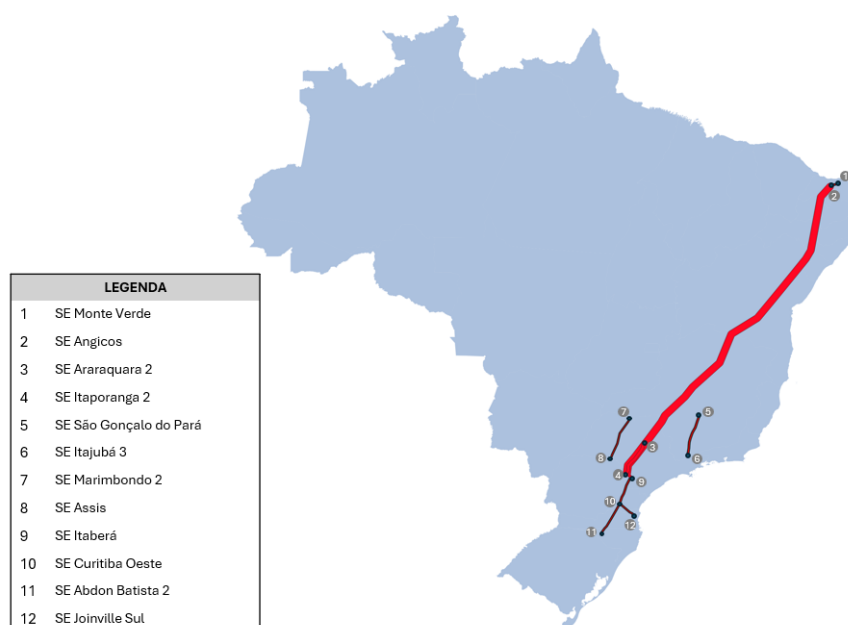


Figura 11-12 – Linhas de transmissão CA em 500/525 kV nas regiões Sul e Sudeste

Desempenho das linhas de transmissão CA da região Sudeste

O cenário 6, que tem exportação da região Nordeste de 20 GW e importação da região Sul de 18 GW, evidencia a função estratégica dos circuitos da região Sudeste. O desempenho dessas linhas de transmissão é demonstrado na Figura 11-13, em que se observa elevado carregamento em regime normal de operação e ainda maior fluxo após o bloqueio do bipolo Nordeste II.

Destaca-se o desempenho da LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1 que, em regime normal de operação, apresentou carregamento de 1.800 MW e após a contingência atingiu 2.965 MW, estabilizando com fluxo de 2.680 MW. A LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Itajubá 3, C1 atinge o carregamento de 1.870 MW pós-contingência e a LT 500 kV Marimbondó 2-Assis, C2 finaliza a simulação com carregamento de 1.820 MW.

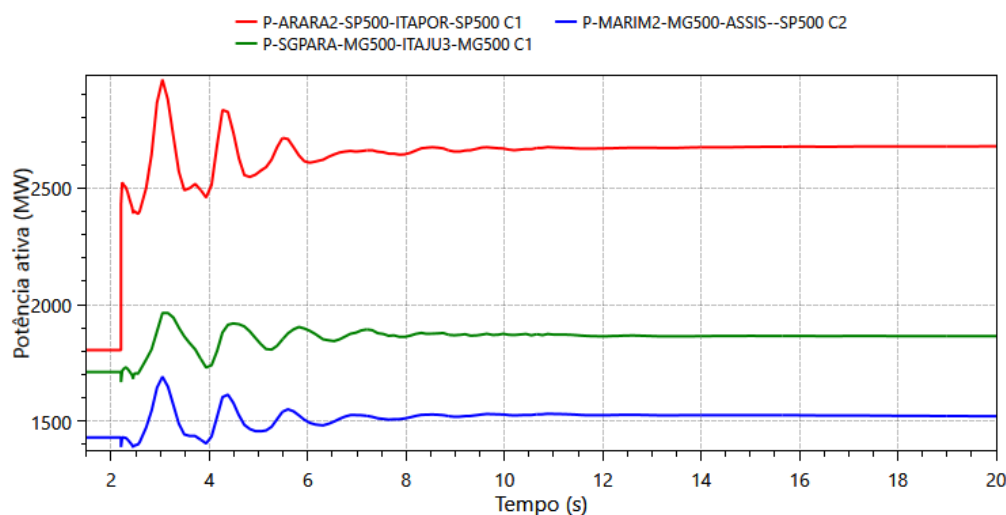


Figura 11-13 – Potência ativa nas LT's CA durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)

De outro modo, pode-se demonstrar a necessidade destas três linhas de transmissão em simulações em que elas não estejam presentes. Foi retirada uma destas linha de transmissão por vez e demonstrado a deterioração do desempenho dinâmico do SIN durante o bloqueio do bipolo Nordeste II. Foi utilizado o cenário 4 para esta demonstração por ser crítico quanto à estabilidade de tensão na região Sudeste.

Observa-se na Figura 11-14 que na ausência da LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Itajubá 3 há violação dos critérios de segurança elétrica, em que a tensão nos barramentos de 525 kV do Paraná e Santa Catarina atingem 0,4 p.u., demonstrando tendência de colapso de tensão. A rede de transmissão do estado de São Paulo também tem desempenho inadequado na ausência desta linha de transmissão.

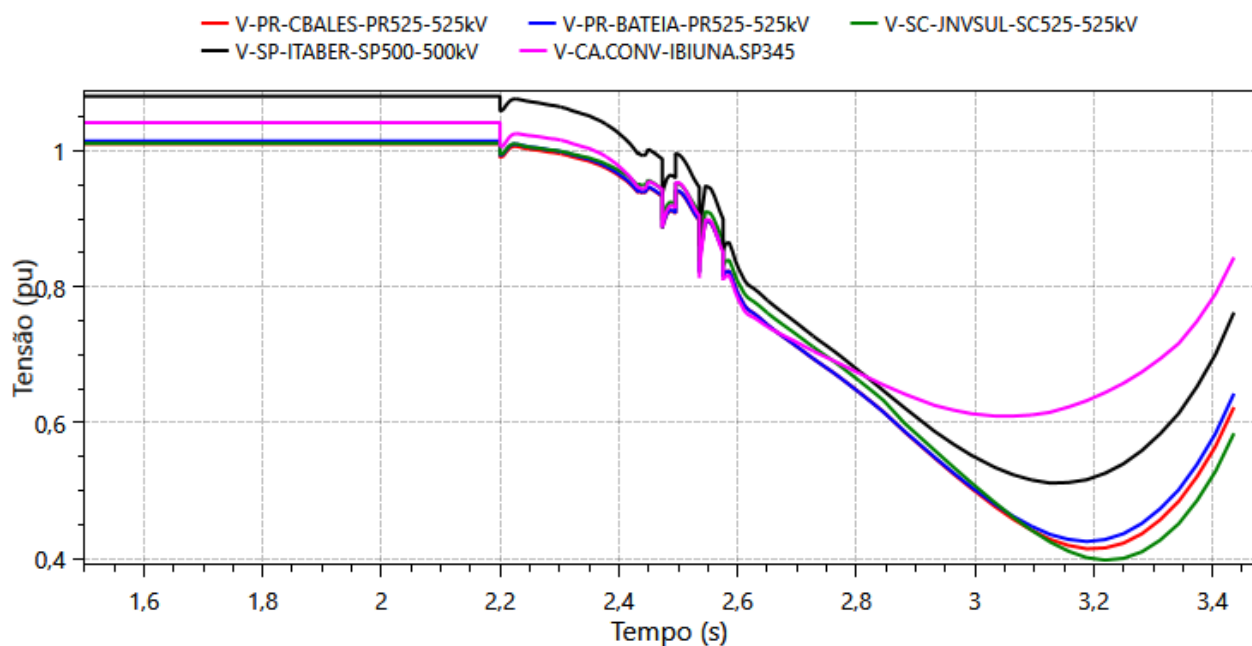


Figura 11-14 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Itajubá 3 (Cenário 4)

A ausência LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1 também provoca instabilidade de tensão durante o bloqueio do bipolo Nordeste II. Observa-se na Figura 11-15 que a rede de transmissão do Paraná, de Santa Catarina e de São Paulo apresentam afundamento de tensão pronunciados que atingem 0,4 p.u, demonstrando que sem a LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1 há tendência de colapso de tensão em cenários críticos.

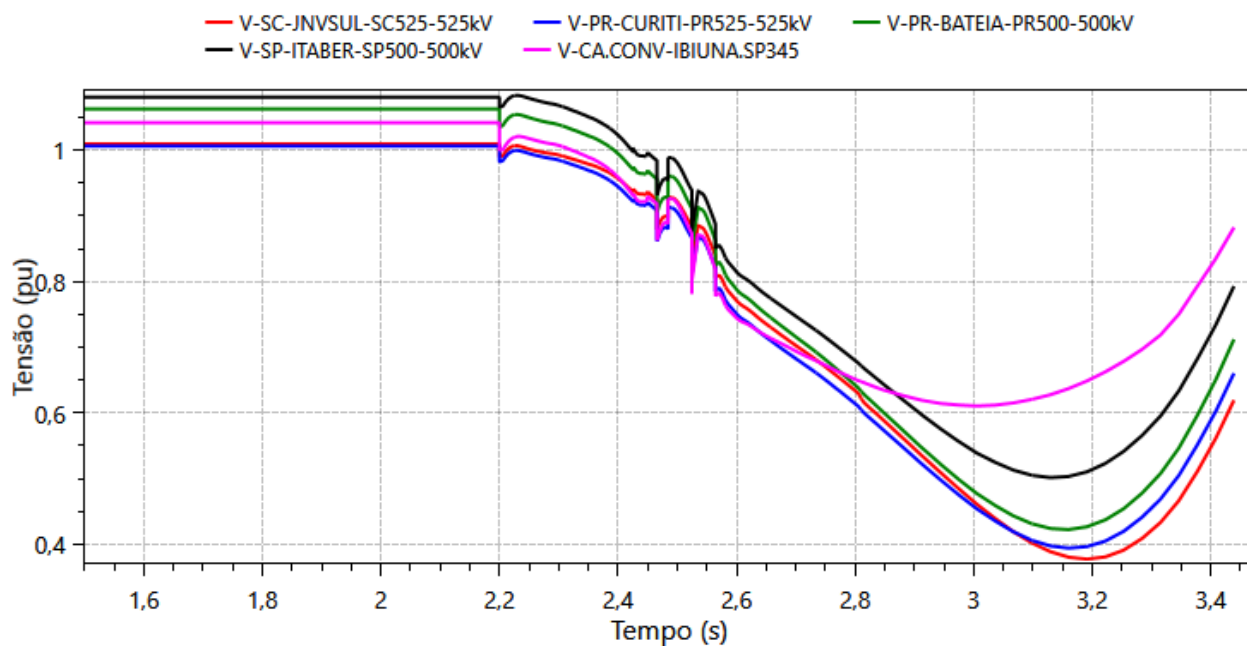


Figura 11-15 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2 (Cenário 4)

Observa-se na Figura 11-16 que a ausência da LT 500 kV Marimbondo 2-Assis, C2 também prova instabilidade de tensão no Sistema Interligado Nacional, tendo como região frágil a rede de transmissão dos estados do Paraná, Santa Catarina e São Paulo.

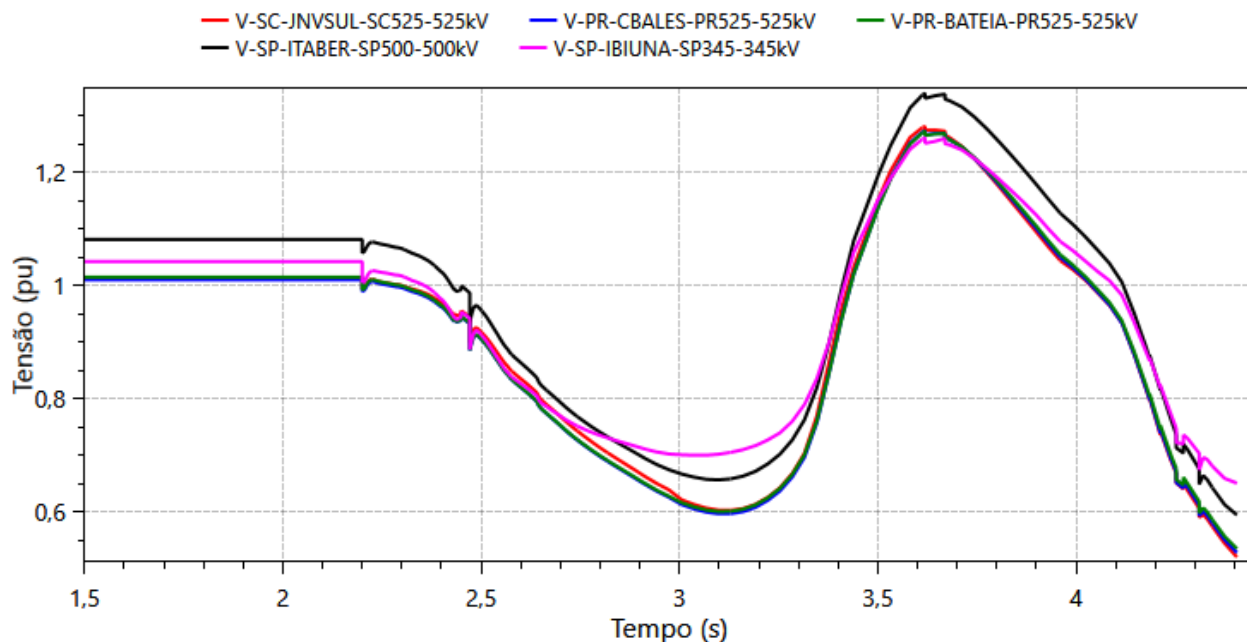


Figura 11-16 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV Marimbondo 2-Assis (Cenário 4)

Os três circuitos da LT 500 kV Itaporanga 2-Itaberá justificam-se pelos elevados fluxos provenientes da LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, que atinge 1.770 MW, e do bipolo Nordeste II, que injeta 2.838 MW nos barramentos CA de Itaporanga 2, totalizando 4.600 MW.

Cada circuito da LT 500 kV Itaporanga 2-Itaberá tem carregamento máximo de 1.425 MVA e pode atingir 2.070 MVA na contingência de um dos circuitos paralelos.

Desempenho das linhas de transmissão CA da interligação Sul-Sudeste

As linhas transmissão CA da região Sudeste analisadas anteriormente têm função de interligação, contudo, as LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste, C1 e C2, fazem literalmente a interligação entre as regiões Sudeste e Sul, estando um terminal no estado de São Paulo e outro no estado do Paraná.

O fluxo de potência neste tronco atinge 3.850 MW, tornando-se o principal eixo da interligação Sul-Sudeste, sendo que sua eficácia está associada à injeção de potência do bipolo Nordeste II na SE Itaporanga 2, visto que, na ausência deste bipolo, o eixo de Itaberá – Curitiba Oeste pode ter reduções de carregamento da ordem de 900 MW, que é transferido para os eixos de Assis e Bateias.

Autotransformador 765/500 kV Itaberá

O planejamento para a SE Itaberá oferece, por meio de um novo autotransformador 765/500 kV, uma ligação estratégica entre a rede de transmissão em 500 kV e o tronco de 765 kV existente, que atende tanto a região Sul quanto a região Sudeste, no seu principal centro de carga em São Paulo.

A conexão entre os pátios de 765 kV e 500 kV na SE Itaberá aumentará a robustez do sistema de transmissão entre as subestações de Itaberá e Tijuco Preto, pois o autotransformador fecha um circuito em 500 kV paralelo aos três circuitos da LT 765 KV Itaberá-Tijuco Preto.

O autotransformador 765/500 kV da SE Itaberá tem potência de 1.650 MVA, o que permite atender em regime normal de operação os maiores carregamento observados, que são da ordem 1.100 MVA. Em contingência simples da LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste, C1 ou C2, o carregamento é de 1.700 MVA, sendo que sua capacidade de sobrecarga de curta duração é de 2.310 MVA.

A SE 500 kV Itaberá pode receber até 4.600 MW em cenários de maior carregamento, sendo que os circuitos da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste, C1 e C2, carregam em torno de 3.850 MW, 84% do fluxo recebido. Apesar do autotransformador da SE Itaberá representar menor participação no escoamento da potência para a região Sul (750 MW neste cenário), sua importância para a estabilidade do sistema será demonstrada a seguir. A Figura 11-17 apresenta a distribuição de fluxos descrita acima.

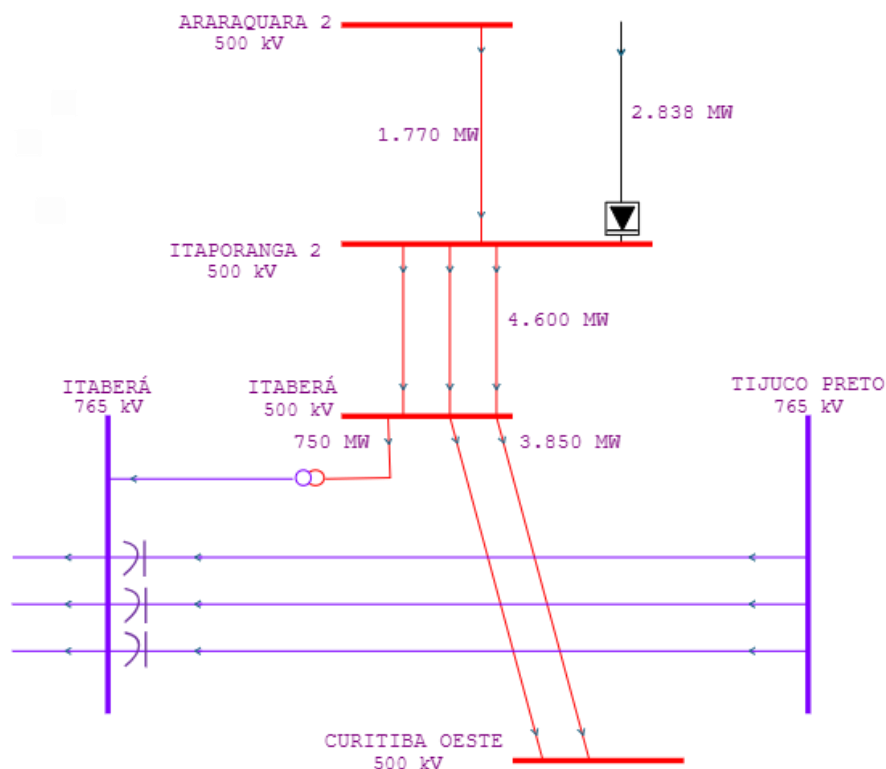


Figura 11-17 – Fluxos da SE 765/500 kV Itaberá (Cenário 6)

Como já destacado, o autotransformador da SE Itaberá tem como uma de suas principais funções escoar para a região Sul o fluxo de potência proveniente do bipolo Nordeste II e da LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2, C1. Entretanto, é importante ressaltar, também, sua relevância para a estabilidade do SIN durante a perda dupla da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste C1 e C2.

Foi recomendado na seção 3.2, que os dois circuitos simples da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste deverão ter afastamento mínimo de 500 metros, o que dispensaria o atendimento ao critério de perda dupla desta linha de transmissão. Contudo, por estas linhas de transmissão se tornarem o tronco de maior carregamento da interligação Sul-Sudeste, tornando-se relevantes para a estabilidade do Sistema Interligado Nacional, foram investigadas possibilidades de estabilizar o sistema caso ocorresse esta perda dupla.

A primeira avaliação é feita na ausência do autotransformador da SE Itaberá. Ao simular a perda dupla da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste, C1 e C2, observa-se que haveria instabilidade no Sistema Interligado Nacional, conforme Figura 11-18, mesmo com a adoção de SEP para reduzir o fluxo do bipolo. Demonstra-se, deste modo, a relevância do autotransformador da SE Itaberá para a segurança operativa do SIN em cenários de elevada importação da região Sul, em contingência dupla de linhas de transmissão estratégicas.

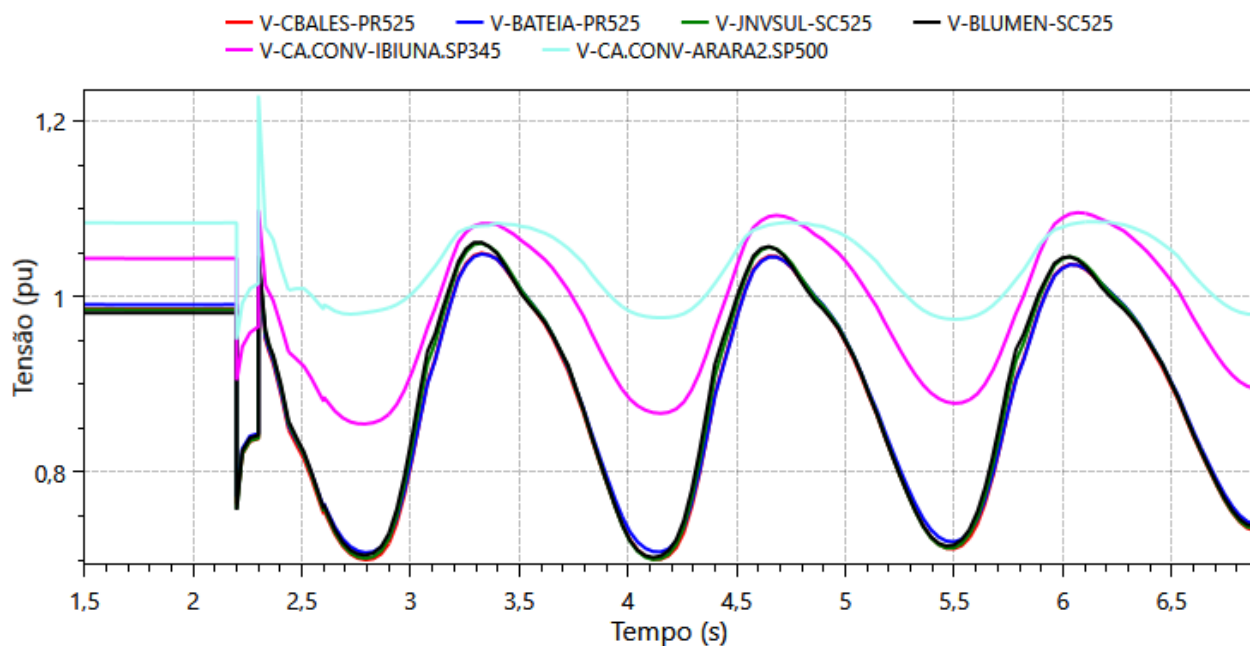


Figura 11-18 – Simulação sem autotransformador da SE Itaberá – Tensões em SE 500 kV após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6)

Por outro lado, ao se considerar o autotransformador da SE Itaberá, observa-se que o sistema planejado suporta a perda dupla da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste, conforme perfil de tensão na Figura 11-19, desde que seja implementado um SEP para evitar violação da capacidade de sobrecarga do autotransformador 765/500 kV da SE Itaberá.

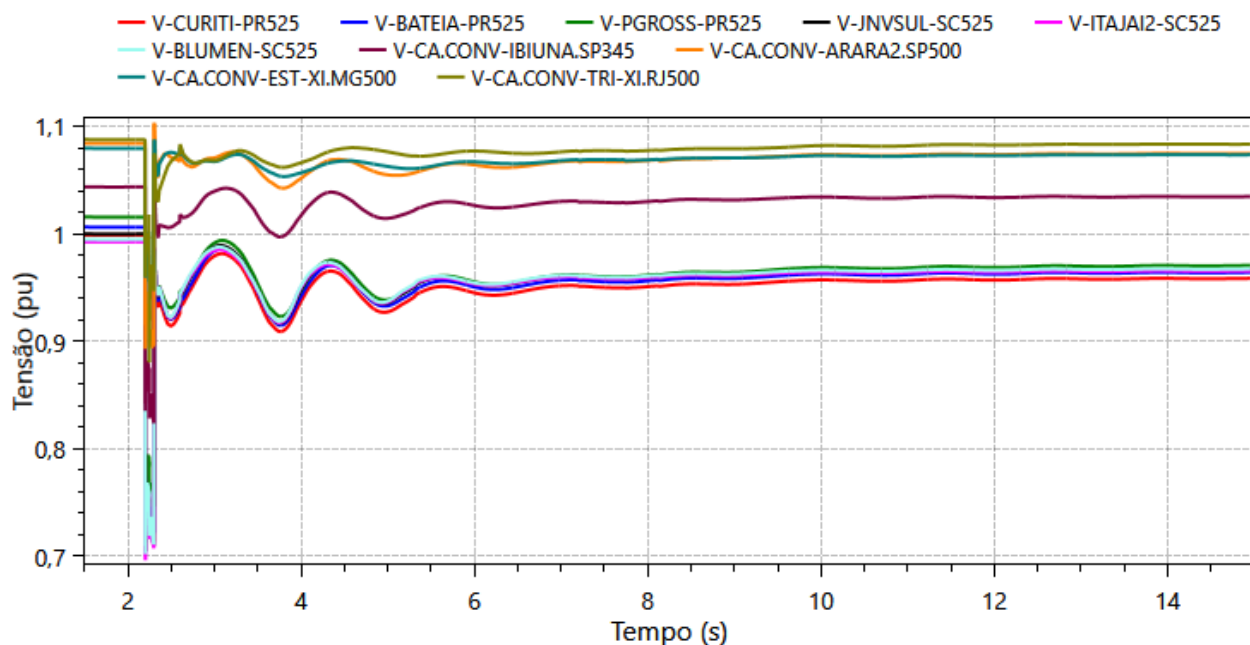


Figura 11-19 - Tensões na região Sul e Sudeste após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6)

Observa-se na Figura 11-20 que a potência do autotransformador da SE Itaberá mantém o fluxo de potência dentro de sua capacidade de curta duração (2.310 MVA), visto que foi considerado a redução da potência ativa do bipolo Nordeste II e corte de geração na região Nordeste.

O pico de corrente transitória após a perda dupla dos circuitos da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste C1 e C2 é de 2,4 p.u.

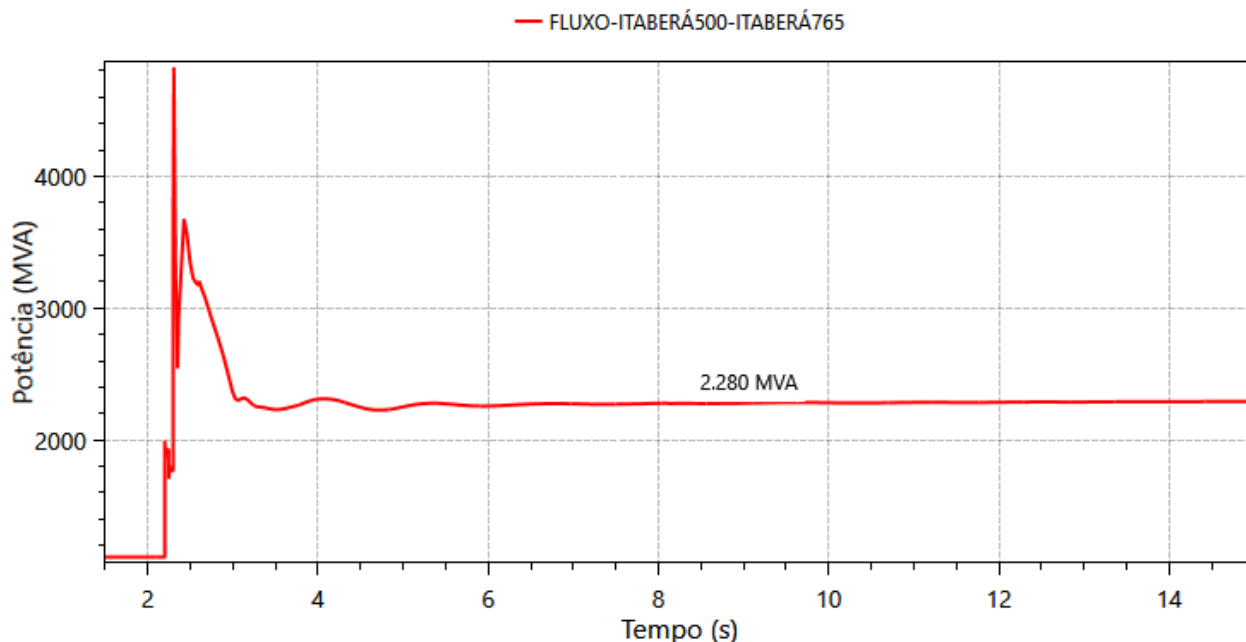


Figura 11-20 – Fluxo no autotransformado de Itaberá após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6)

Desde modo, recomenda-se a implementação de um Sistema Especial de Proteção para que, na ocorrência da perda dupla da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste C1 e C2, o autotransformador 765/500 kV da SE Itaberá possa manter-se em operação sem violação da capacidade de carregamento e contribuir com a estabilidade do SIN.

Desempenho das linhas de transmissão CA da região Sul

Na região Sul foram recomendadas duas linhas de transmissão para escoar a potência do bipolo Nordeste II: LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, para o ano 2033 e LT 525 kV Curitiba Oeste – Abdon Batista 2, C2, para o ano 2035.

Da mesma forma que foi demonstrada a necessidade das linhas de transmissão da região Sudeste, faz-se para a região Sul, retirando uma linha de transmissão por vez e demonstrando a deterioração do desempenho dinâmico do SIN durante o bloqueio do bipolo Nordeste II.

Observa-se na Figura 11-21 que na ausência da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, o sistema tem maior oscilação e afundamento que tensão, violando dos critérios de segurança elétrica, ao passo que na presença desta linha de transmissão o desempenho do sistema é adequado.

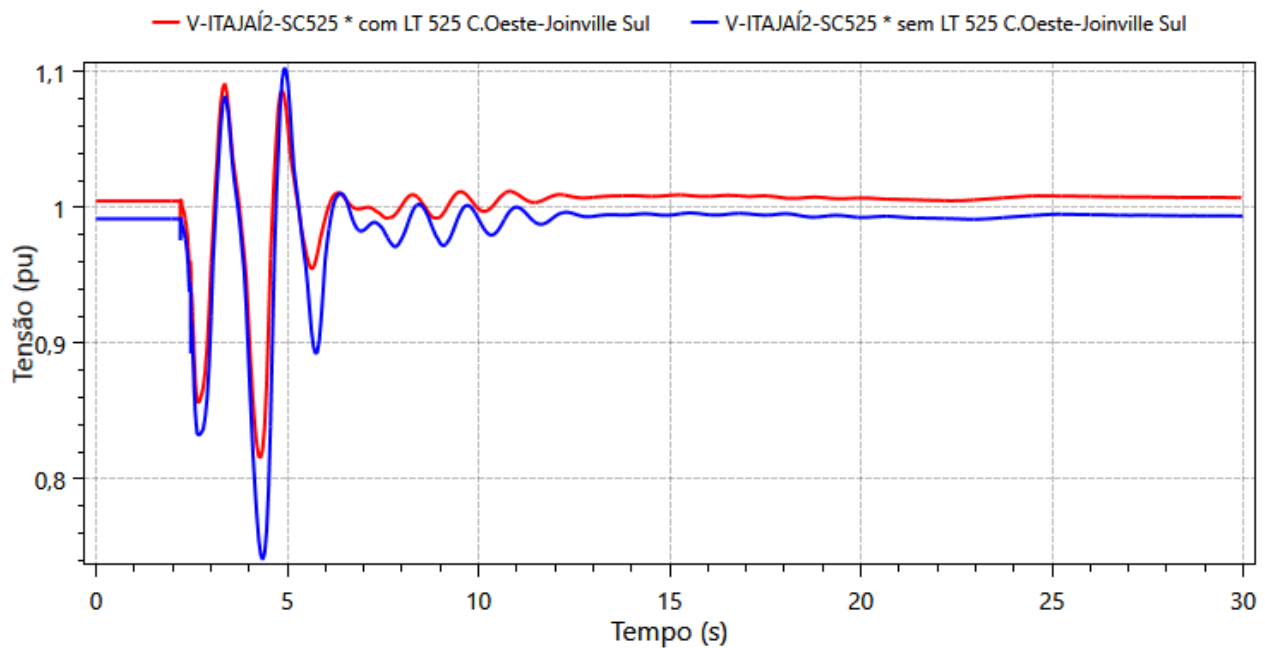


Figura 11-21 - Tensão na região Sul após bloqueio do bipolo Nordeste II, com e sem LT 525 Curitiba Oeste-Joinville Sul (Cenário 4)

Nos cenários com 18 GW de importação pela região Sul, a LT 525 kV Curitiba Oeste – Abdon Batista, C2, melhora o desempenho do sistema após grandes perturbações, como o bloqueio do bipolo Nordeste II.

Observa-se na que na ausência da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, o sistema tem maior oscilação de tensão e afundamento de tensão que viola os critérios de segurança elétrica.

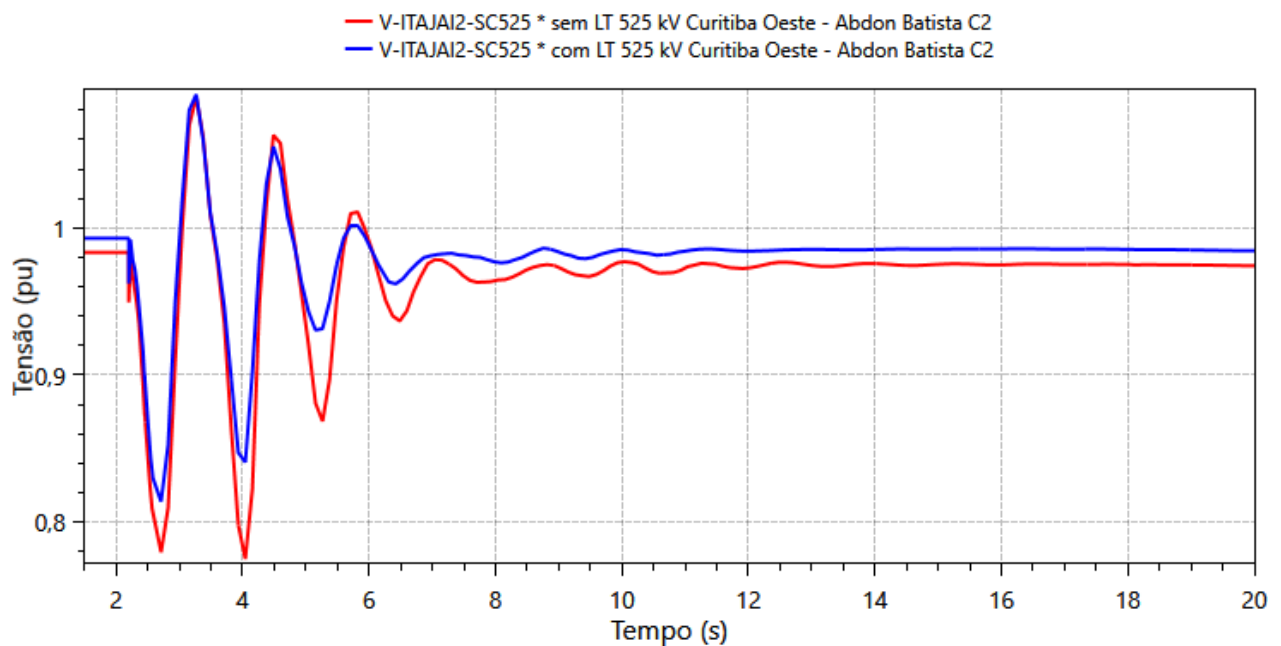


Figura 11-22 - Tensão na região Sul após bloqueio do bipolo Nordeste II, com e sem LT 525 Curitiba Oeste-Abdon Batista 2, C2 (Cenário 4)

11.5. Síntese das principais perturbações (cenário 4)

Nesta seção apresenta-se uma síntese das piores perturbações observadas no sistema durante as análises dinâmicas, considerando todos os eventos e cenários elaborados.

Em razão do número elevado de cenários, optou-se por uma abordagem detalhada apenas para o caso mais crítico — o cenário 4. A seguir, na seção 11.6 será apresentado um resumo de cada um dos demais cenários para as três piores contingências.

A maior criticidade do cenário 4 pode ser explicada pelo reduzido número de máquinas sincronizadas na região Sudeste, resultando em menor inércia e capacidade de controle de tensão, além de fluxos elevados simultâneos nas interligações regionais. Neste cenário o sistema atinge uma exportação simultânea de 23 GW a partir da região Nordeste e importação de 16 GW pela região Sul.

O principal fator limitante neste cenário é o afundamento de tensão na região do sistema existente nos estados do Piauí e da Bahia, além da insuficiência no amortecimento das oscilações de tensão nos estados de São Paulo e Paraná, durante o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.5.1. Bloqueio de Bipolo Nordeste II

Após o bloqueio do elo HVDC Nordeste II, foi necessário implementar um SEP para corte de 2GW de geração na região Nordeste, com o objetivo de preservar a estabilidade do sistema e atender aos critérios de segurança operativa. A Figura 11-23 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

Simulações indicaram que cortes superiores - da ordem de 2,5 GW e 3 GW – resultariam em perda de sincronismo de algumas máquinas na região Sudeste, comprometendo a integridade do sistema. Diante disso, optou-se pela adoção do SEP com corte de 2 GW, considerado este um valor seguro para essa configuração. Ressalta-se, todavia, que antes de adotar o SEP de corte de geração, foram avaliadas alternativas de SEP, que não se mostraram efetivas, como sobrecarga no bipolo de Graça Aranha-Silvânia e sobrecarga nos bipolos de Xingu.

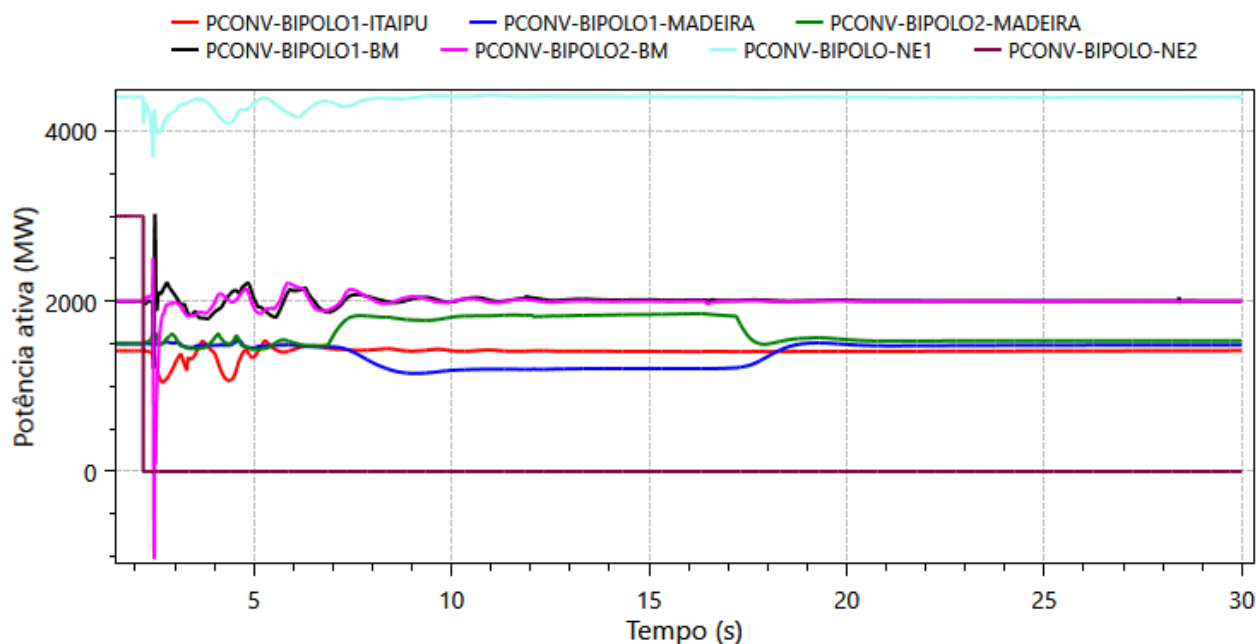


Figura 11-23 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4)

A Figura 11-24 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação NE-SE e nos conversores dos bipolos localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos, durante a contingência analisada. Observa-se que, com a aplicação do SEP de corte de 2 GW mencionado anteriormente, os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

Nesse contexto, verifica-se que os sete compensadores síncronos alocados são suficientes para auxiliar na estabilização dos níveis de tensão, por meio da compensação reativa dinâmica. Essa atuação contribui significativamente para a manutenção da estabilidade eletromecânica do sistema frente à contingência considerada.

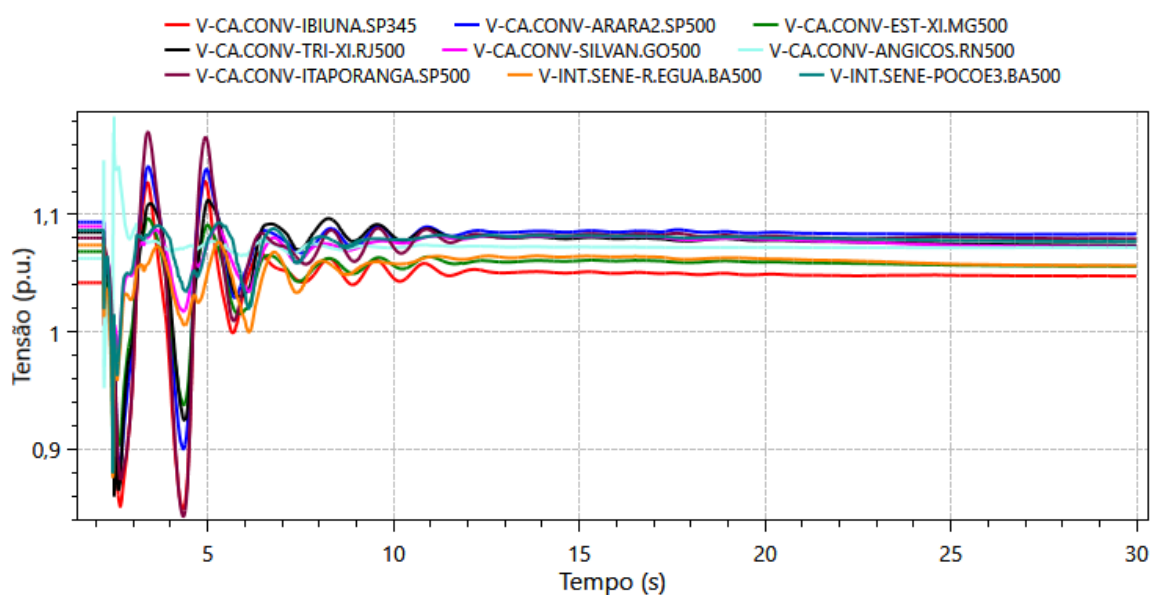


Figura 11-24 - Tensões CA nas SE conversoras no bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4)

No que se refere ao desempenho dinâmico da frequência das usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN, observa-se uma recuperação satisfatória dentro da janela de simulação de 30 segundos, como mostrado na Figura 11-25. O limite inferior de 59 Hz, adotado como valor mínimo aceitável, é respeitado ao longo de todo o intervalo analisado.

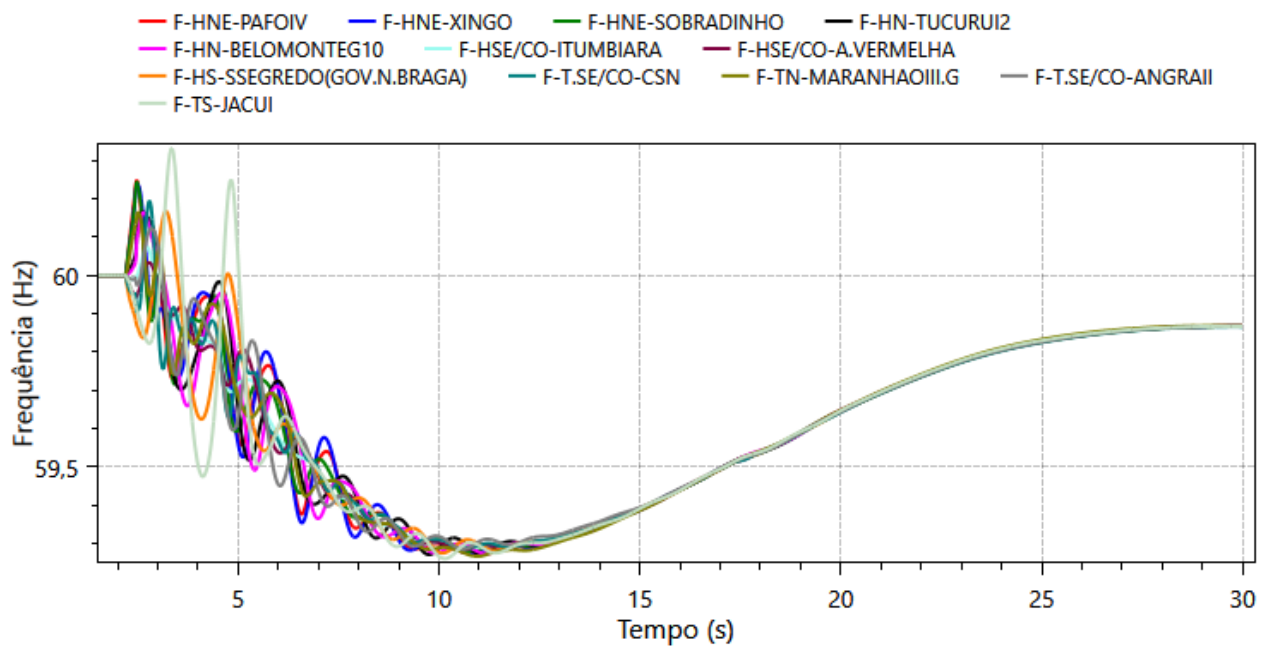


Figura 11-25 - Frequências em usinas UHEs e UTEs durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4)

11.5.2. Bloqueio de Polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de SEP para corte de geração. A Figura 11-26 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

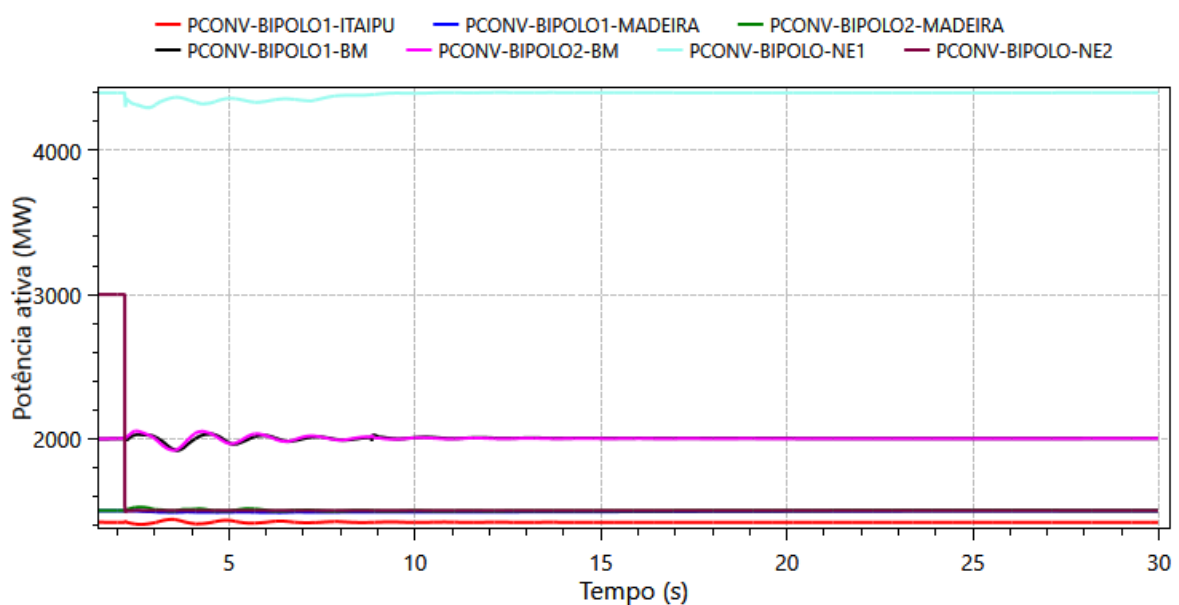


Figura 11-26 - Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 4)

A Figura 11-27 apresenta os perfis de tensão CA em subestações da interligação NE-SE e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

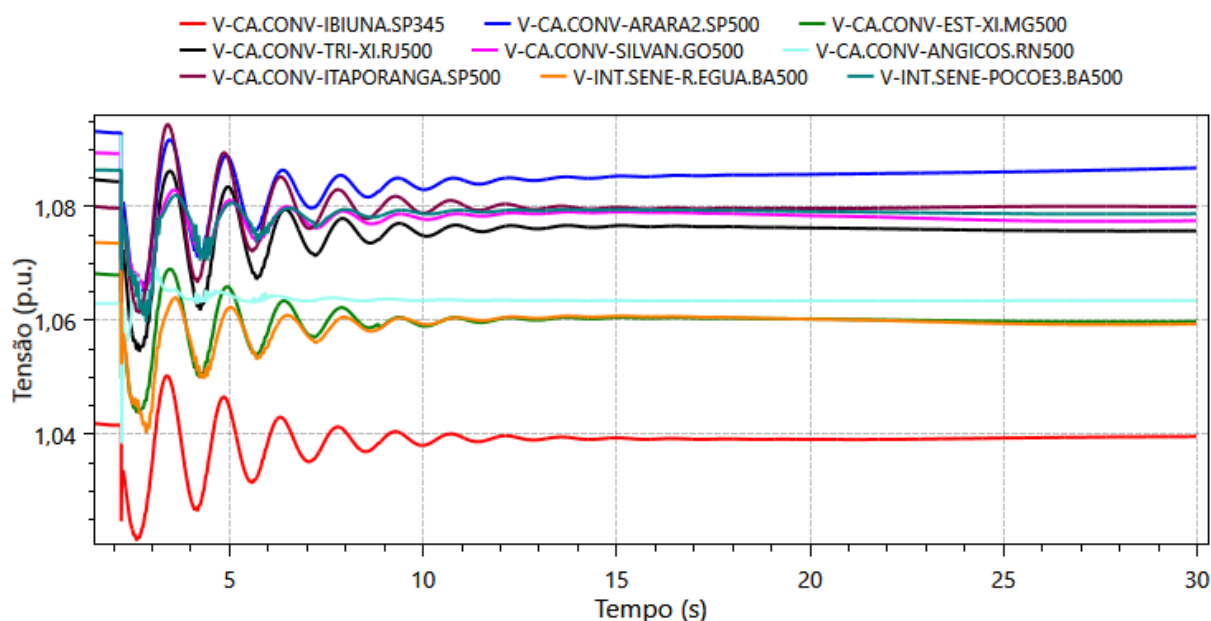


Figura 11-27 - Tensões CA nos conversores durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 4)

11.5.3. Curto-circuito monofásico próximo à SE Angicos

No contexto das contingências que afetam diretamente as barras CA dos conversores do bipolo Nordeste II, foi inicialmente simulada a ocorrência de um curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Angicos, seguido da abertura de uma das linhas de transmissão Angicos – Monte Verde. Essas linhas são responsáveis por transportar uma parcela significativa de potência em direção à SE Angicos.

Nessa condição, não foi observada interrupção na transferência de potência em nenhum dos conversores HVDC do SIN. Além disso, o bipolo Nordeste II apresentou rápida recuperação após a eliminação da falta, com retomada da transferência de potência para o patamar de 3 GW, uma vez que a excursão de potência durante o evento não foi substancial, conforme ilustrado na Figura 11-28.

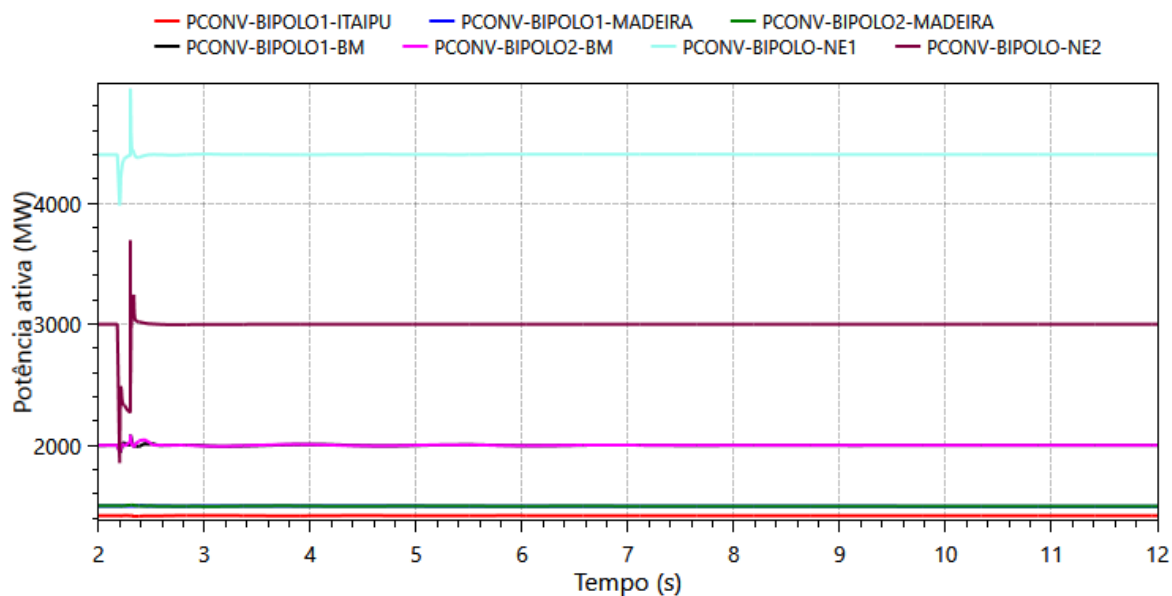


Figura 11-28 - Potência nos conversores HVDC durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)

No que tange ao desempenho da tensão, a Figura 11-29 apresenta os perfis de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Observa-se que a perturbação analisada provocou uma sobretensão transitória na SE Angicos imediatamente após a eliminação da falta. Essa elevação de tensão, contudo, foi rapidamente amortecida, mantendo-se os valores dentro dos limites operacionais aceitáveis. Além disso, não foram registradas oscilações significativas de tensão nas demais conversoras da região, o que contribuiu para a rápida estabilização.

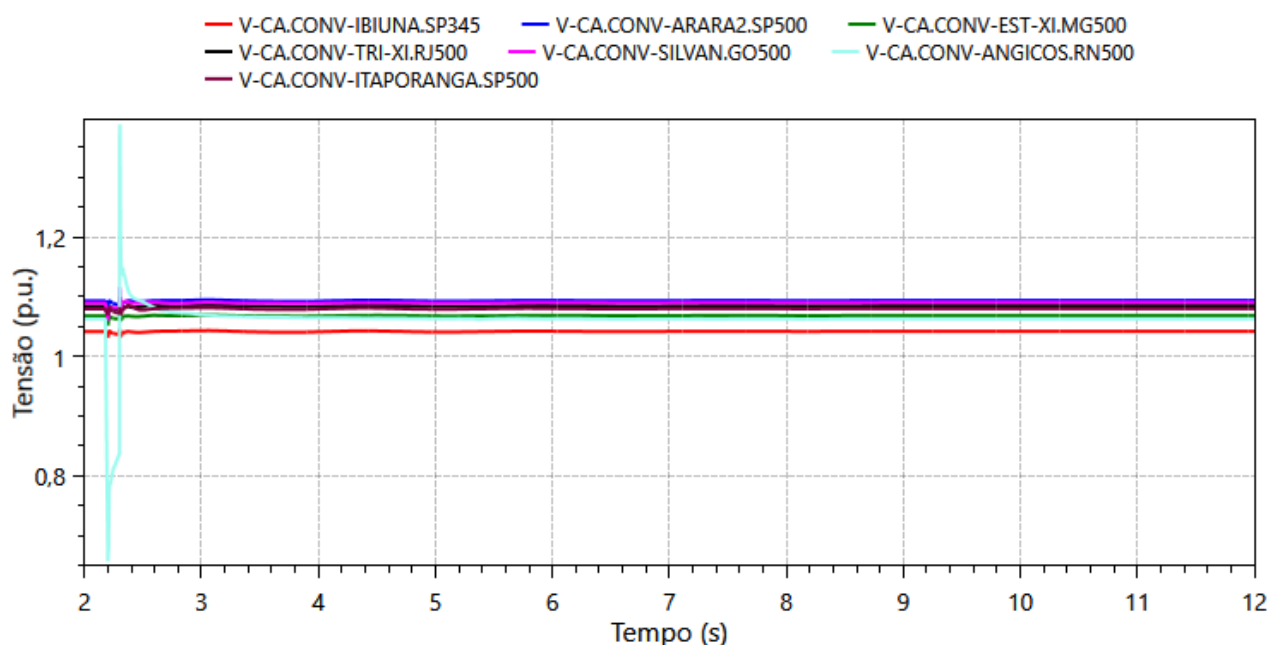


Figura 11-29 - Tensões CA nas conversoras durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)

A Figura 11-30 apresenta a contribuição de potência reativa proveniente de ambas as subestações conversoras do bipolo VSC durante a sequência de eventos descrita anteriormente, ilustrando sua

contribuição no *fault ride through*. Nesse contexto, a conversora de Angicos eleva transitoriamente seu fornecimento de potência reativa durante a ocorrência do curto-circuito, atingindo um pico de aproximadamente 1.100 Mvar. Após a abertura da linha de transmissão, o valor fornecido atinge um novo pico e estabiliza em torno de 137 Mvar.

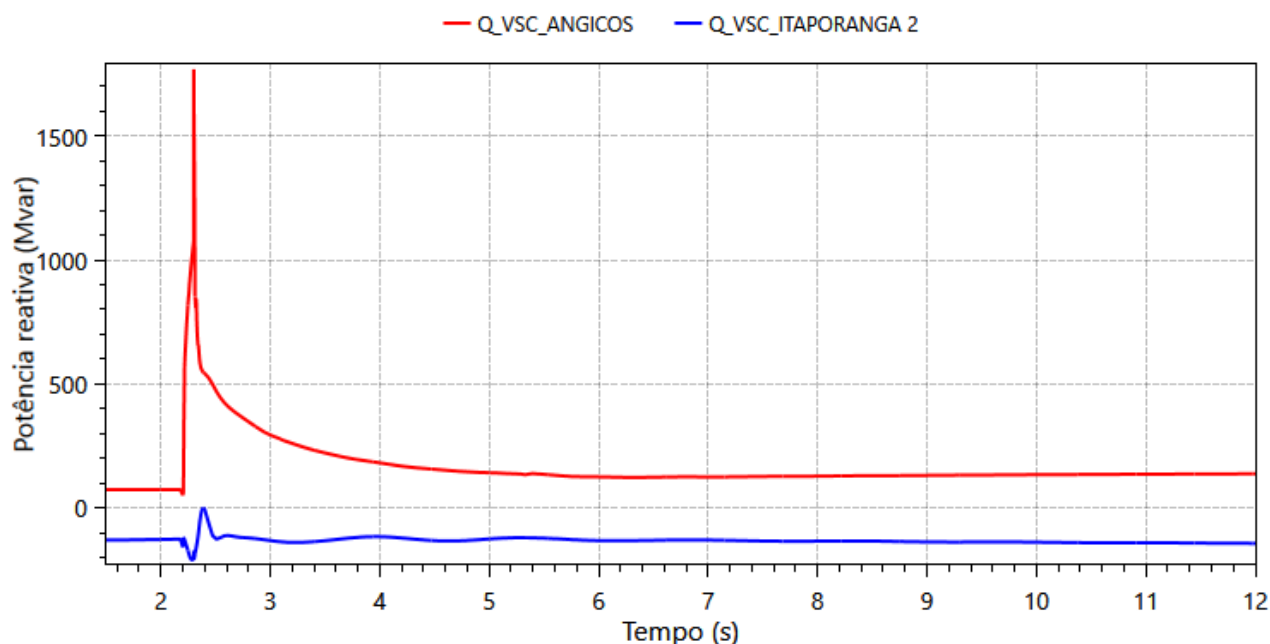


Figura 11-30 - Potência reativa dos conversores VSC durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)

11.5.4. Curto-circuito monofásico próximo à SE Itaporanga 2

Durante a ocorrência de um curto-circuito próximo à SE Itaporanga 2, seguido da abertura da LT 500 kV Araraquara 2 - Itaporanga 2, C1, o sistema demonstrou estabilidade frente à perturbação, mesmo diante da interrupção momentânea da transferência de potência de todos os bipolos, exceto o bipolo NE II, que teve apenas uma redução pontual para 1 GW.

Neste evento não é esperado que todos os conversores HVDC-LCC tenham falha de comutação, principalmente o conversor de Silvânia. Entretanto, foi adotado uma premissa conservadora forçando a falha de comutação em todos os conversores HVDC-LCC da região Sudeste, assegurando a estabilidade do Sistema Interligado Nacional no pior cenário avaliado. A Figura 11-31 demonstra a rápida recuperação da potência após a eliminação da falta.

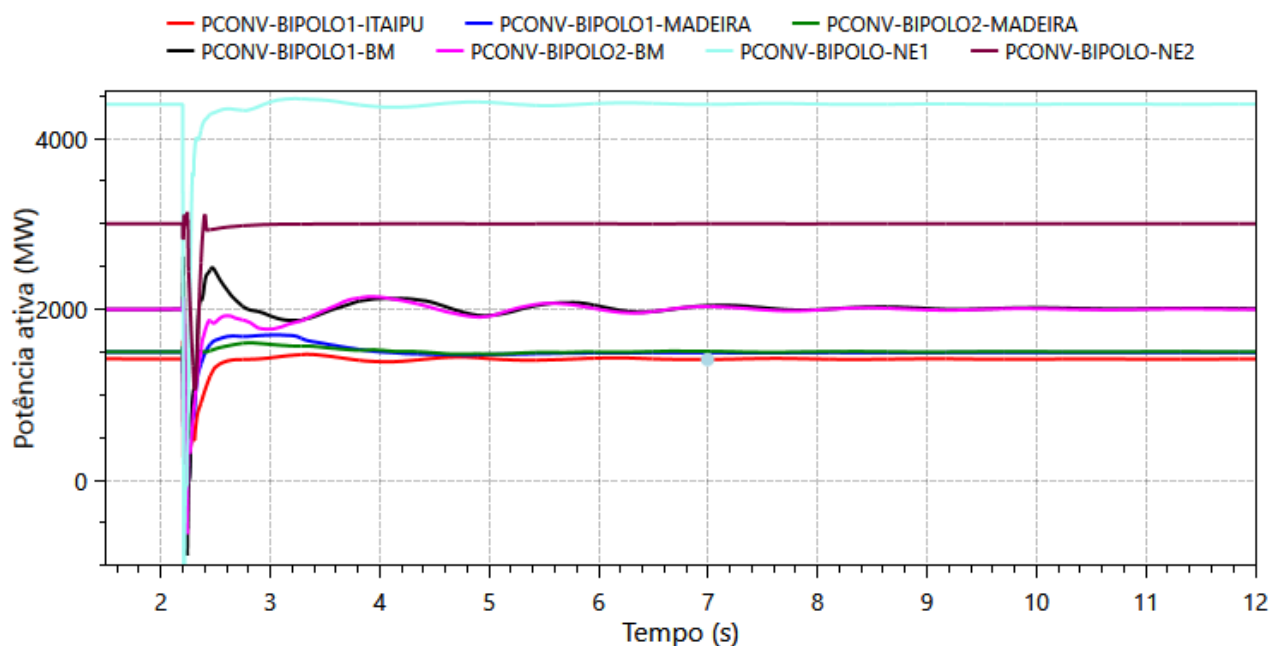


Figura 11-31 - Potência nos conversores HVDC durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)

A Figura 11-32 apresenta o perfil de tensão CA nas subestações conversoras da região Sudeste. Observa-se que, após a eliminação do curto-circuito, ocorreu uma sobretensão transitória na SE Itaporanga 2, a qual foi prontamente amortecida, restabelecendo os níveis de tensão dentro dos limites operacionais aceitáveis. Ademais, não foram identificadas oscilações significativas de tensão nas demais conversoras da região, o que contribuiu decisivamente para a rápida estabilização do SIN poucos segundos após o defeito.

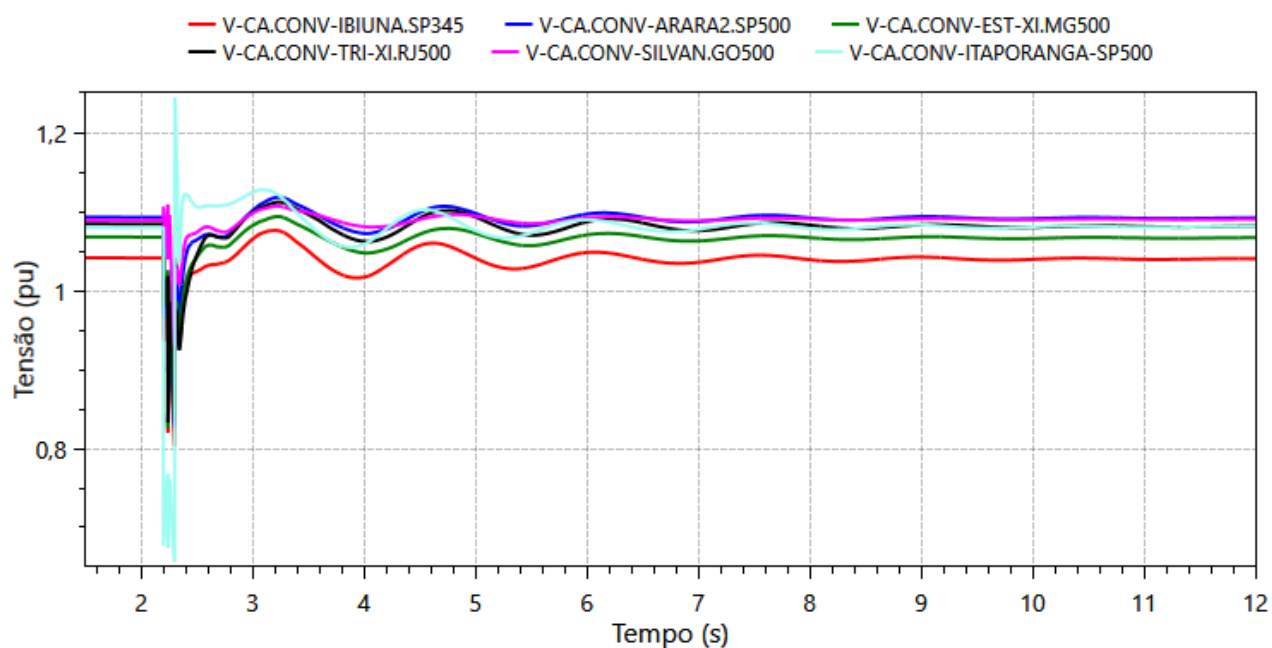


Figura 11-32 - Tensões CA nas SE conversoras durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)

Entre as vantagens da tecnologia VSC, pode-se destacar a contribuição no controle de tensão, gerando ou absorvendo energia reativa, conforme Figura 11-33.

Neste evento, a conversora de Itaporanga 2 injeta potência reativa transitoriamente durante o curto-circuito. Logo após a abertura da linha de transmissão a conversora reduz a potência reativa injetada e passa a absorver continuamente potência reativa, dado que o fluxo de potência ativa na SE Itaporanga foi reduzido após a abertura da LT 500 kV Araraquara 2 - Itaporanga 2, C1.

Durante o curto-circuito há injeção de 1.100 Mvar e um pico de potência reativa no instante da abertura da linha de transmissão. A simulação termina com uma absorção de 228 Mvar.

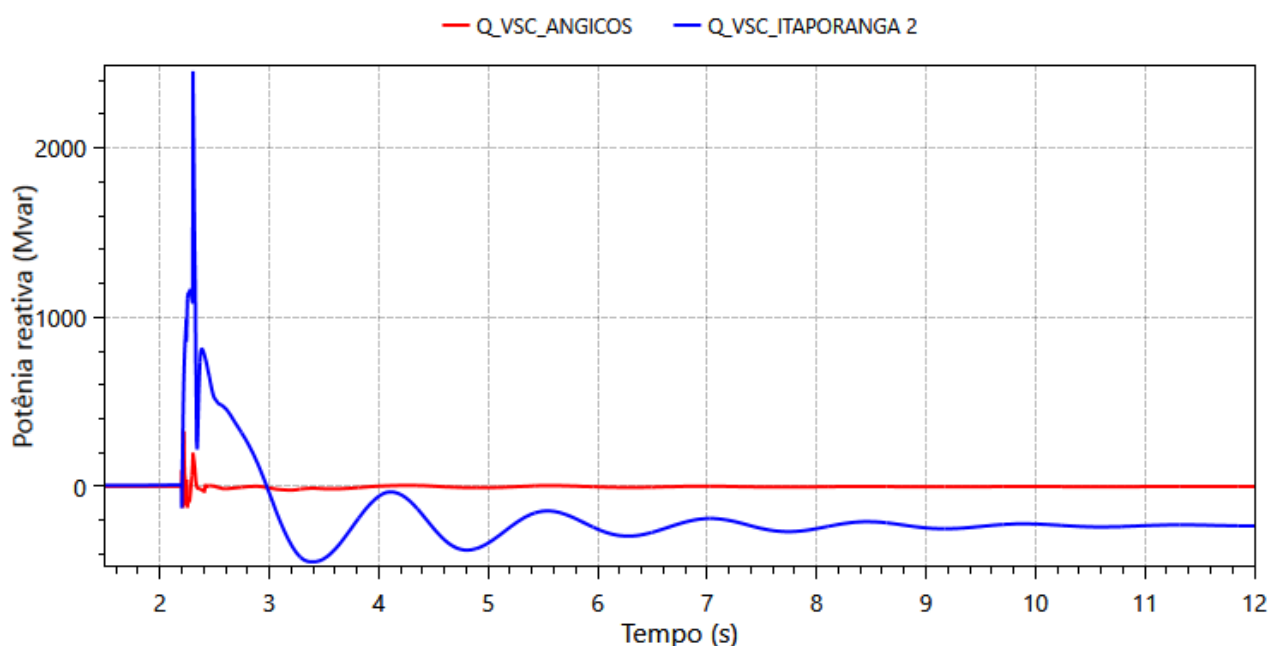


Figura 11-33 – Potência reativa dos conversores VSC durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)

11.5.5. Perda Dupla na região Nordeste

Do ponto de vista das contingências na rede de 230 kV com potencial para desencadear fenômenos de colapso de tensão, especialmente na região Nordeste, foi simulada a ocorrência de um curto-circuito na SE 230 kV Açú II, seguido da abertura das LT 230 kV Açú II – Açú III e LT 230 kV Açú III – Mossoró II. Essas linhas desempenham papel relevante na transferência de potência na região.

Observou-se uma rápida recuperação dos níveis de tensão nas barras de 230 kV, conforme ilustrado na Figura 11-34. Dessa forma, não foram identificados indícios de colapso de tensão, indicando a robustez da rede elétrica frente à perturbação analisada.

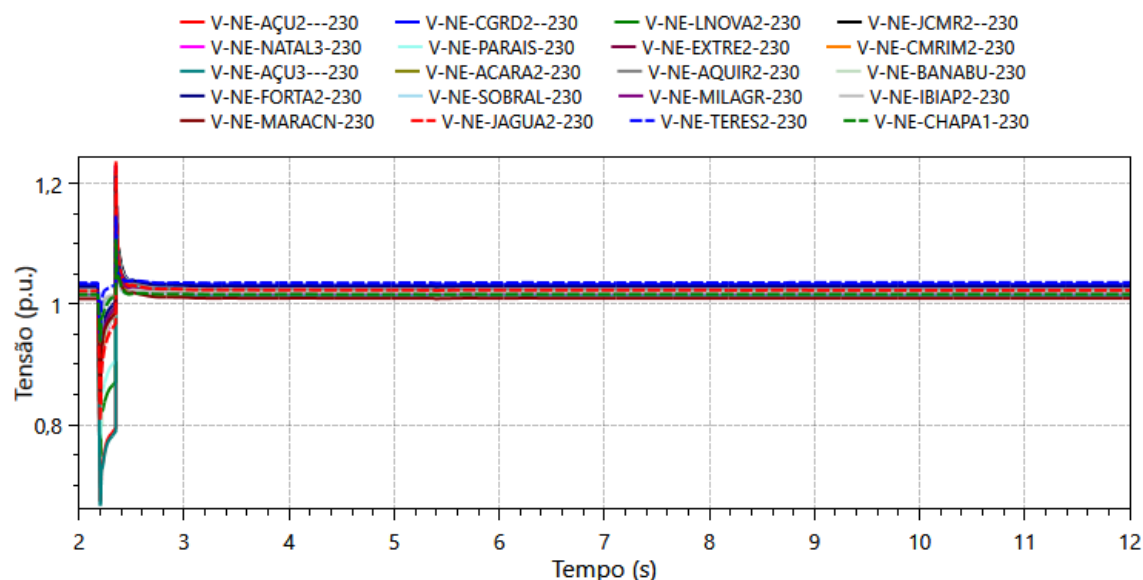


Figura 11-34 - Tensões CA em SE 230kV no Nordeste durante o curto-circuito monofásico na SE Açú II seguido da perda das LT 230 kV Açú II – Açú III e LT 230 kV Açú III – Mossoró II (Cenário 4)

11.5.6. Perda Dupla na região Sudeste

Em relação às faltas ocorridas na região Sudeste, destaca-se o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das LT 500 kV Estreito–Fernão Dias, C1 e C2, como uma das contingências mais críticas. Estas linhas de transmissão apresentam elevado carregamento, e todos os conversores HVDC da região Sudeste falharam simultaneamente, com exceção do bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção momentânea de potência nos elos em corrente contínua, o SIN foi capaz de suportar a perturbação, permitindo que os troncos em corrente contínua restabelecessem seus níveis de potência ao patamar anterior ao curto-circuito, conforme observado na Figura 11-35.

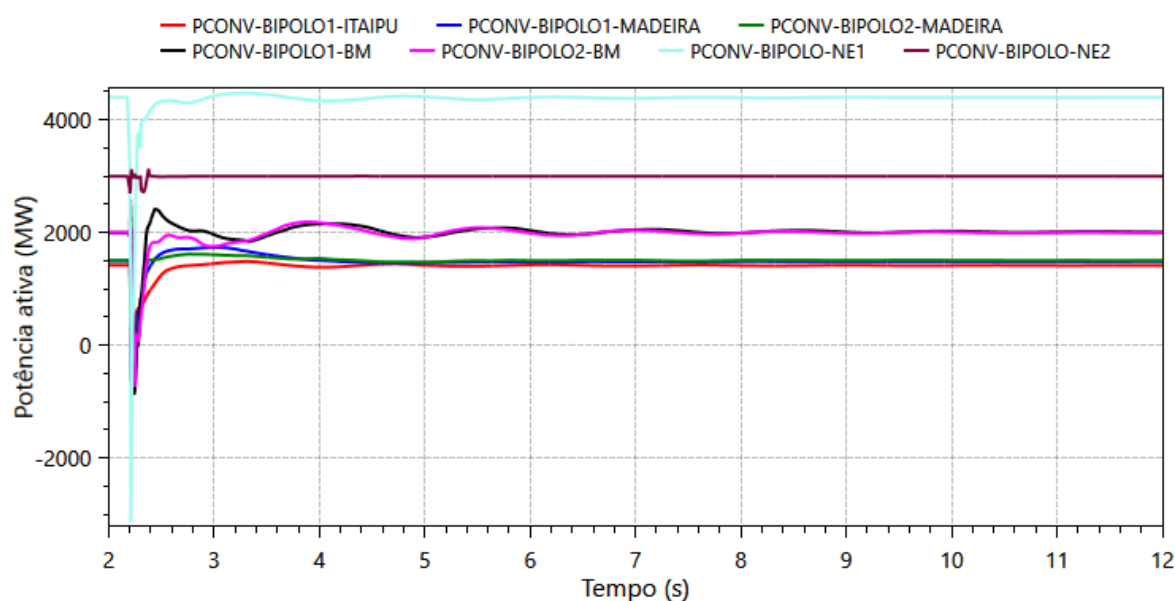


Figura 11-35 - Potência nos Elos HVDC durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 4)

A Figura 11-36 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Observa-se que a perturbação em questão não resultou em oscilações significativas de tensão, o que contribuiu para a rápida estabilização do SIN, poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

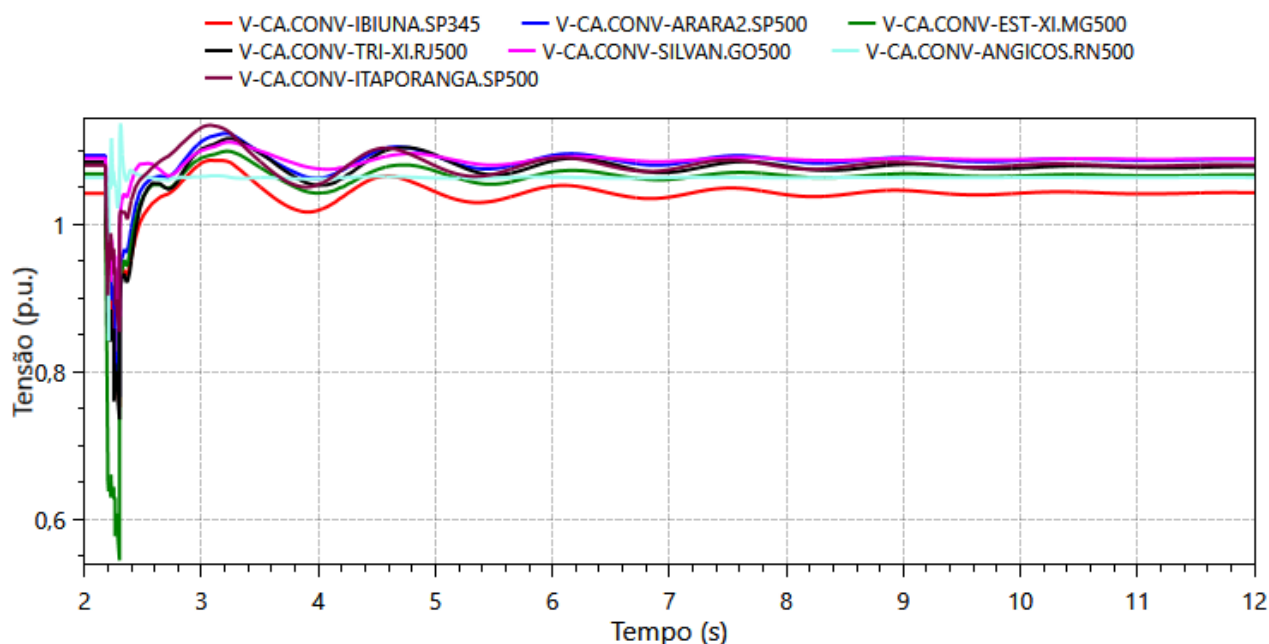


Figura 11-36 - Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 4)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-2 - Tempo de recuperação dos bipolos após curto-circuito em Estreito seguido da perda dupla – Estreito – F. Dias (Cenário 4)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	215
Madeira 1	77
Madeira 2	51
Belo Monte - Bipolo 1	50
Belo Monte - Bipolo 2	110
Graça Aranha - Silvânia	12
Nordeste II	-

11.6. Cenários avaliados

Apresenta-se nesta seção o desempenho dinâmico da alternativa vencedora, que considera o bipolo Nordeste II de 3 GW com a tecnologia VSC ± 600 kV, estando em plena carga em todos os cenários.

Como o desempenho do cenário 4 já foi apresentado na seção anterior, aqui será apresentado o desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional dos outros 11 cenários para eventos como bloqueio do bipolo Nordeste II, bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II e curto-circuito com perda de duas linhas de transmissão na região Sudeste, provocando falha de comutação simultânea nas subestações conversoras.

Em alguns cenários foi necessário a aplicação de um SEP após o bloqueio do bipolo Nordeste II. Este SEP consistiu em desligamento de geração na região Nordeste para alívio de fluxo na interligação Nordeste-Sudeste e manutenção da estabilidade de tensão. Observou-se que é efetivo o corte de máquinas da UHE Xingó e UHE Paulo Afonso IV, bem como de geração renovável variável no estado de Rio Grande do Norte. Como em muitos cenários deste estudo a necessidade de corte de geração era maior que a potência despachada nestas usinas hidrelétricas, adotou-se uniformemente para todos os cenários um SEP desligando apenas geração renovável no Rio Grande do Norte, mas ressalta-se que pode haver outras combinações efetivas.

Nos eventos de bloqueio de polo, considerado uma condição N-1, não foi aplicado nenhuma intervenção no sistema para alívio de carga. Ressalta-se também que, de forma conservadora para estas simulações, o polo são do bipolo Nordeste II não recebe sobrecarga dinâmica durante o bloqueio de polo, mas este recurso poderá vir a ser disponibilizado caso o bipolo tenha nível de tensão igual ou superior a 600 kV.

As faltas monofásicas apresentadas neste capítulo tiveram duração de 100 ms. Os tempos de falha de comutação dos conversores HVDC da região Sudeste, após a ocorrência do curto-circuito, foram definidos a partir dos documentos do ONS [17] [16].

11.6.1. Cenário 1 – Nordeste Exportador – carga máxima diurna do ano 2033

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações da região Nordeste com Norte e com Sudeste/Centro-Oeste, totalizando 24 GW de exportação.

O principal fator limitante neste cenário é o primeiro afundamento de tensão nas subestações localizadas nos estados do Piauí e da Bahia após o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.1.1. Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do elo HVDC Nordeste II, foi necessário implementar um SEP de corte de geração de 1.400MW de geração na região Nordeste com o objetivo de preservar a estabilidade de tensão no SIN e atender aos critérios de segurança operativa. A Figura 11-37 apresenta a potência nos Conversores HVDC correspondente a esse evento.

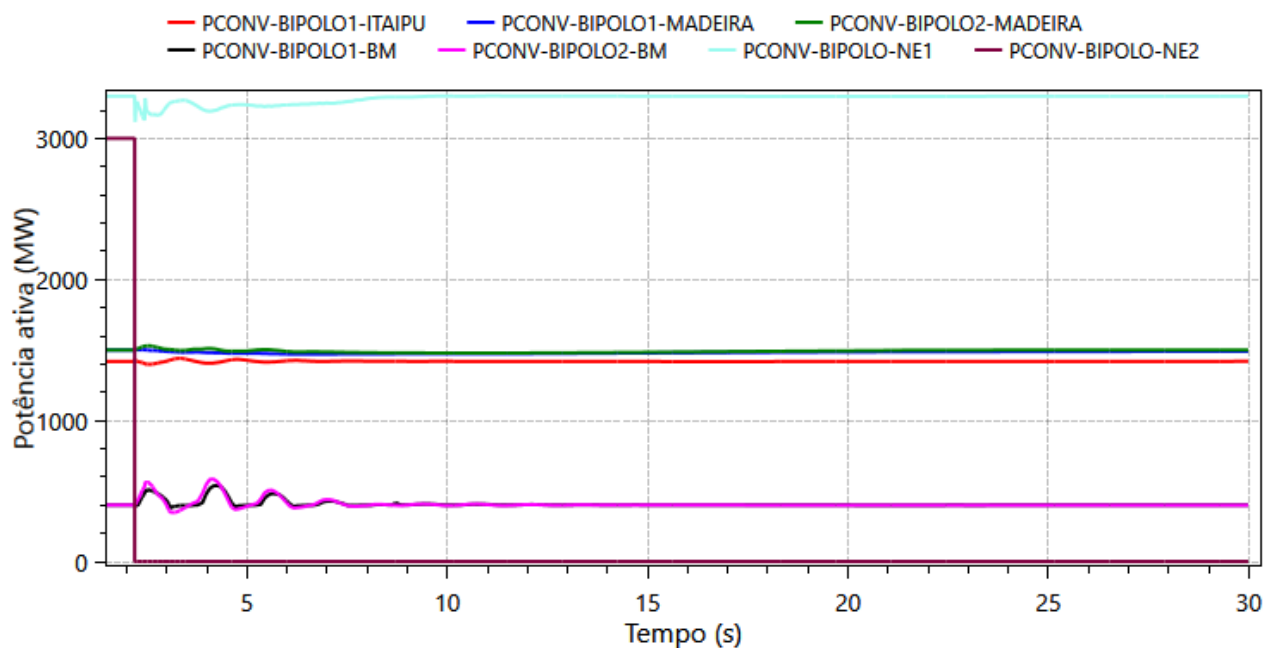


Figura 11-37 – Potência nos Elos HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)

A Figura 11-38 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação NE-SE e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos. Observa-se que, com a aplicação do Sistema Especial de Proteção, os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

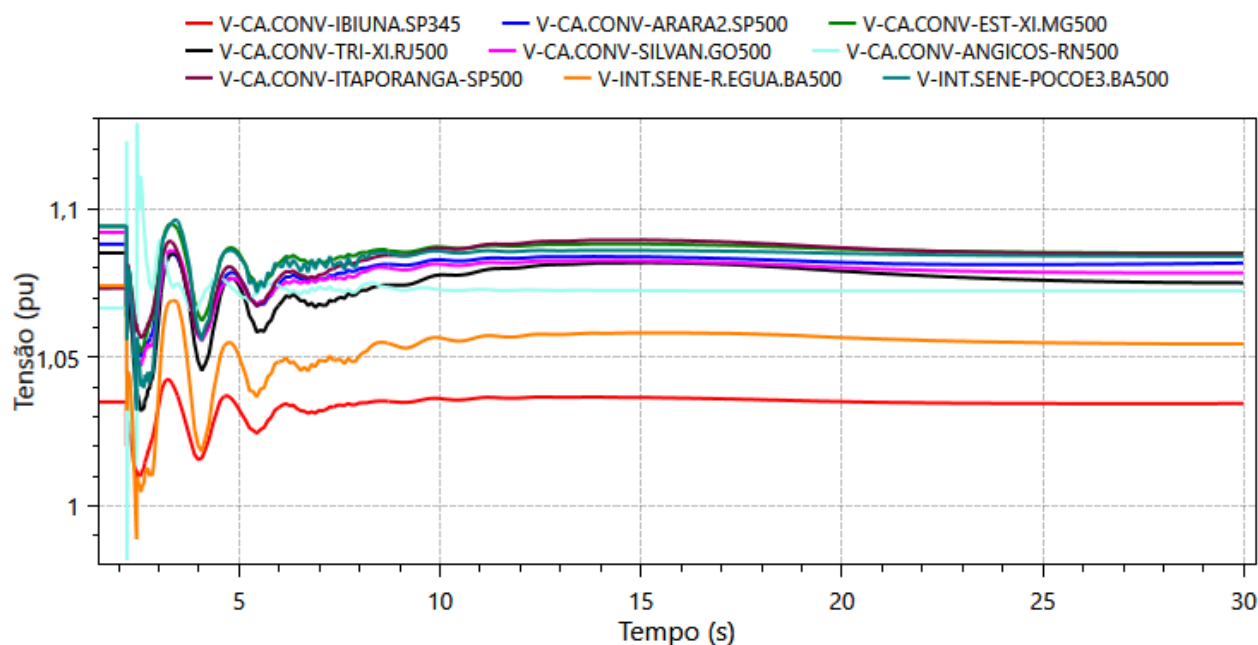


Figura 11-38 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)

A frequência das usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN mantiveram-se dentro da faixa segura de operação, mesmo com o desligamento de geração na região Nordeste. Observa-se na Figura 11-39 que o nível mínimo de frequência foi 59,5 Hz.

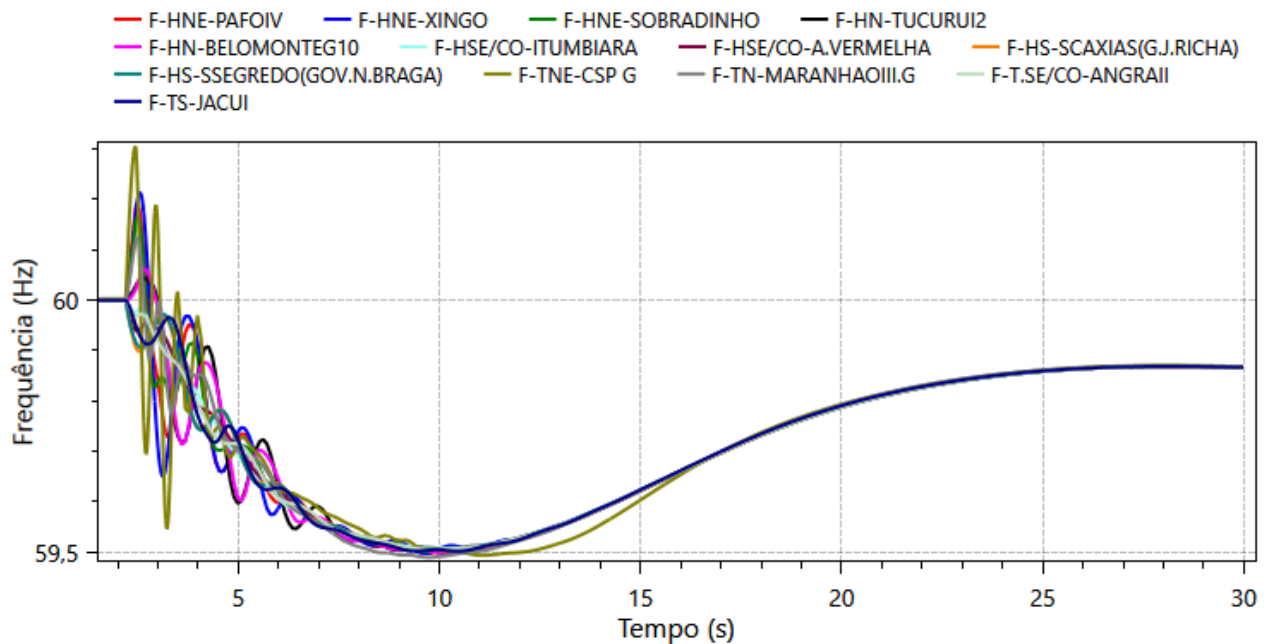


Figura 11-39 – Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)

11.6.1.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de algum SEP com corte de geração. A Figura 11-40 apresenta a potência nos bipolos correspondente a esse evento.

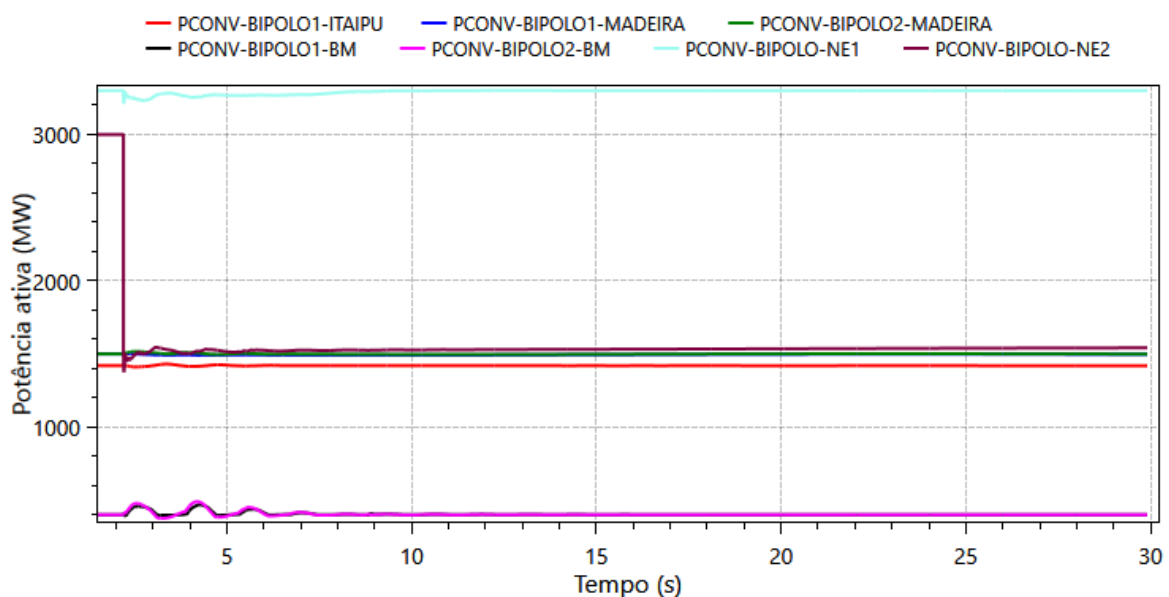


Figura 11-40 – Potência nos Elos HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 1)

A Figura 11-41 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação NE-SE e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

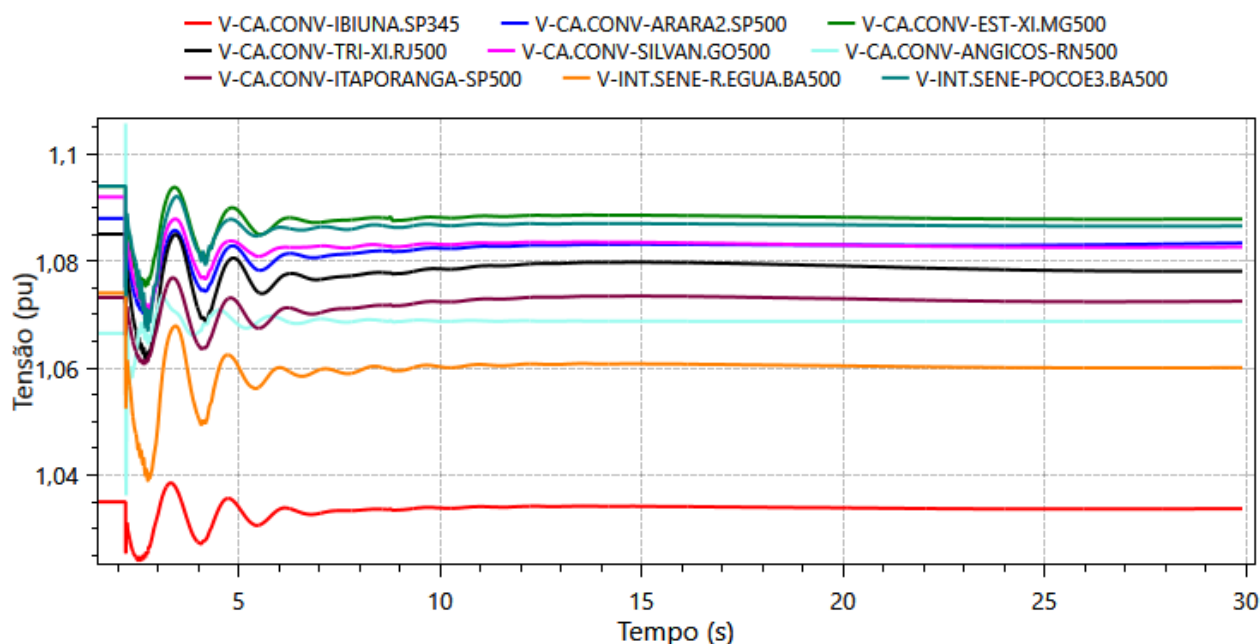


Figura 11-41 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 1)

11.6.1.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as faltas na região Sudeste, o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das LT 500 kV Estreito-Fernão Dias C1 e C2, está entre as mais críticas, visto que são linhas de transmissão com elevado carregamento e todos os elos HVDC falharam simultaneamente, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos conversores HVDC, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 11-42.

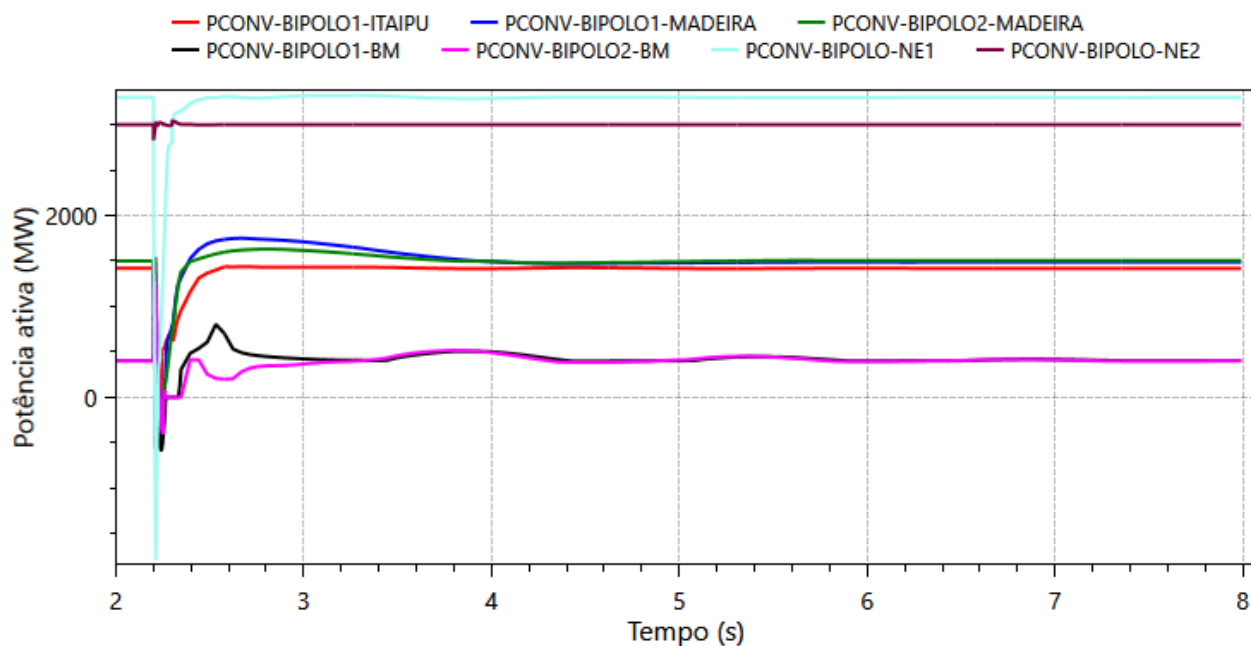


Figura 11-42 – Potência nos conversores HVDC durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-F.Dias (Cen. 1)

Na Figura 11-43 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Esta perturbação não provocou oscilações acentuadas de tensão, permitindo que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

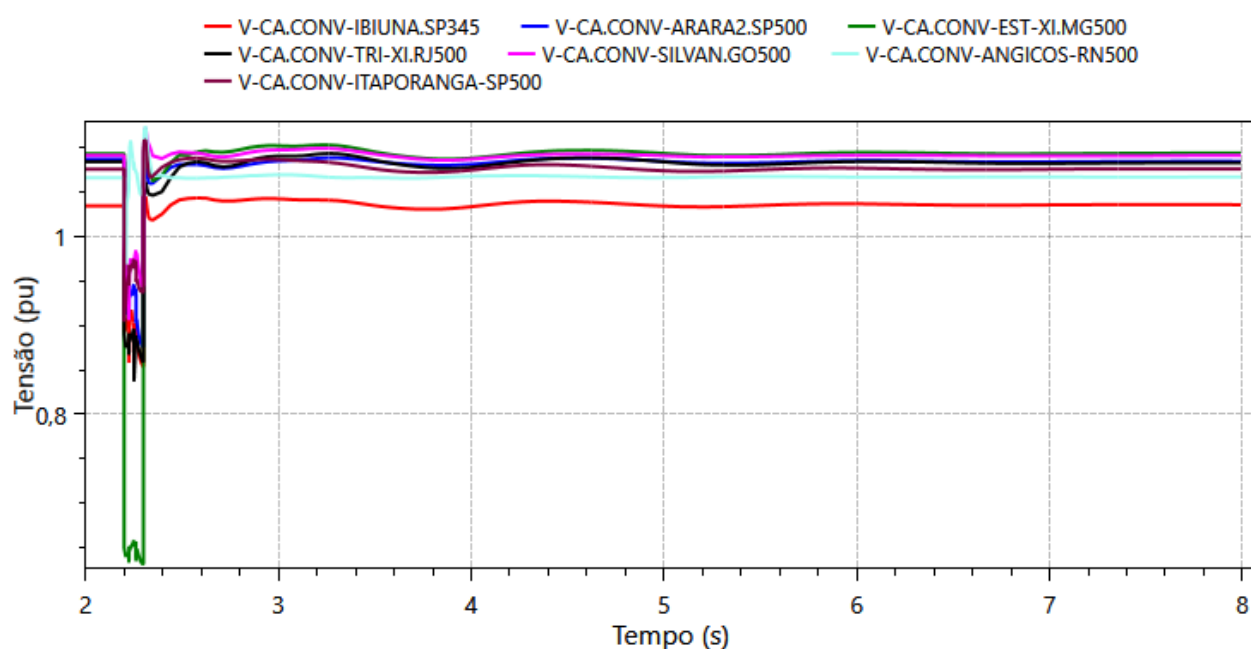


Figura 11-43 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito - F.Dias (Cenário 1)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, à exceção do Bipolo de Belo Monte 2, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Com relação ao tempo de recuperação da potência ativa do bipolo 2 de Belo Monte, ela é reestabelecida em 85 ms, e após esse período sofre uma dinâmica do seu controle e tem sua potência reduzida, entretanto ela torna a recuperar 585 ms depois. Considerou-se essa recuperação satisfatória pois não é um problema sistêmico nem representa um risco a operação segura do sistema.

Tabela 11-3 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 1)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	131
Madeira 1	55
Madeira 2	43
Belo Monte - Bipolo 1	65
Belo Monte - Bipolo 2	670
Graça Aranha - Silvânia	0
Nordeste II	-

11.6.2. Cenário 2 – Norte/Nordeste Exportadores – carga máxima diurna do ano 2033

Este cenário caracteriza-se por elevada exportação das regiões Norte e Nordeste no período diurno do ano de 2033. Observa-se, nesse contexto, despacho mediano tanto das usinas eólicas quanto das usinas solares, refletindo um período de transição entre regimes hidrológicos no SIN. A região Norte apresenta geração em nível mediano, enquanto a inércia do Sudeste situa-se entre valores medianos e baixos.

11.6.2.1. Bloqueio de bipolo

Neste evento, aplica-se em 2,2 s a perda da potência total do bipolo Nordeste II, de 3 GW. Em seguida, considera-se a atuação do corte de geração na região Nordeste, da ordem de 2,5 GW, efetivado 250 ms após a detecção da falha, com o objetivo de mitigar os afundamentos de tensão observados no Sul da Bahia e no Norte de Minas Gerais.

Ressalta-se que foi avaliada, como alternativa ao SEP de corte de geração, a utilização do recurso de sobrecarga no Bipolo Graça Aranha–Silvânia. Contudo, esse recurso mostrou-se insuficiente. Durante esse evento todos os bipolos tiveram oscilação que foram amortecidas em 8 s. Há também uma dinâmica de atuação dos Bipolo do Madeira que termina em torno de 15 s.

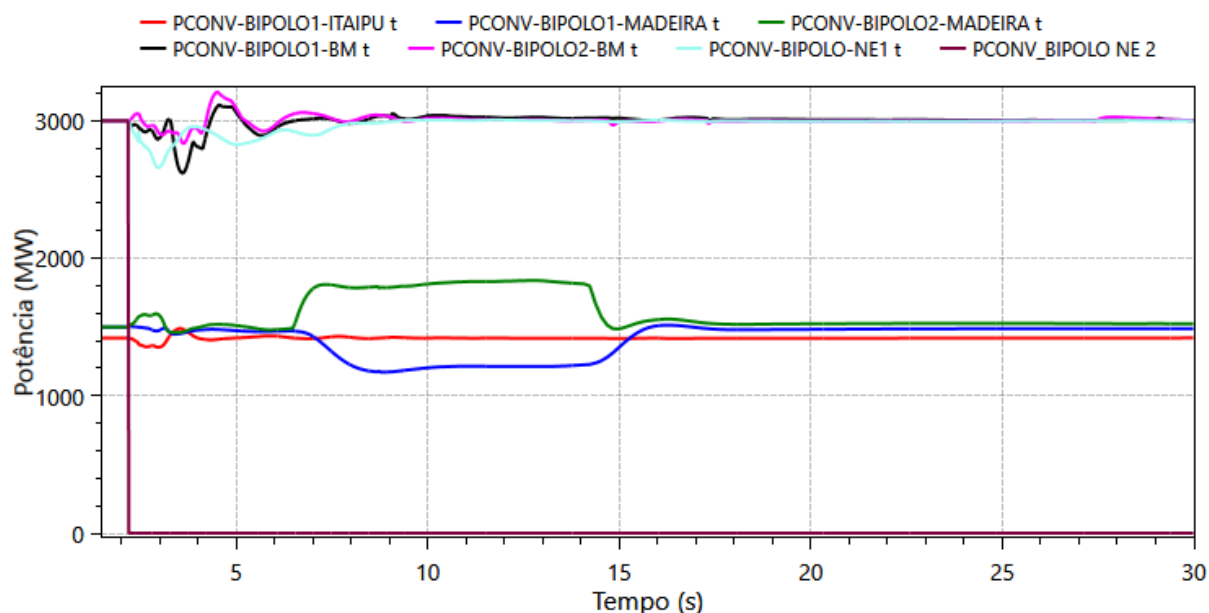


Figura 11-44 Potência nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)

A Figura 11-45, apresenta as magnitudes de tensão nas subestações conversoras durante a perda do Bipolo Nordeste II. Foi observado que todas as tensões se encontram dentro dos valores de referência, sendo a menor registrada de 0,95 p.u. na SE 500 kV terminal Rio.

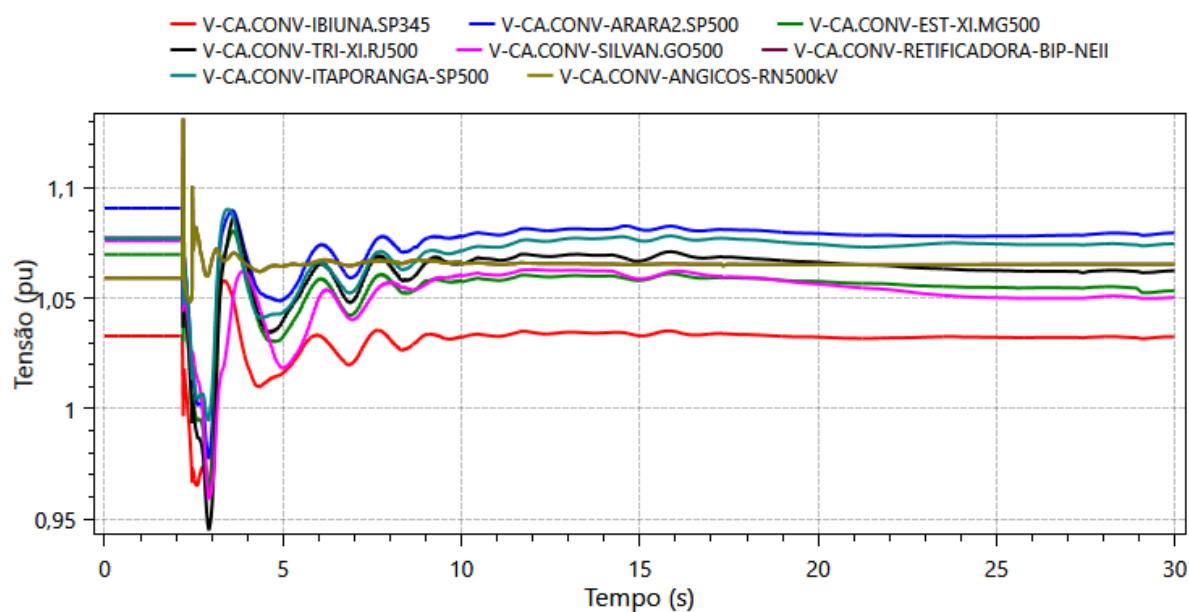


Figura 11-45 Tensão nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)

A frequência atinge um valor mínimo de aproximadamente 59,4 Hz, sem ocorrência de defasagens significativas entre os subsistemas no período transitório. Dessa forma, o corte de geração mantém ampla margem de segurança em relação ao critério de frequência.

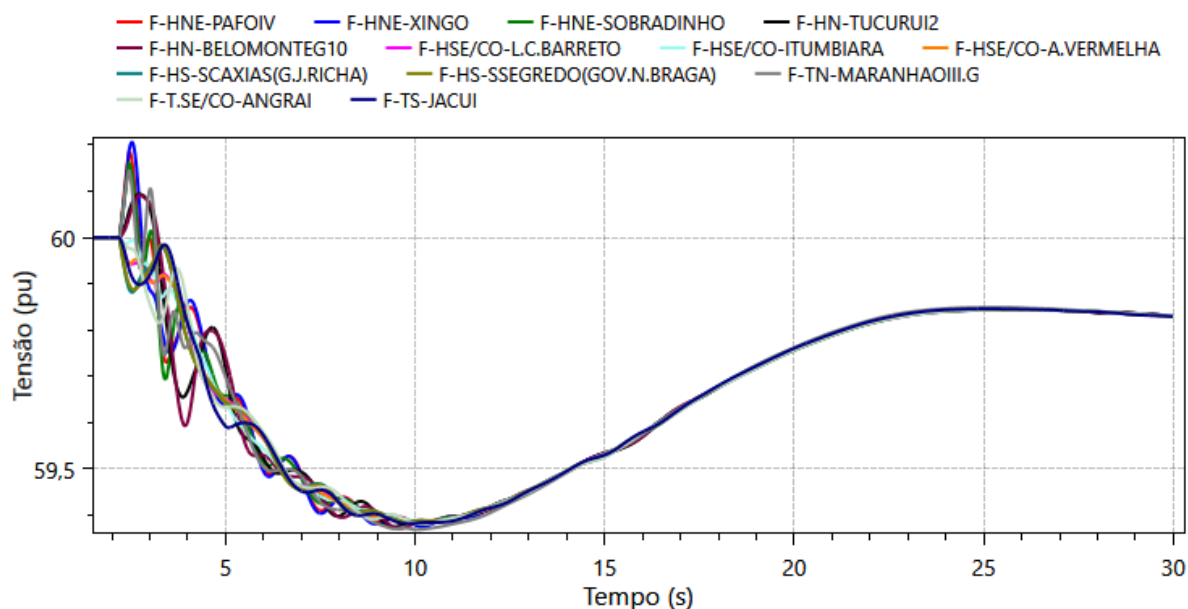


Figura 11-46 Frequência do sistema durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)

11.6.2.2. Bloqueio de polo

O evento de bloqueio de um polo é caracterizado pela redução de 50% da potência transmitida, desconsiderando a atuação da lógica do sistema especial de proteção (SEP) e aplicação de sobrecarga no polo são. Assim, a sequência do evento consiste apenas na redução de potência em 2,2 s. Nessa condição, a potência dos bipolos tem apenas uma pequena perturbação, atingindo a estabilização em menos de 10 s.

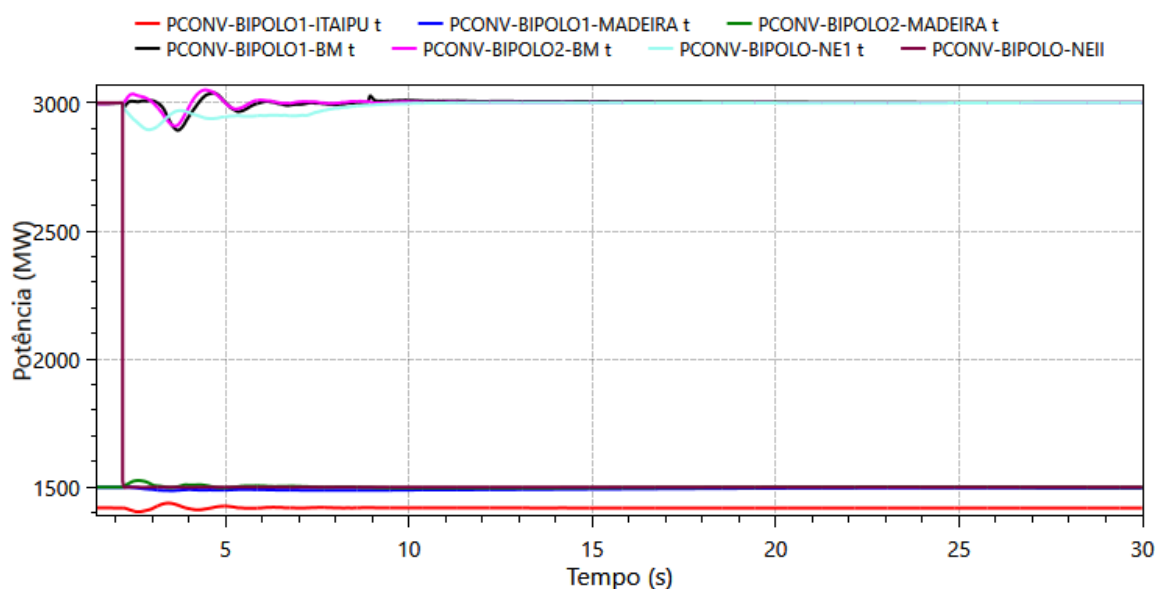


Figura 11-47 Potência nas SE conversoras durante bloqueio de polo do Bipolo Nordeste II (cenário 2)

Na análise do perfil de tensão, verifica-se que este evento é menos severo que a perda de bipolo, com estabilização dentro dos limites já aos 10 s.

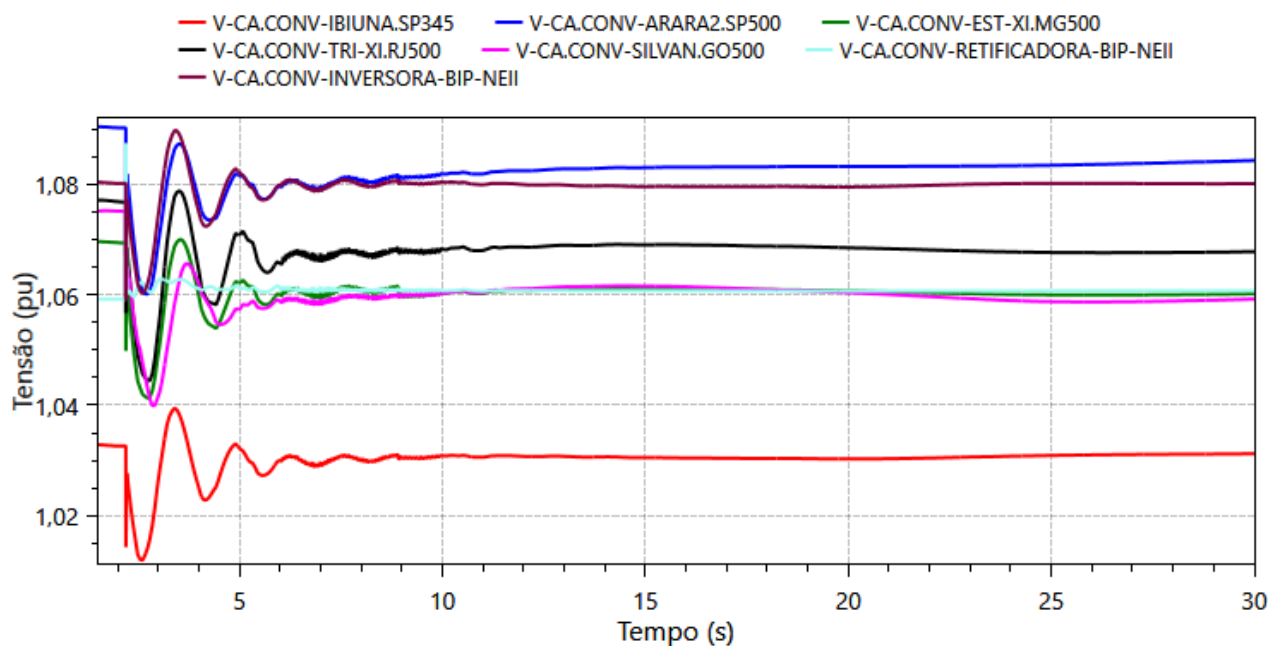


Figura 11-48 Tensão nas SE conversoras durante perda de polo do Bipolo Nordeste II (cenário 2)

11.6.2.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências na região Sudeste, o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das LT 500 kV Estreito–Fernão Dias C1 e C2, destaca-se como uma das mais críticas. Nesse evento, ocorre falha de comutação simultânea em todos os elos de corrente contínua, exceto no bipolo Nordeste II.

Durante essa ocorrência, ocorre a interrupção da potência transmitida em todo o sistema. Todavia, ocorre a estabilização da potência em todos os bipolos em menos de 7 s. As piores oscilações foram observadas nos bipolos de Belo Monte, que são os elos inseridos no sistema mais longos.

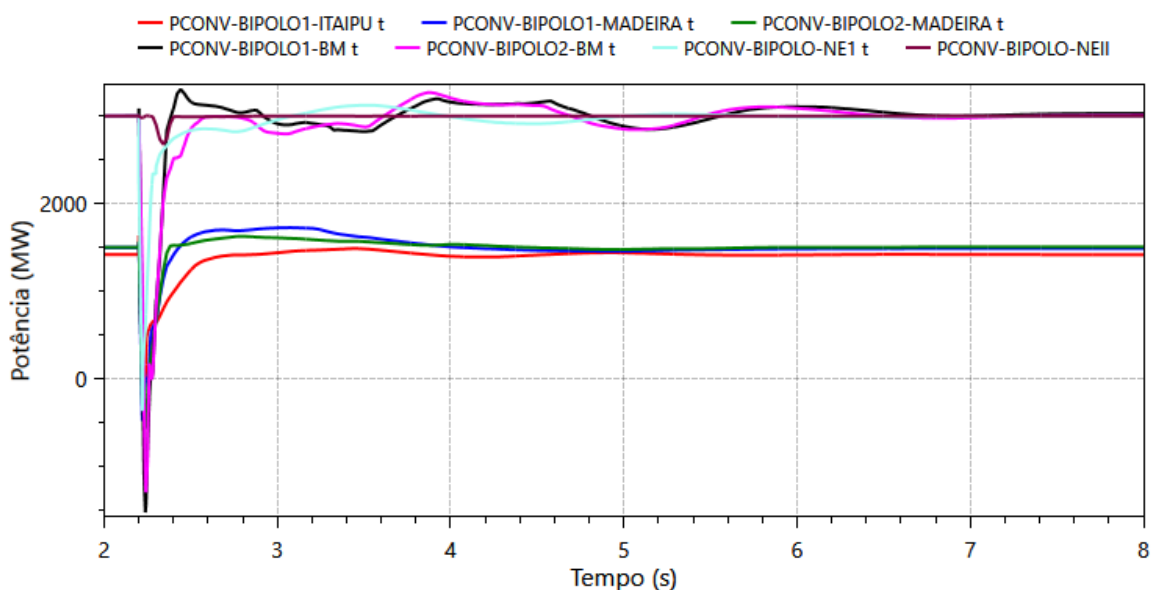


Figura 11-49 Potência nos conversores HVDC durante curto-circuito monofásico em Estreito, seguido da abertura do CD Estreito – Fernão Dias (cenário 2)

As tensões, embora oscilem após a eliminação do bipolo, não apresentam o afundamento típico do primeiro swing e alcançam estabilidade em menos de 6 s, evidenciando a rápida estabilização do sistema.

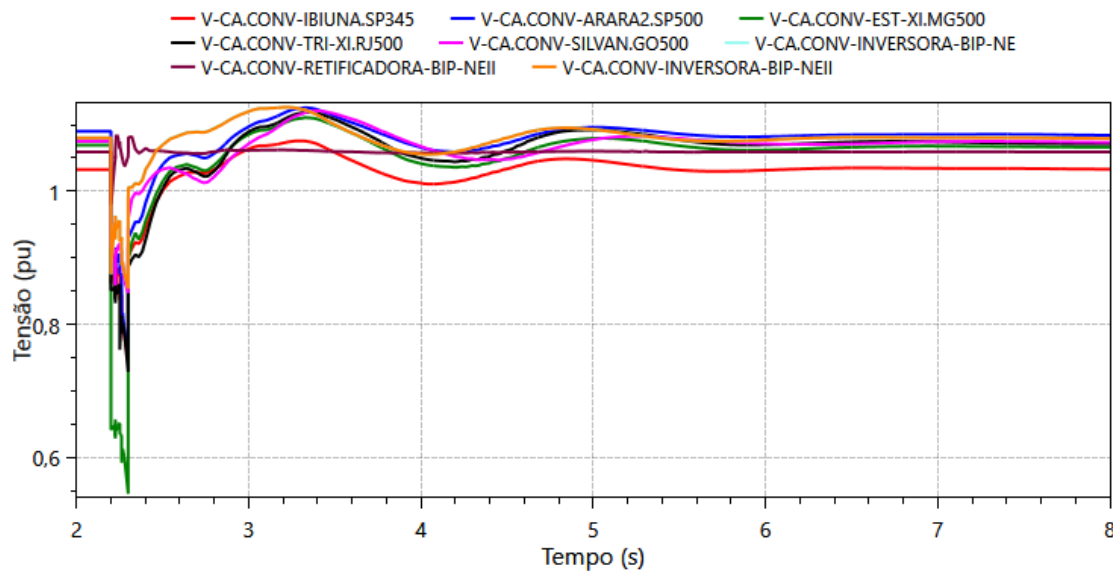


Figura 11-50 - Tensão nas SE conversoras durante curto-circuito monofásico em Estreito, seguido da abertura do CD Estreito – Fernão Dias - cenário 2

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-4 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F.Dias (Cen. 2)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	218
Madeira 1	82
Madeira 2	53
Belo Monte - Bipolo 1	58
Belo Monte - Bipolo 2	169
Graça Aranha - Silvânia	78
Nordeste II	-

11.6.3. Cenário 3 – Norte/Nordeste Exportadores – carga máxima noturna do ano 2035

Este cenário caracteriza-se pelo carregamento máximo de todos os bipolos em seus valores nominais no ano de 2035. Adicionalmente, nesse cenário ocorre a máxima exportação total de potência pelo Norte/Nordeste de 31 GW. O principal fator limitante permanece associado às restrições de suporte reativo durante eventos de falha de comutação nas regiões do Sul da Bahia e de São Paulo.

11.6.3.1. Bloqueio de bipolo

Neste evento, aplica-se em 2,2 s a perda da potência total do bipolo Nordeste II, da ordem de 3 GW. Em seguida, considera-se a atuação do corte de geração na região Nordeste, correspondente a 1 GW, efetivado 250 ms após a detecção da falha, com o objetivo de mitigar os afundamentos de tensão observados no Sul da Bahia e no Norte de Minas Gerais.

Ressalta-se que foi avaliada, como alternativa ao SEP de corte de geração, a utilização do recurso de sobrecarga no Bipolo Graça Aranha–Silvânia. Contudo, esse recurso mostrou-se insuficiente. Na Figura 11-51, em vermelho, verifica-se a potência do bipolo Nordeste II reduzindo-se a zero, enquanto apenas os bipolos com retificadora situada na região Norte (Xingu – Estreito, Xingu – Terminal Rio e Nordeste Graça Aranha – Silvânia) apresentam pequena oscilação, efeito que deixa de ser perceptível após 10 s de simulação.

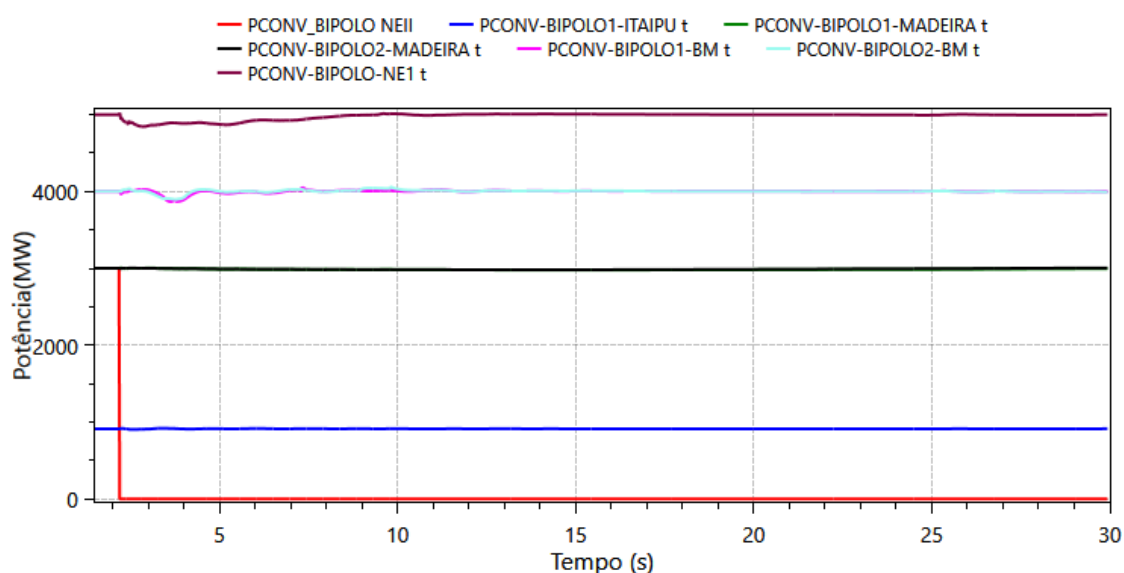


Figura 11-51 - Potência nas SE conversoras durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)

Ao analisar o perfil de tensão nas barras das conversoras, verifica-se que, após o bloqueio do bipolo Nordeste II, a barra CA de Angicos apresenta um pico transitório de tensão, eliminado em cerca de 3 s. As demais subestações conversoras, por sua vez, sofrem apenas efeitos marginais do evento.

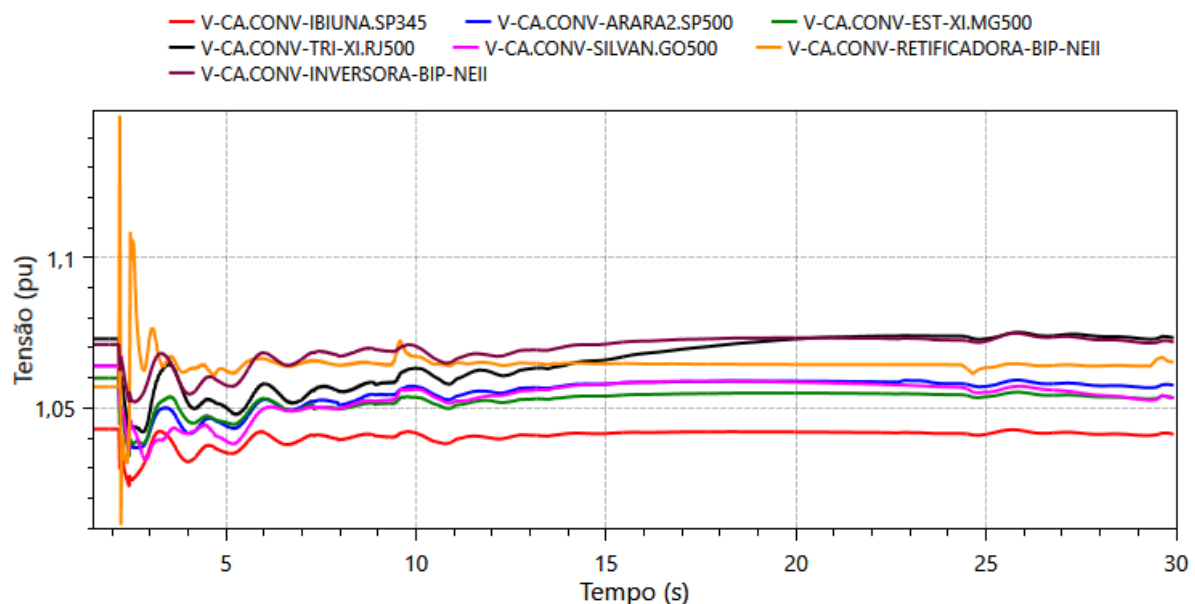


Figura 11-52 - Tensão nas SE conversoras durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)

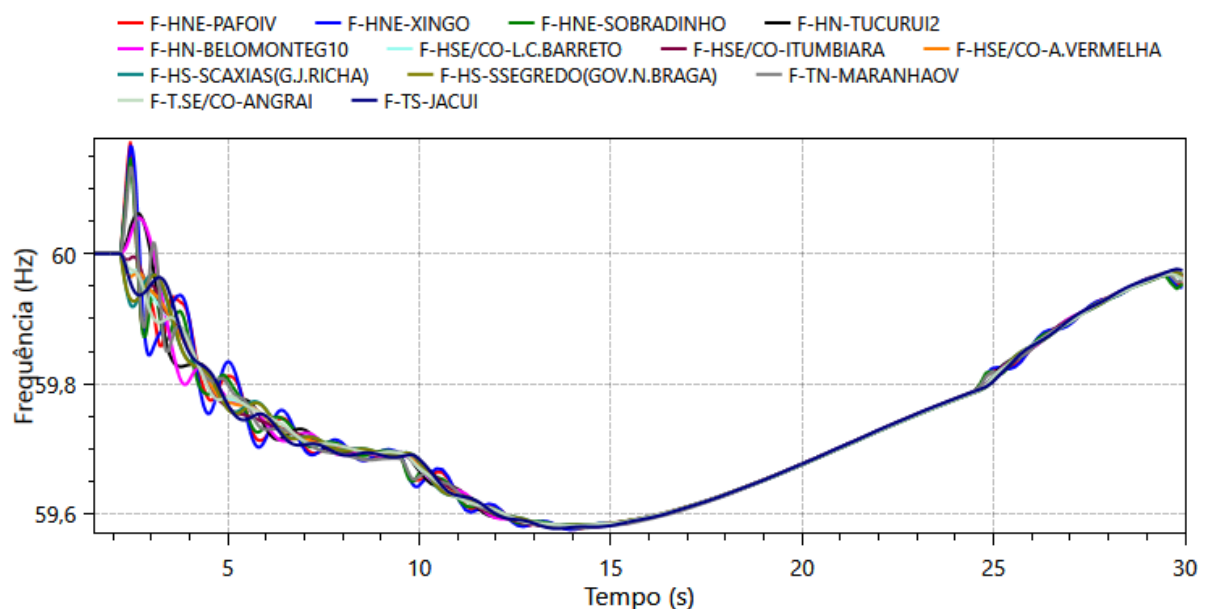


Figura 11-53 - Frequência sistêmica durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)

A frequência atinge um valor mínimo de aproximadamente 59,4 Hz, sem ocorrência de defasagens significativas entre os subsistemas no período transitório. Dessa forma, o corte de geração mantém ampla margem de segurança em relação ao critério de frequência.

11.6.3.2. Bloqueio de polo

O evento de bloqueio de um polo é caracterizado pela redução de 50% da potência transmitida, desconsiderando a atuação da lógica do sistema especial de proteção (SEP) e aplicação de sobrecarga no polo são. Assim, a sequência do evento consiste apenas na redução de potência em 2,2 s. Nessa condição, a potência dos bipolos tem apenas uma pequena perturbação, atingindo a estabilização em menos de 10 s.

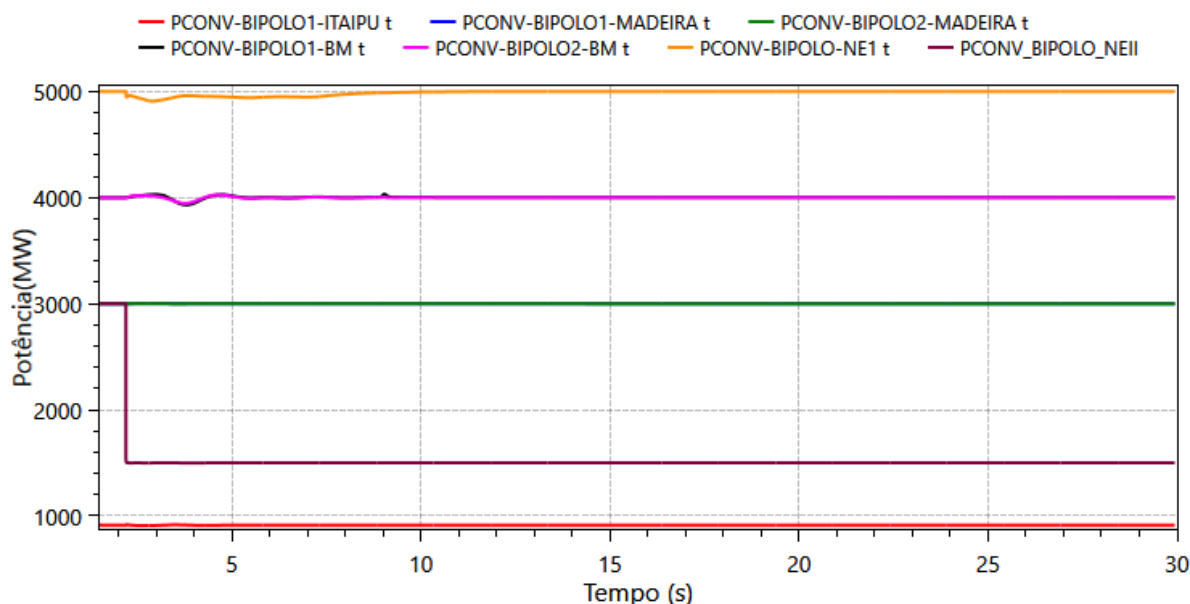


Figura 11-54 - Potência nas SE conversoras durante perda de Polo Nordeste II (cenário 3)

Na análise do perfil de tensão, observa-se um transitório mais intenso do que aquele verificado na perda do bipolo NE II, com chaveamento adicional de filtro/reator na inversora de Estreito aos 9 s. Após 10 s, o sistema já se encontra em regime permanente.

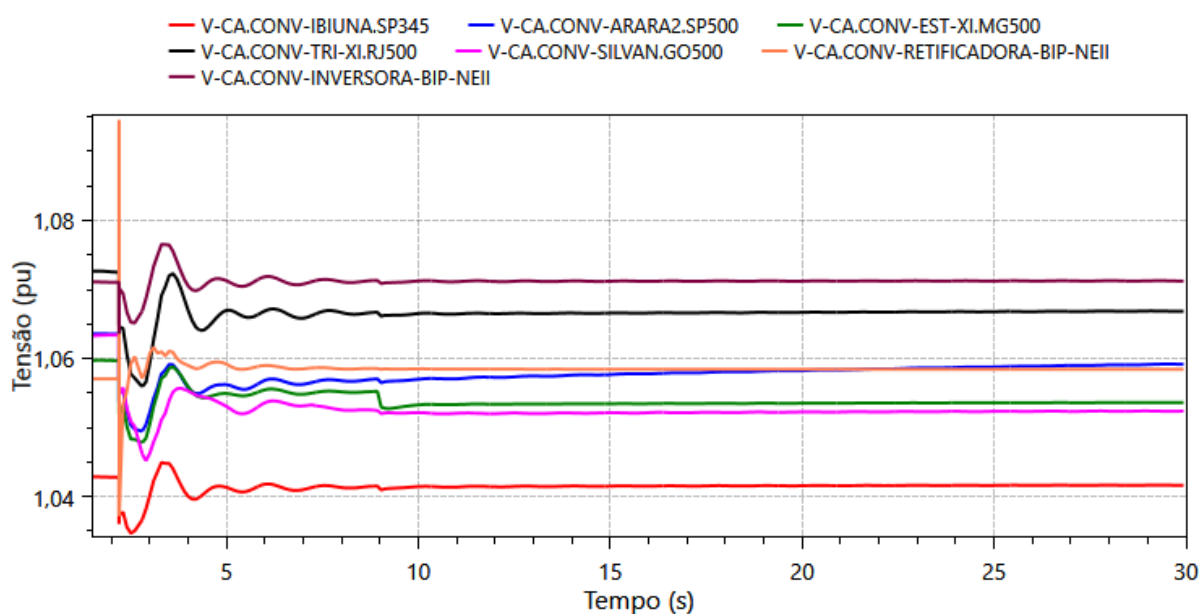


Figura 11-55 - Tensão CA nas SE conversoras durante perda de Polo Nordeste II (cenário 3)

11.6.3.3. Contingência dupla na região Sudeste

O evento mais severo, que resulta em falha de comutação, corresponde ao curto-circuito próximo à subestação de Estreito, seguido da abertura dupla dos circuitos LT 500 kV Estreito – Fernão Dias. Neste evento, todos os bipoles apresentam falha de comutação, exceto o bipolo Nordeste II. A aplicação do evento ocorre em 2,2 s.

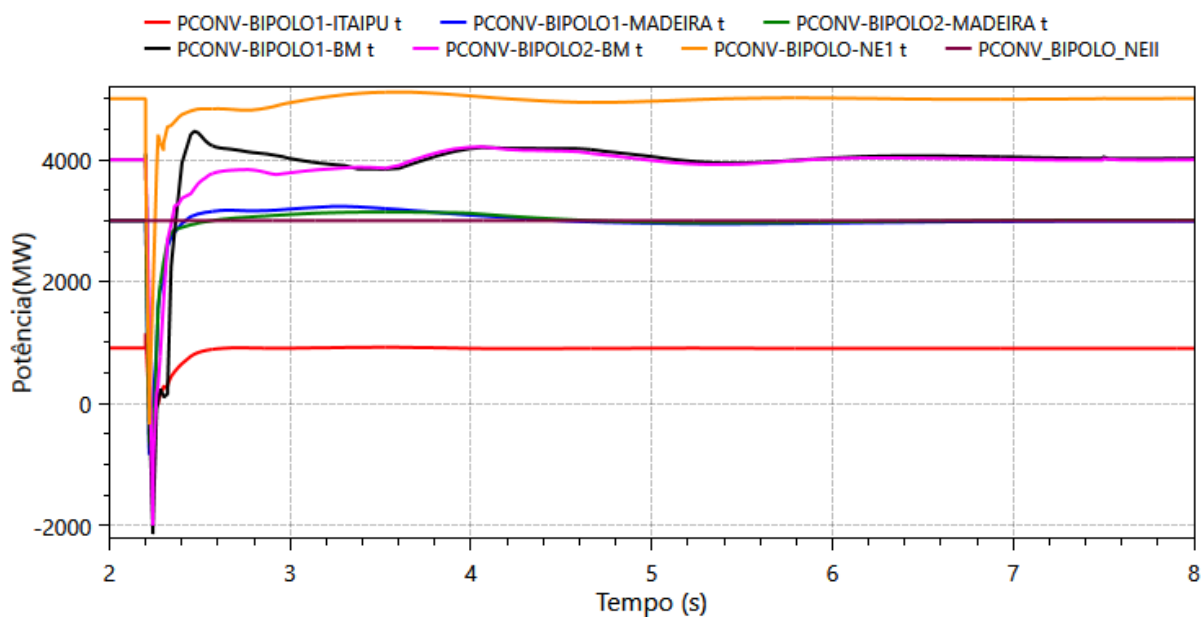


Figura 11-56 - Potência nas SE conversoras durante Curto-Circuito em Estreito seguido de perda dupla Estreito - Fernão Dias (cenário 3)

Ao observar o comportamento da tensão, ocorre afundamento de tensão em Estreito durante a aplicação do defeito com redução contínua até a eliminação do defeito. Nas demais conversoras, os transitórios de tensão se dissipam rapidamente, tornando-se imperceptíveis a partir de 7 s.

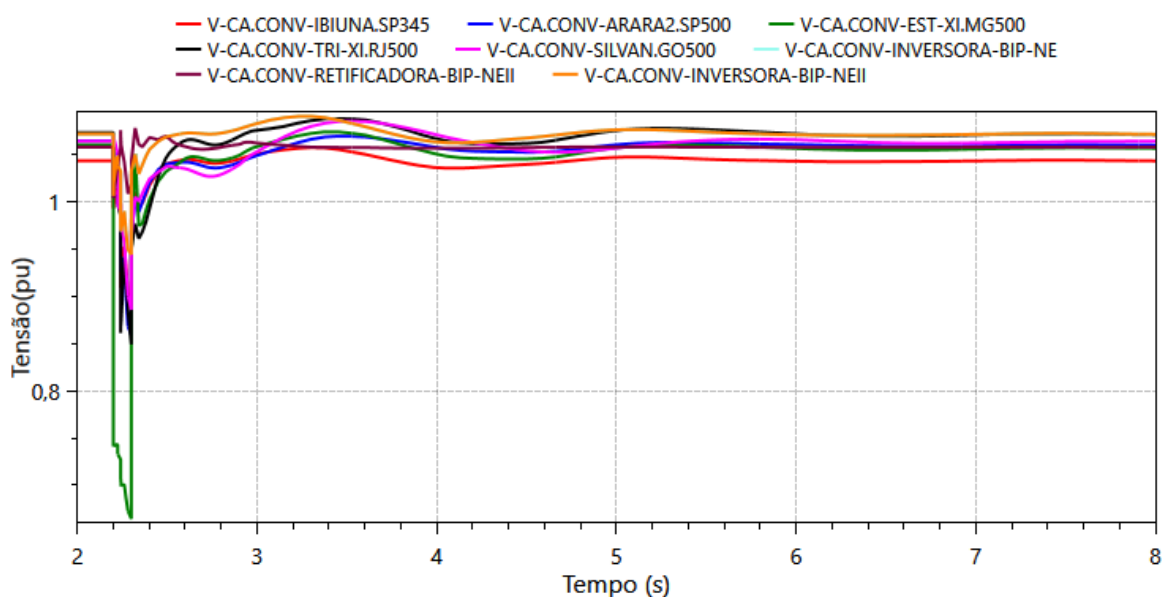


Figura 11-57 – Tensão CA nas SE conversoras durante Curto-Circuito em Estreito seguido de perda dupla Estreito -Fernão Dias. - Cenário 3

Por fim, é observado o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos os tempos de recuperação ficaram dentro dos valores de referência.

Tabela 11-5 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 3)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	170
Madeira 1	10
Madeira 2	10
Belo Monte - Bipolo 1	90
Belo Monte - Bipolo 2	180
Graça Aranha - Silvânia	10
Nordeste II	-

11.6.4. Cenário 5 – Sul Importador e Norte/Nordeste Exportadores – carga máxima noturna do ano 2033

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, bem como entre Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A configuração contempla a exportação simultânea de 23 GW a partir da região Nordeste e o recebimento de 17 GW pela região Sul.

Assim como no cenário 4, o principal fator limitante é o afundamento de tensão nos sistemas dos estados do Piauí e da Bahia, além da insuficiência no amortecimento das oscilações de tensão nos estados de São Paulo e Paraná, durante o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.4.1. Bloqueio de Bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste II, foi necessário um SEP para corte de na região Nordeste, com o objetivo de preservar a estabilidade de tensão do sistema e atender aos critérios de segurança operativa. Nessa condição, foi realizado um corte de 2 GW. A Figura 11-58 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

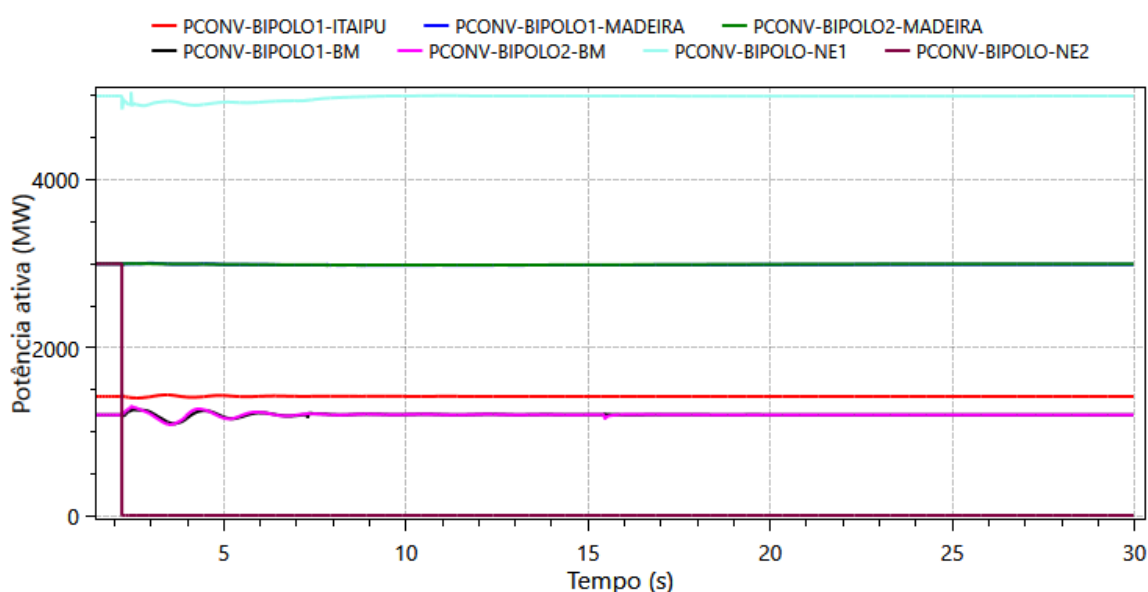


Figura 11-58 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)

A Figura 11-59 apresenta os perfis de tensão nas subestações da interligação NE-SE, nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na Subestação Angicos, no estado do Rio Grande do Norte, durante a contingência analisada. Observa-se que, com a aplicação do SEP, os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

Verifica-se, portanto, que os sete compensadores síncronos alocados são eficazes na recomposição dos níveis de tensão, por meio da oferta de suporte de potência reativa dinâmica. Essa atuação contribui de forma significativa para a manutenção da estabilidade eletromecânica do sistema frente à contingência simulada.

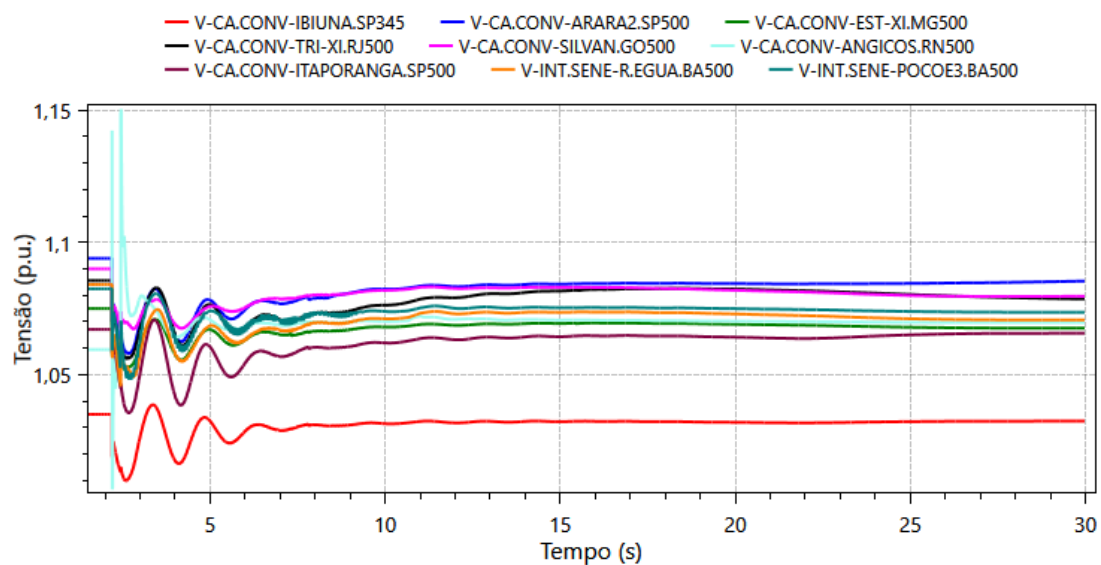


Figura 11-59 - Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)

No que se refere ao desempenho dinâmico da frequência das usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN observa-se uma recuperação satisfatória dentro da janela de simulação de 30 segundos, conforme ilustrado na Figura 11-60.

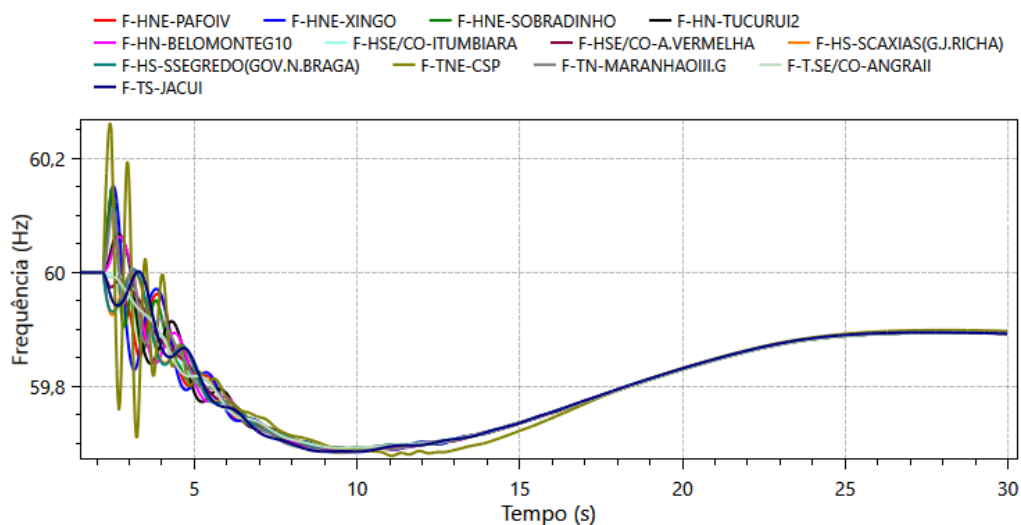


Figura 11-60 - Frequências em UHEs e UTEs durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)

11.6.4.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de algum SEP de corte de geração. A Figura 11-61 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

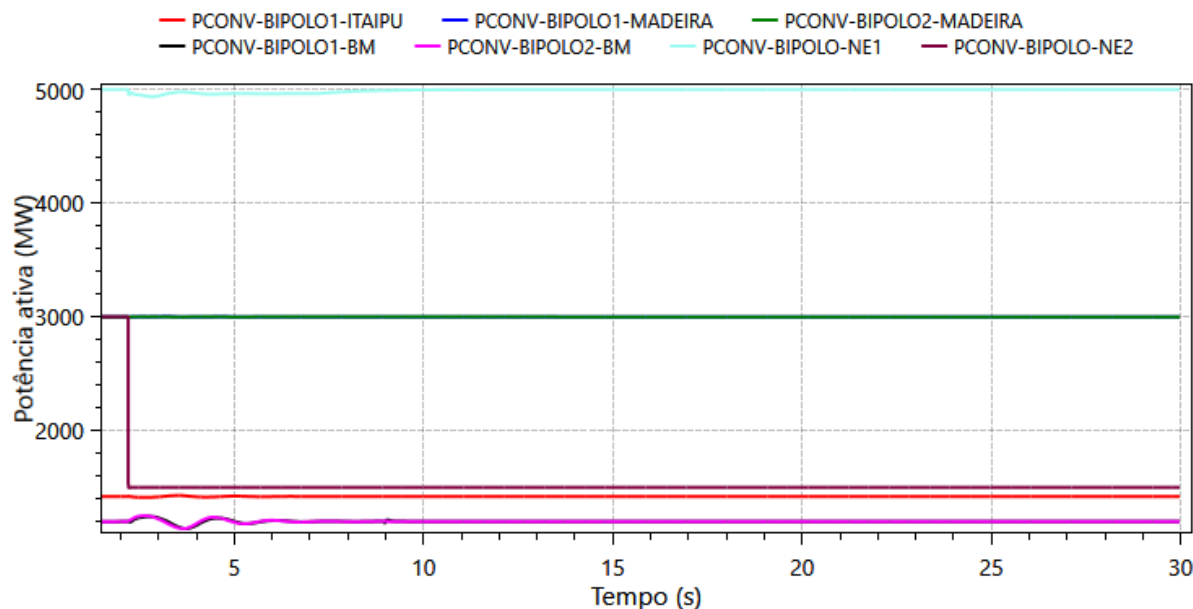


Figura 11-61 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 5)

A Figura 11-62 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação NE-SE e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

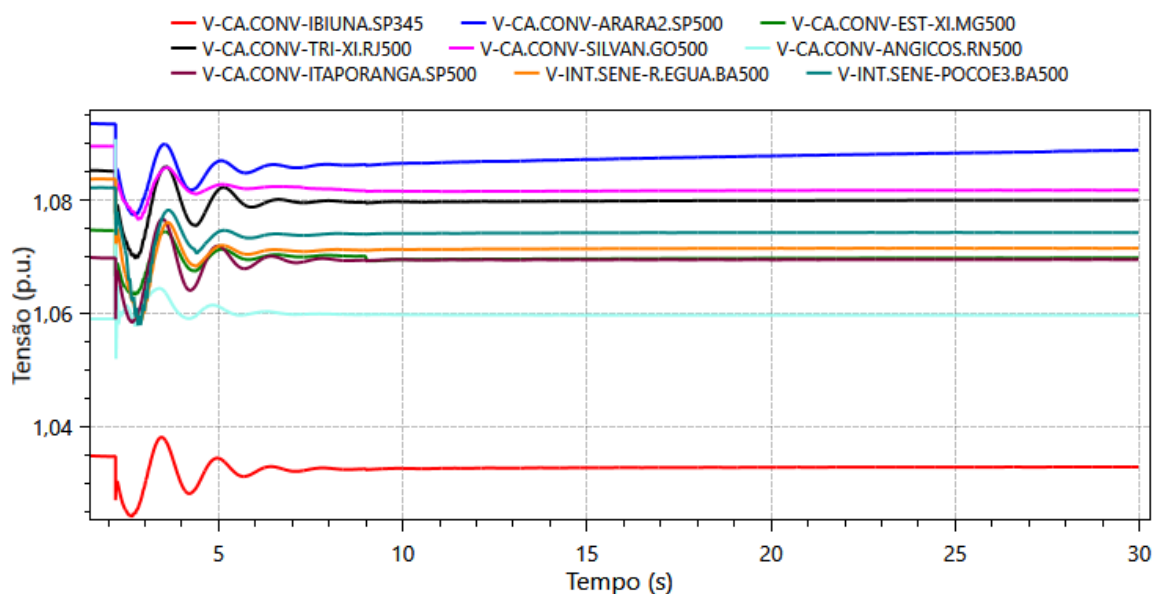


Figura 11-62 - Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 5)

11.6.4.3. Contingência dupla na região Sudeste

Em relação às contingências que podem ocorrer na região Sudeste, destaca-se o curto-circuito monofásico próximo à SE Estreito 500 kV, seguido da abertura das linhas de transmissão Estreito–Fernão Dias C1 e C2, como uma das contingências mais críticas. Estas linhas apresentam elevado carregamento, e todos os elos HVDC falharam simultaneamente, com exceção do bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção momentânea de potência nos conversores HVDC, o SIN foi capaz de suportar a perturbação, permitindo que os troncos em corrente contínua restabelecessem seus níveis de potência ao patamar anterior ao curto-circuito, conforme observado na Figura 11-63 .

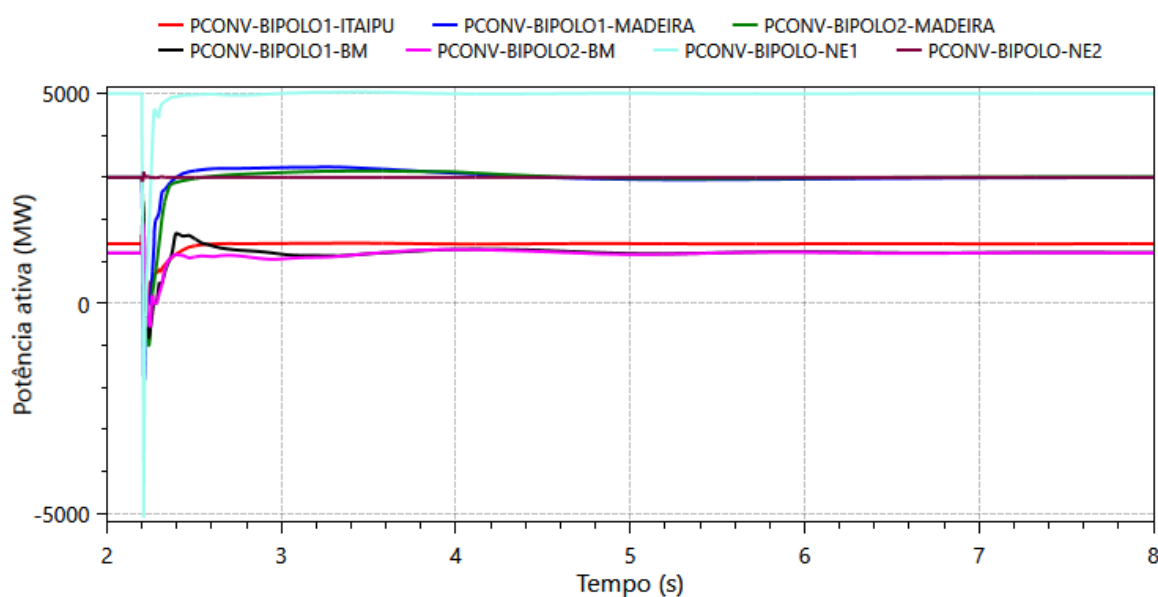


Figura 11-63 - Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito -F. Dias (Cen. 5)

A Figura 11-64 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Observa-se que a perturbação em questão não resultou em oscilações significativas de tensão, o que contribuiu para a rápida estabilização do SIN, segundos após a eliminação do curto-circuito.

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

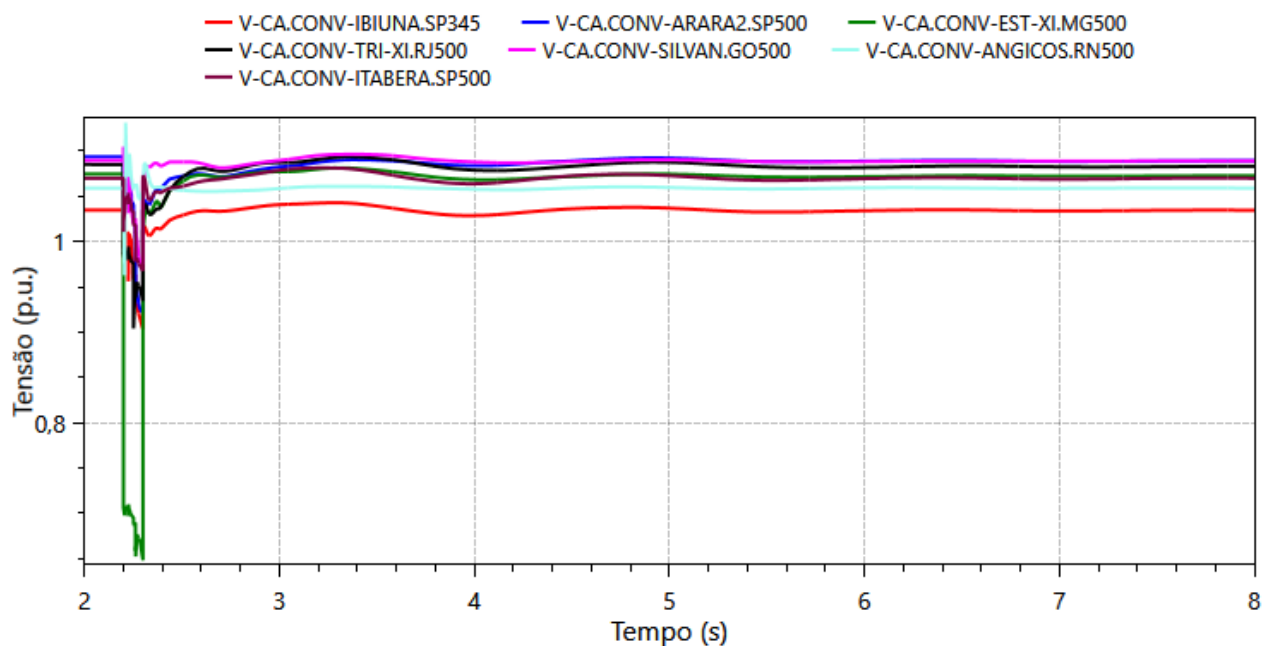


Figura 11-64 - Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 5)

Tabela 11-6 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 5)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	139
Madeira 1	28
Madeira 2	51
Belo Monte - Bipolo 1	64
Belo Monte - Bipolo 2	72
Graça Aranha - Silvânia	0
Nordeste II	-

11.6.5. Cenário 6 – Sul Importador e Norte/Nordeste Exportadores – carga máxima diurna do ano 2035

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, bem como entre Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A configuração contempla a exportação simultânea de 21 GW a partir das regiões Norte/Nordeste e o recebimento de 18 GW pela região Sul.

O principal fator limitante neste cenário é o afundamento de tensão nos sistemas dos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina, além da insuficiência no amortecimento das oscilações de tensão nos mesmos estados, durante o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.5.1. Bloqueio de bipolo

Neste cenário houve a necessidade de atuação de um SEP de corte de geração da ordem 1 GW na região Nordeste, após o bloqueio do bipolo Nordeste II. Observa-se que os demais bipolos tiveram

oscilação potência, mas foi preservada a estabilidade do SIN, atendendo aos critérios de segurança operativa.

A Figura 11-65 apresenta a potência ativa dos bipolos remanescentes, ilustrando o comportamento descrito anteriormente.

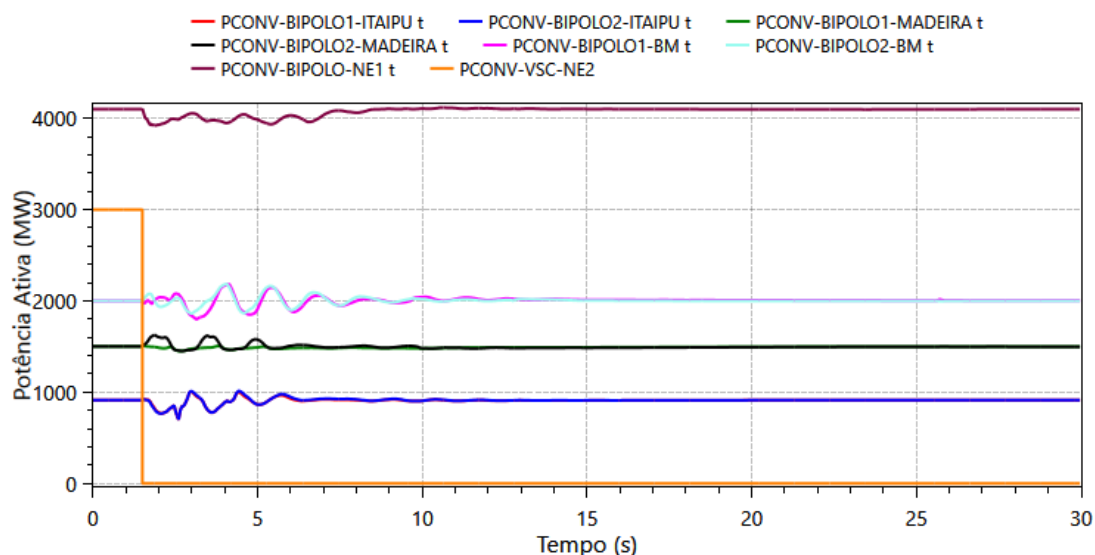


Figura 11-65 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)

A Figura 11-66 apresenta o comportamento do perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN retomasse a estabilidade poucos segundos após a bloqueio do bipolo.

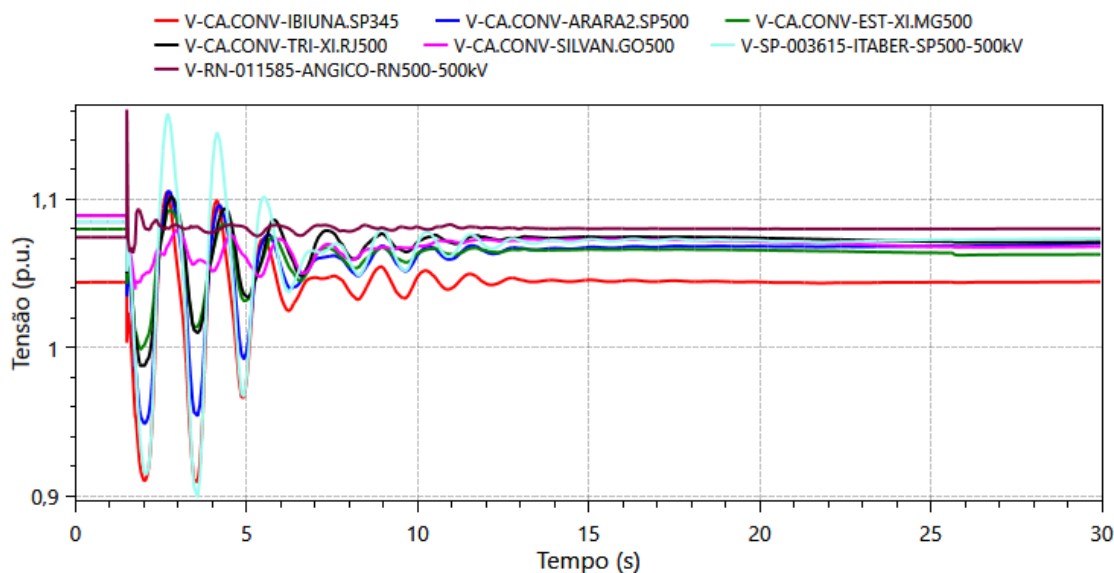


Figura 11-66 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)

A frequência das usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN permaneceu dentro dos limites seguros de operação, mesmo após o desligamento de parte da geração na região Nordeste. Conforme apresentado na Figura 11-67, o valor mínimo de frequência registrado foi de 59,7 Hz.

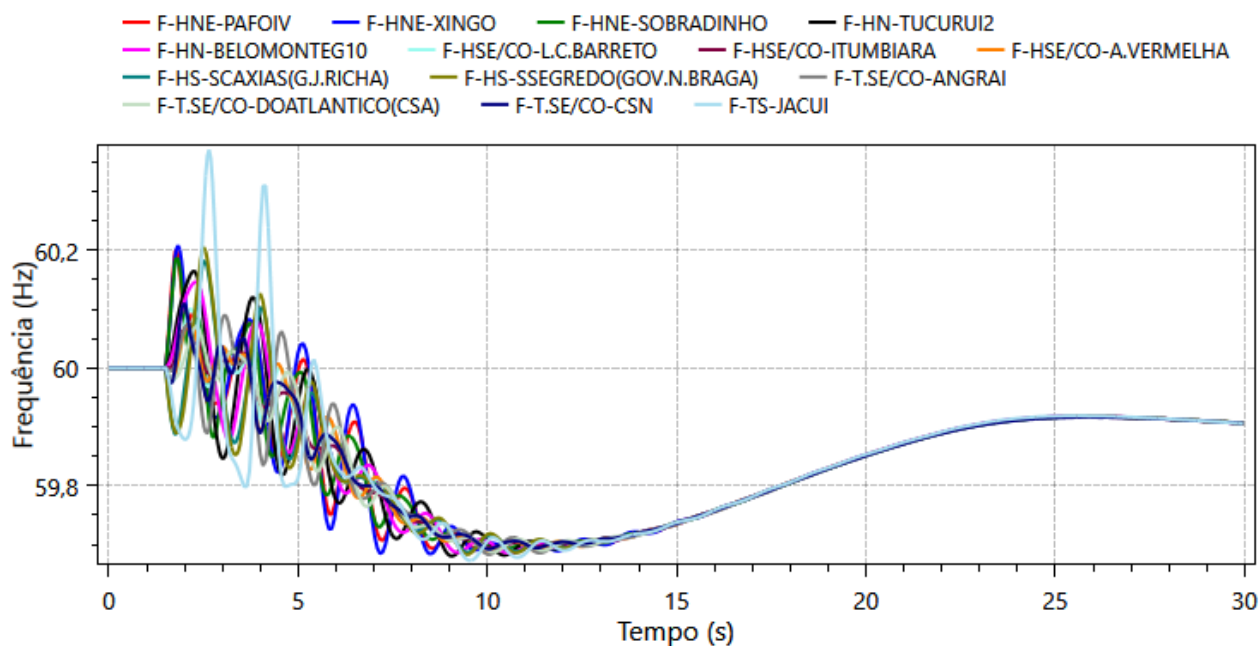


Figura 11-67 – Frequências em usinas UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)

11.6.5.2. Bloqueio de polo

Quando ocorre o bloqueio de um dos polos do bipolo Nordeste II, o sistema permanece estável, não sendo necessária a atuação de qualquer esquema elétrico de proteção com corte de geração. A Figura 11-68 apresenta a variação de potência nos conversores HVDC associada a esse evento.

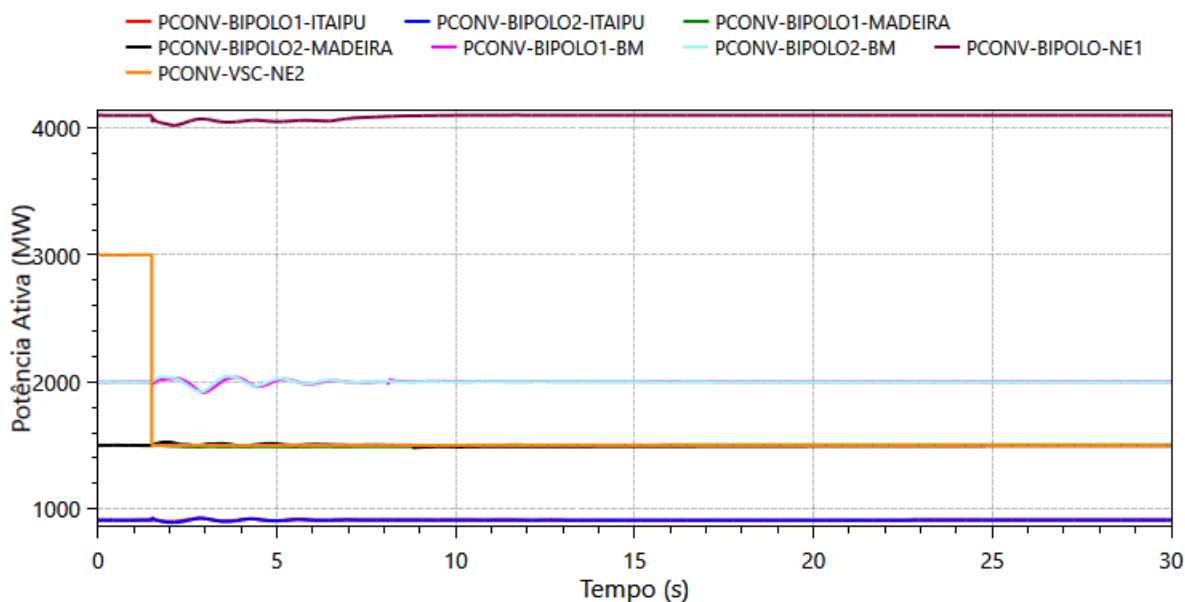


Figura 11-68- Potência nos conversores HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 6)

A Figura 11-69 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a bloqueio de um polo.

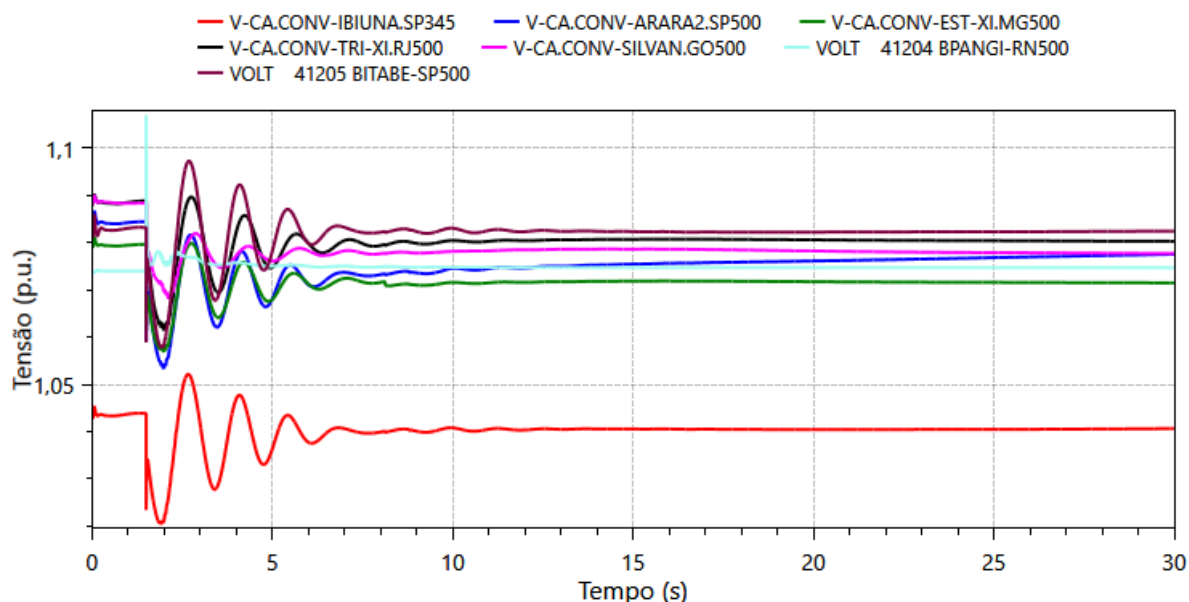


Figura 11-69- Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 6)

11.6.5.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, destaca-se o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das linhas de transmissão 500 kV Estreito–Fernão Dias, C1 e C2. Essa contingência é considerada uma das mais severas, pois envolve circuitos com elevado carregamento e a falha simultânea de todos os elos HVDC, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção momentânea de potência nos conversores HVDC, o SIN conseguiu suportar a perturbação, possibilitando que os troncos em corrente contínua restabelecessem seus níveis de potência ao patamar anterior ao defeito, conforme ilustrado na Figura 11-70.

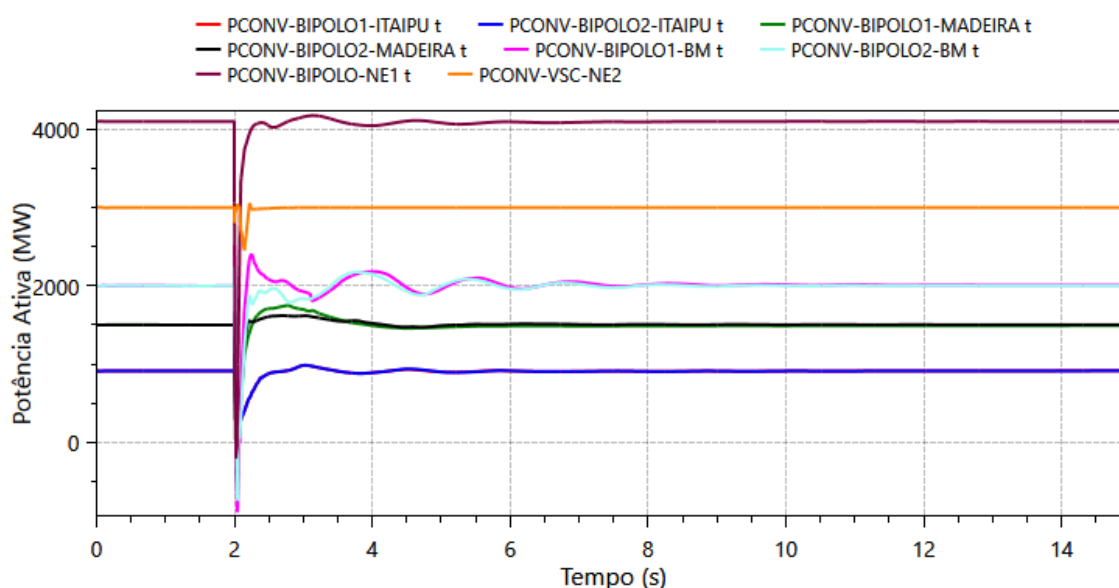


Figura 11-70 - Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias (Cenário 6)

A Figura 11-71 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

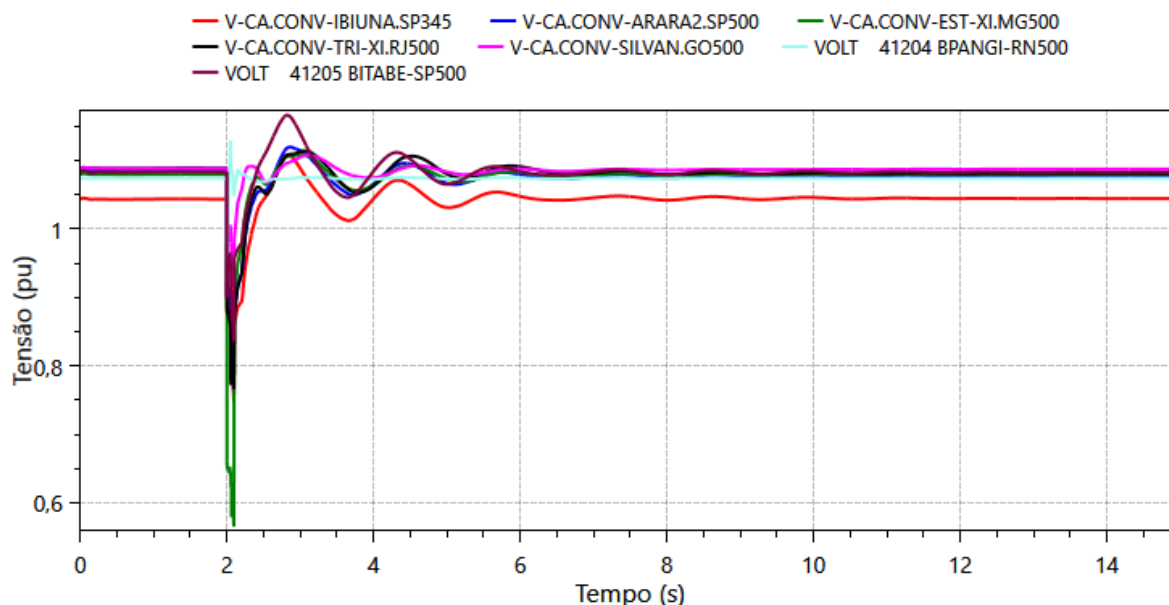


Figura 11-71 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 6)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-7 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 6)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	277
Madeira 1	99
Madeira 2	62
Belo Monte - Bipolo 1	58
Belo Monte - Bipolo 2	180
Graça Aranha - Silvânia	40
Nordeste II	77

11.6.6. Cenário 7 – Sul Importador e Norte/Nordeste Exportadores – carga máxima noturna do ano 2035

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, bem como entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A configuração contempla a exportação simultânea máxima de 24 GW a partir da região Norte/Nordeste e o recebimento de 18 GW pela região Sul.

Assim como no cenário 6, o principal fator limitante é o afundamento de tensão nos sistemas dos estados do Piauí e da Bahia, além da insuficiência no amortecimento das oscilações de tensão nos estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina, durante o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.6.1. Bloqueio de bipolo

Observa-se que após o bloqueio do bipolo Nordeste II os demais bipolos conseguiram estabilizar sua potência em menos de 8 segundos, preservando a estabilidade do SIN e atendendo aos critérios de segurança operativa. Não houve necessidade de adotar qualquer medida de desligamento de geração na região Nordeste.

A Figura 11-72 apresenta a potência ativa dos bipolos remanescentes, ilustrando o comportamento descrito anteriormente.

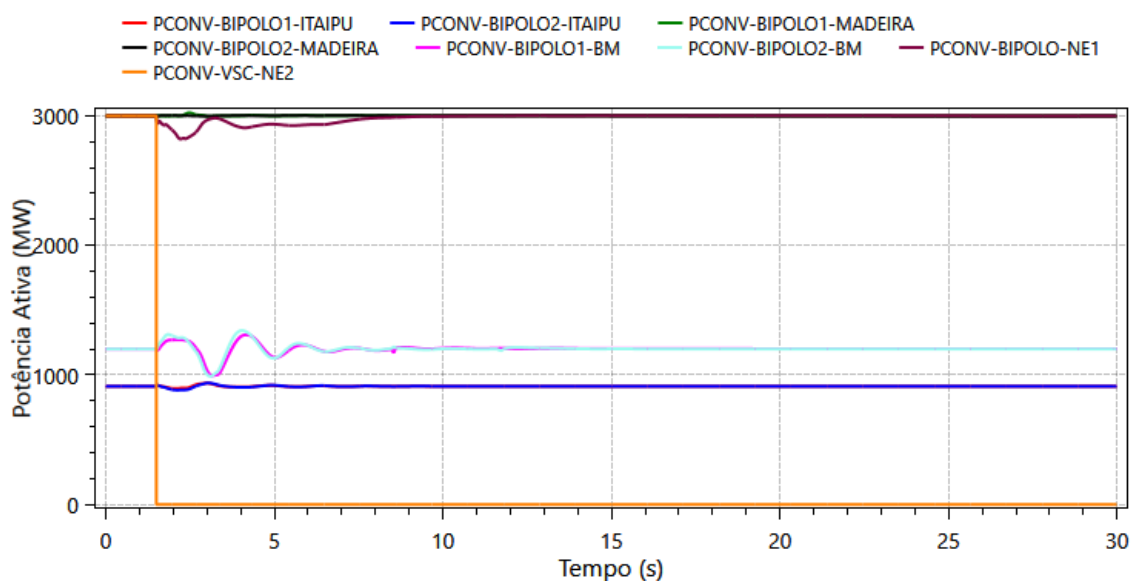


Figura 11-72- – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)

A Figura 11-73 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a bloqueio do bipolo.

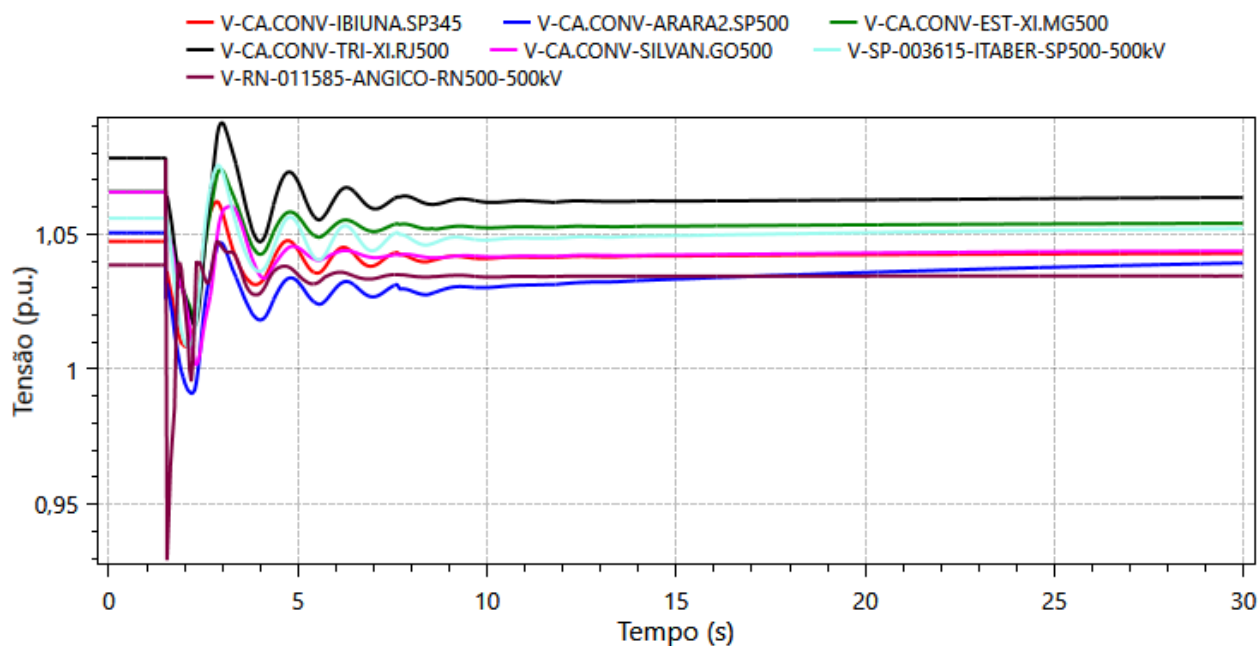


Figura 11-73- Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)

A frequência em usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN permaneceu dentro dos limites seguros de operação. Conforme apresentado na Figura 11-74, o valor mínimo de frequência registrado foi de 59,8 Hz.

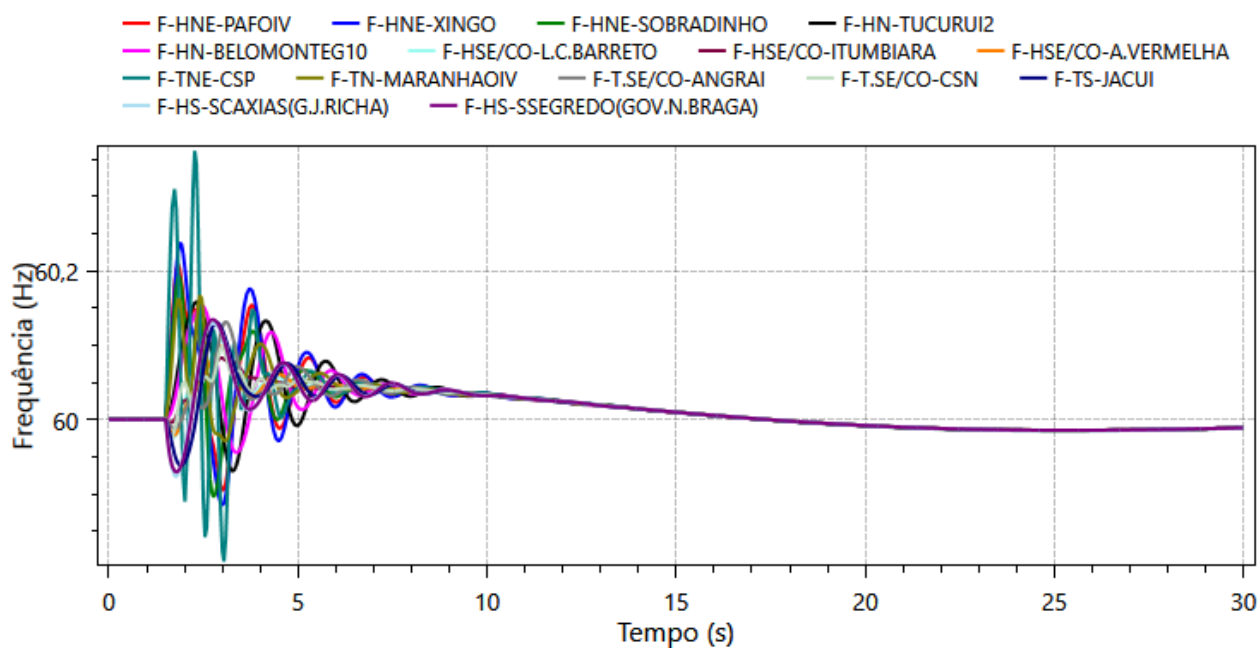


Figura 11-74- Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)

11.6.6.2. Bloqueio de polo

Quando ocorre o bloqueio de um dos polos do bipolo Nordeste II, o sistema permanece estável, não sendo necessária a atuação de qualquer esquema elétrico de proteção com corte de geração. A Figura 11-75 apresenta a variação de potência nos conversores HVDC associada a esse evento.

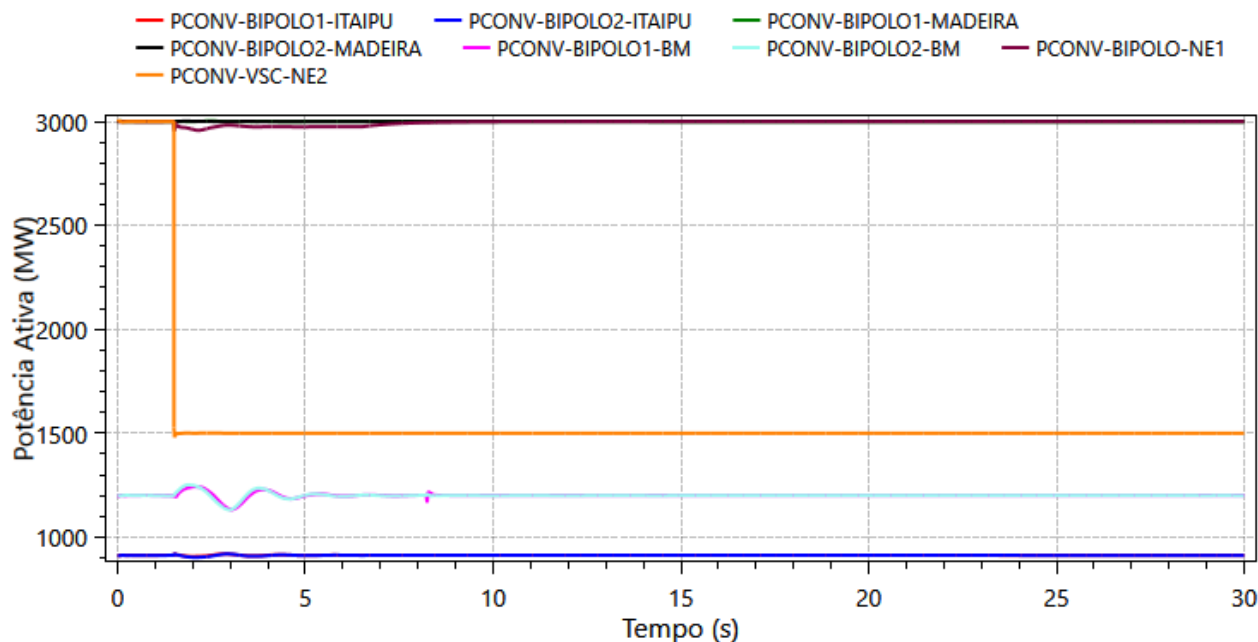


Figura 11-75- Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 7)

A Figura 11-76 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a bloqueio de um polo.

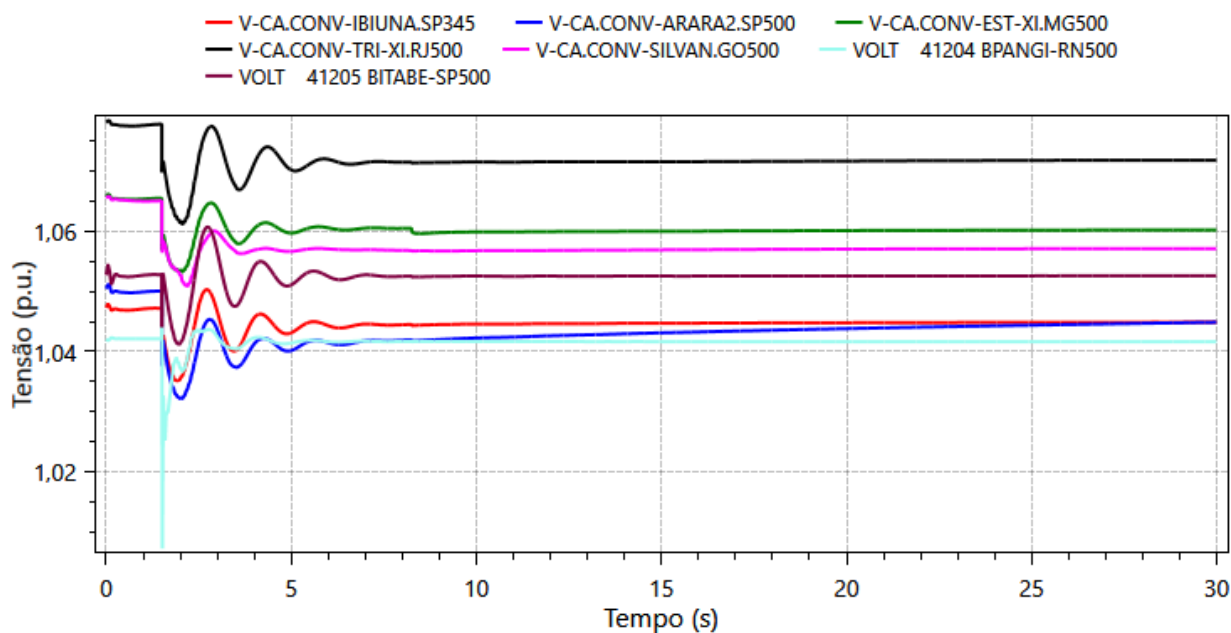


Figura 11-76- Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 7)

11.6.6.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, destaca-se o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das linhas de transmissão 500 kV Estreito – Fernão Dias, C1 e C2. Essa contingência é considerada uma das mais severas, pois envolve circuitos com elevado carregamento e a falha simultânea de todos os conversores HVDC, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção momentânea de potência nos conversores HVDC, o SIN conseguiu suportar a perturbação, possibilitando que os troncos em corrente contínua restabelecessem seus níveis de potência ao patamar anterior ao defeito, conforme ilustrado na Figura 11-77.

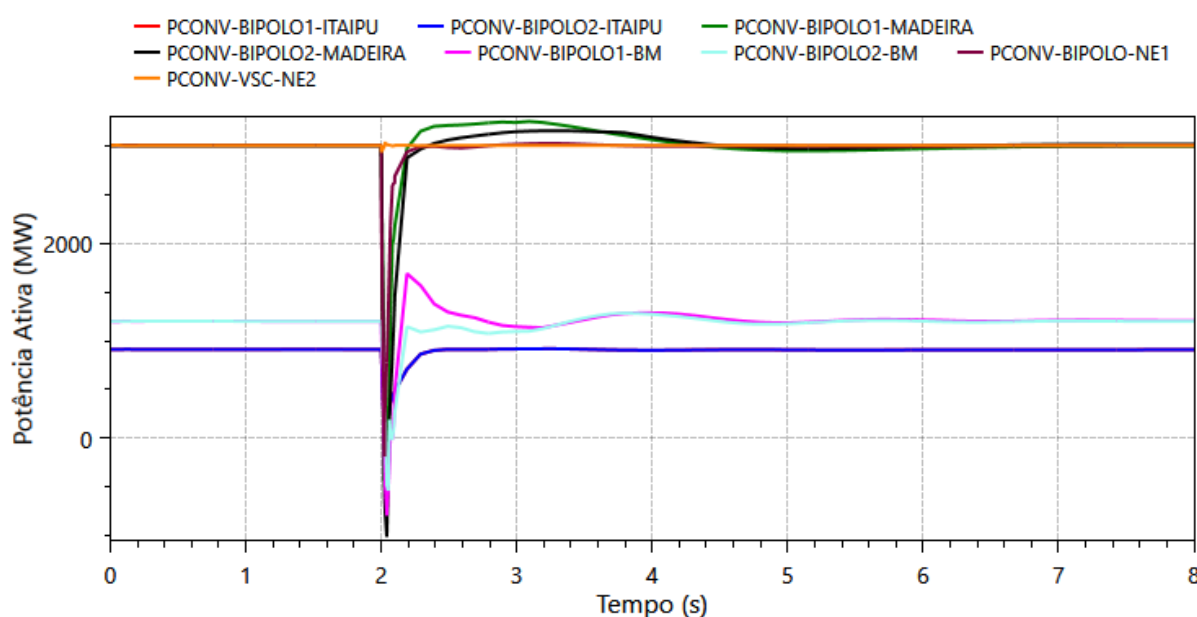


Figura 11-77- Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias – (Cenário 7)

A Figura 11-78 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Verifica-se que a perturbação não gerou variações significativas de tensão, possibilitando que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

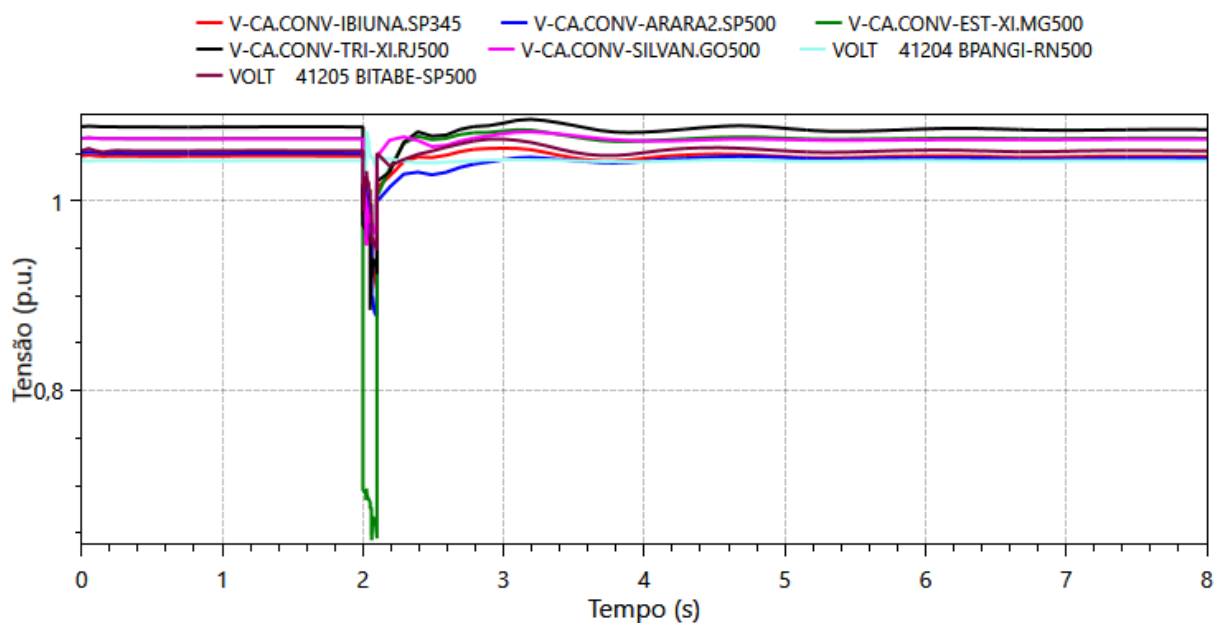


Figura 11-78- Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias – (Cenário 7)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-8 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 7)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	163
Madeira 1	60
Madeira 2	80
Belo Monte - Bipolo 1	45
Belo Monte - Bipolo 2	83
Graça Aranha - Silvânia	0
Nordeste II	-

11.6.7. Cenário 8 – Nordeste Importador – carga máxima diurna do ano 2035

Este cenário foi configurado para viabilizar as análises dinâmicas do novo Bipolo Nordeste II em modo de operação reverso, ou seja, com a subestação conversora situada na região Nordeste recebendo energia. Assim, os carregamentos apresentados correspondem à potência no sentido da região Sudeste para a região Nordeste.

11.6.7.1. Bloqueio de bipolo

Neste evento, aplica-se em 2,2 s a perda da potência total do bipolo Nordeste II. Para essa condição de operação, não foi necessária a atuação de nenhum SEP. A Figura 11-79, demonstra o comportamento da potência. Não houve oscilações significativas.

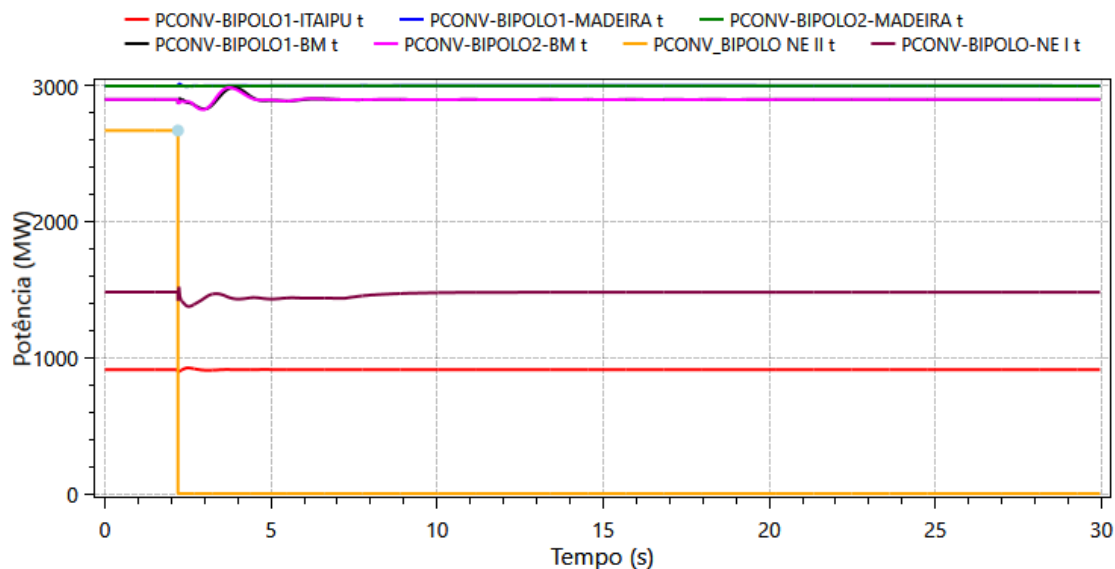


Figura 11-79- Potência nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (Cenário 8)

De forma análoga, as tensões nas subestações conversoras HVDC tem pouca oscilação, não violando nenhum critério de desempenho elétrico.

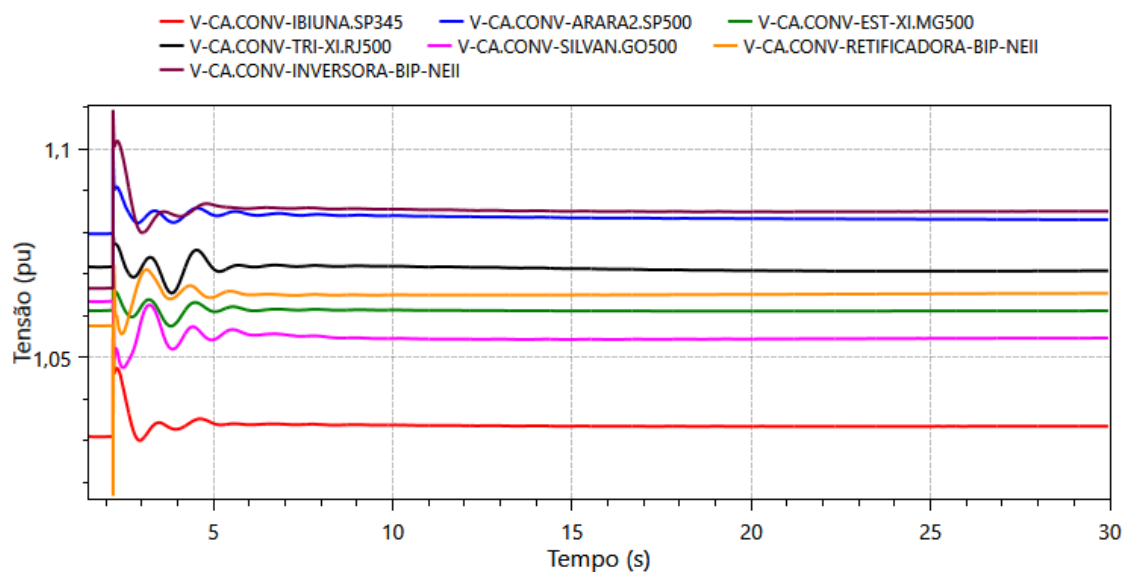


Figura 11-80- Tensão nas conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (Cenário 8)

11.6.7.2. Bloqueio de polo

O evento de bloqueio de um polo é caracterizado pela redução de 50% da potência transmitida, desconsiderando a atuação da lógica do sistema especial de proteção (SEP) e aplicação de sobrecarga no polo são. Assim, a sequência do evento consiste apenas na redução de potência em 2,2 s. Nessa condição, a potência dos bipolos tem apenas uma pequena perturbação, atingindo a estabilização em menos de 7 s.

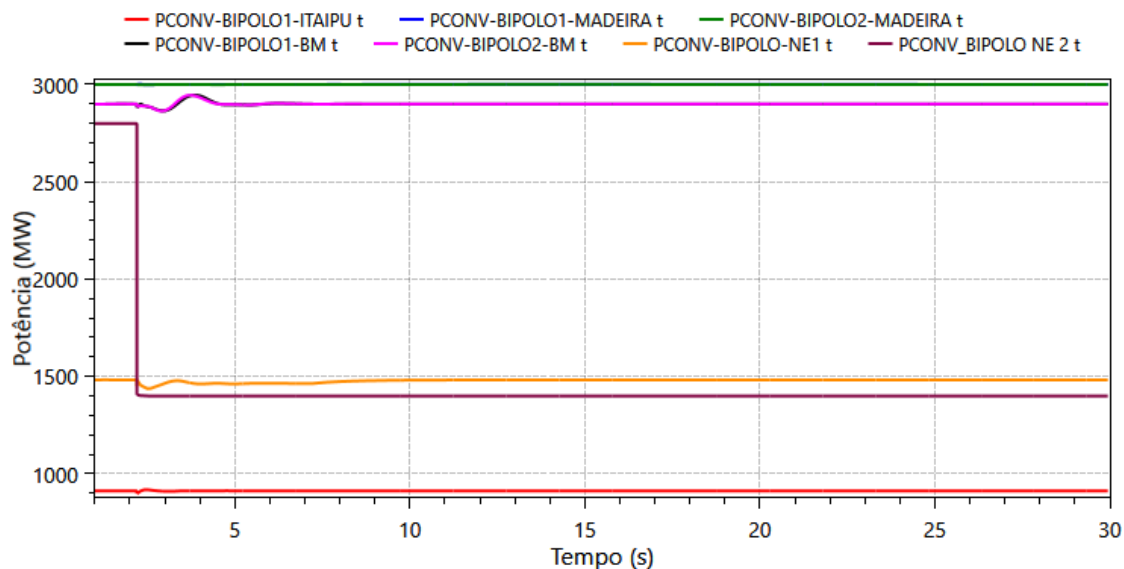


Figura 11-81- Potência nas SE conversoras durante bloqueio de polo do bipolo Nordeste II (Cenário 8)

O perfil de tensão do sistema apresenta oscilações de pequena magnitude, atingindo estabilidade em aproximadamente 7 s.

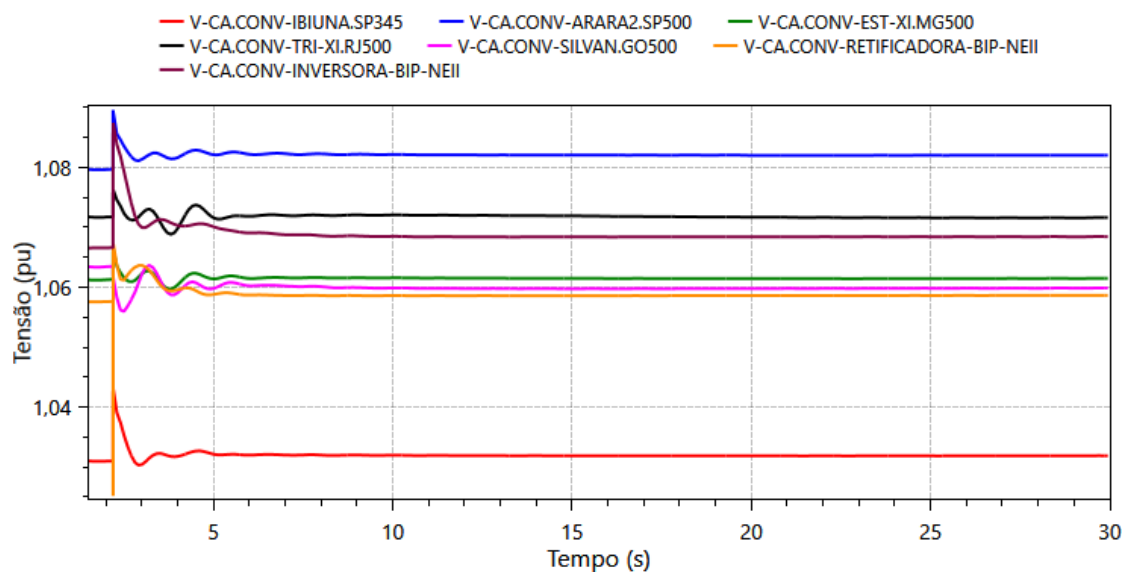


Figura 11-82 – Tensão nas SE conversoras durante perda de polo do bipolo Nordeste II. - Cenário 8

11.6.7.3. Contingência dupla na região Sudeste

O evento mais severo, que resulta em falha de comutação, corresponde ao curto-circuito próximo à subestação de Estreito, seguido da abertura dupla dos circuitos LT 500 kV Estreito–Fernão Dias. Nessa condição, todos os bipolos apresentam falha de comutação, exceto o bipolo Nordeste II e o Bipolo de Graça Aranha que está em modo reverso. A aplicação do evento ocorre em 2,2 s.

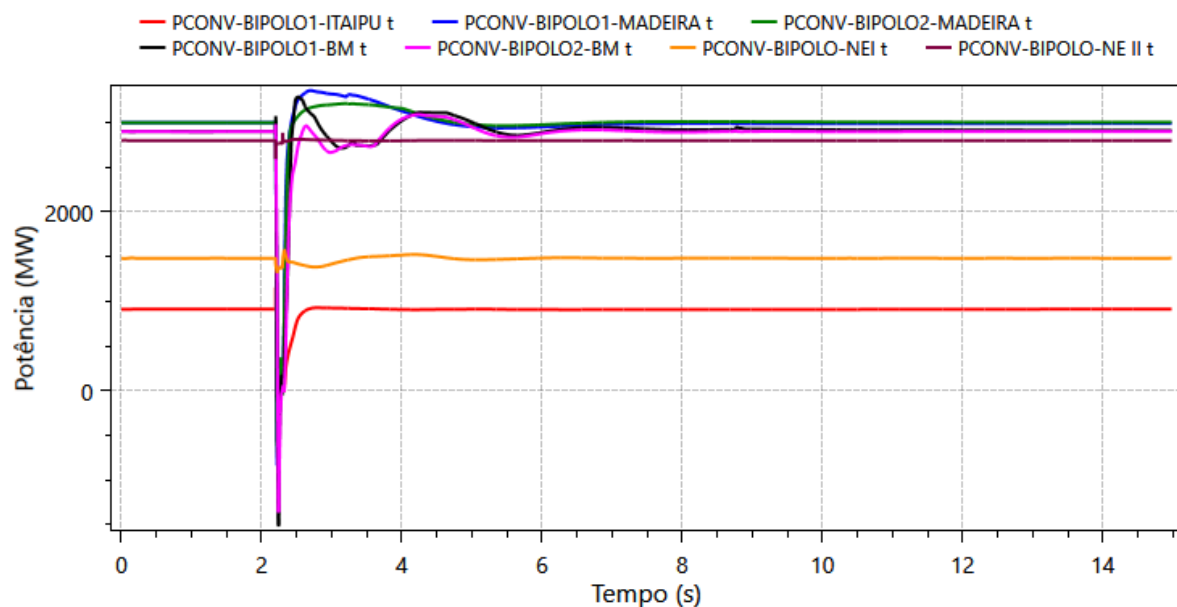


Figura 11-83 – Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cenário 8)

Observa-se um afundamento de tensão na SE 500 kV Estreito, seguido de recuperação praticamente imediata após a eliminação do defeito. Comportamento semelhante é verificado nas demais conversoras, com estabilização alcançada em cerca de 7 s.

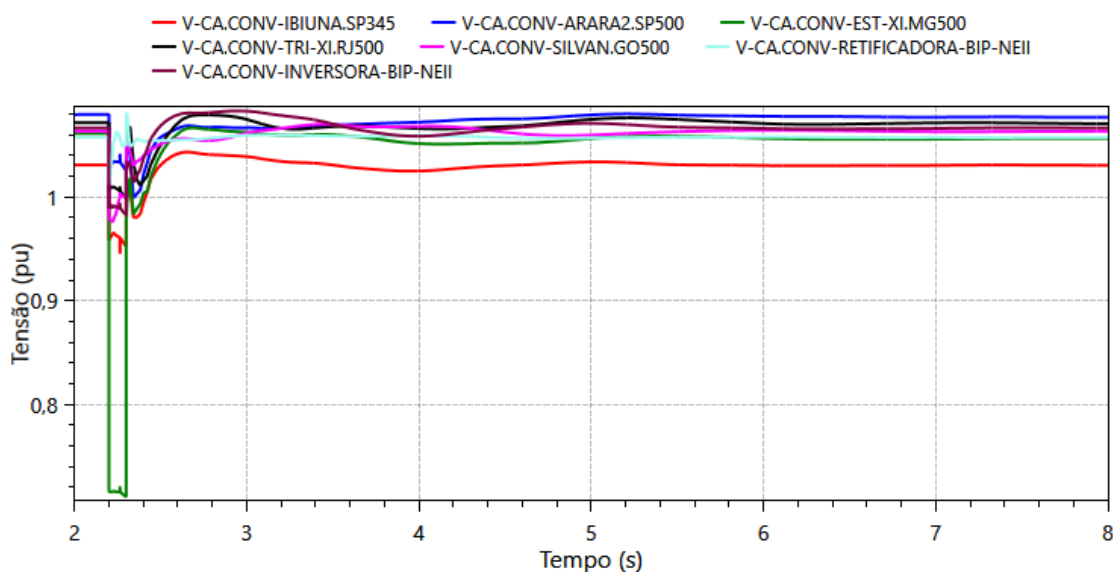


Figura 11-84 – tensão nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cenário 8)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-9 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 8)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	229
Madeira 1	74
Madeira 2	86
Belo Monte - Bipolo 1	116
Belo Monte - Bipolo 2	192
Graça Aranha - Silvânia	-
Nordeste II	-

11.6.8. Cenário 9 – Nordeste Exportador – carga máxima noturna do ano 2033

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações da região Nordeste com Norte e com Sudeste/Centro-Oeste, totalizando 24 GW de exportação.

O principal fator limitante neste cenário é o primeiro afundamento de tensão nas subestações do Piauí e da Bahia após o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.8.1. Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste II, foi necessário implementar uma ação especial de proteção com desligamento de 600 MW de geração na região Nordeste com o objetivo de preservar a estabilidade de tensão SIN e atender aos critérios de segurança operativa. A Figura 11-85 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

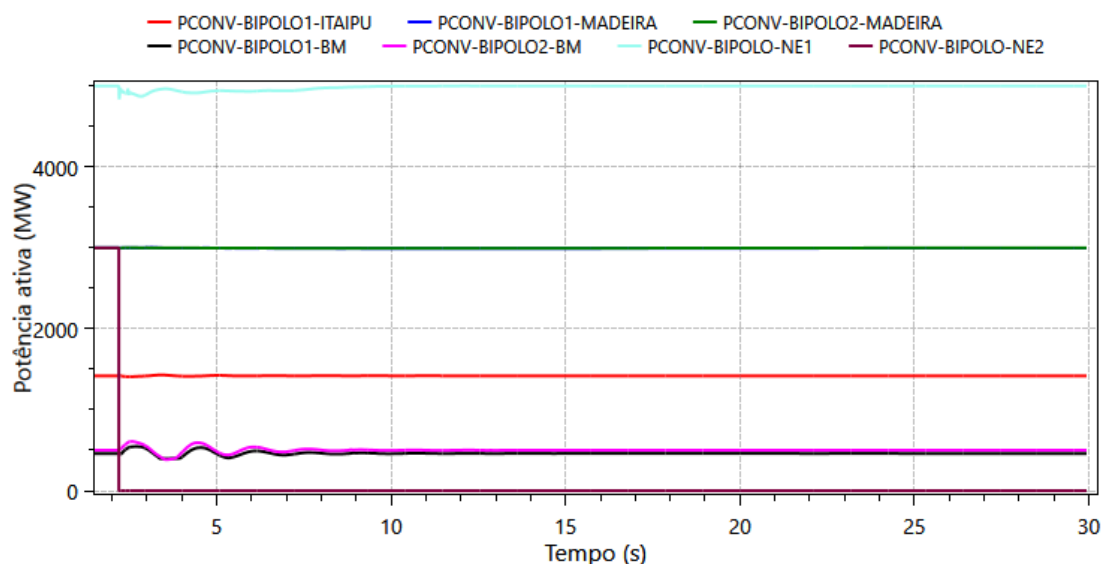


Figura 11-85- Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)

A Figura 11-86 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que, com a aplicação do SEP, os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

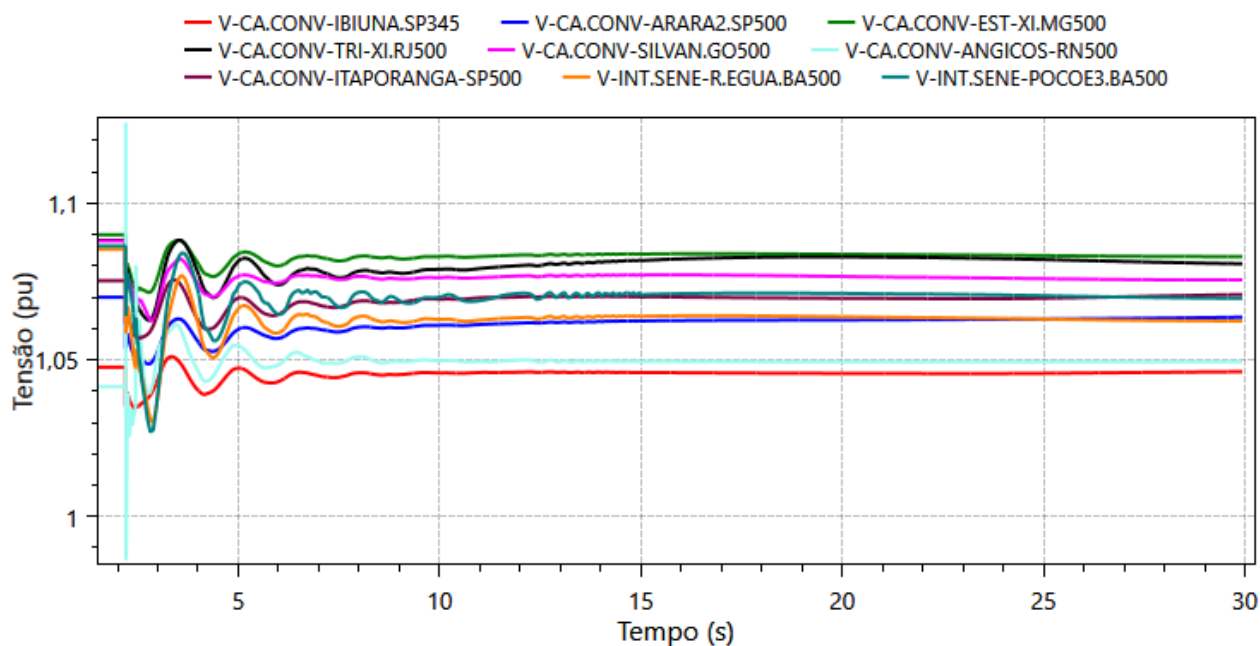


Figura 11-86 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)

A frequência em usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN mantiveram-se dentro da faixa segura de operação, mesmo com o desligamento de geração na região Nordeste. Observa-se na Figura 11-87 que o nível mínimo de frequência foi 59,8 Hz.

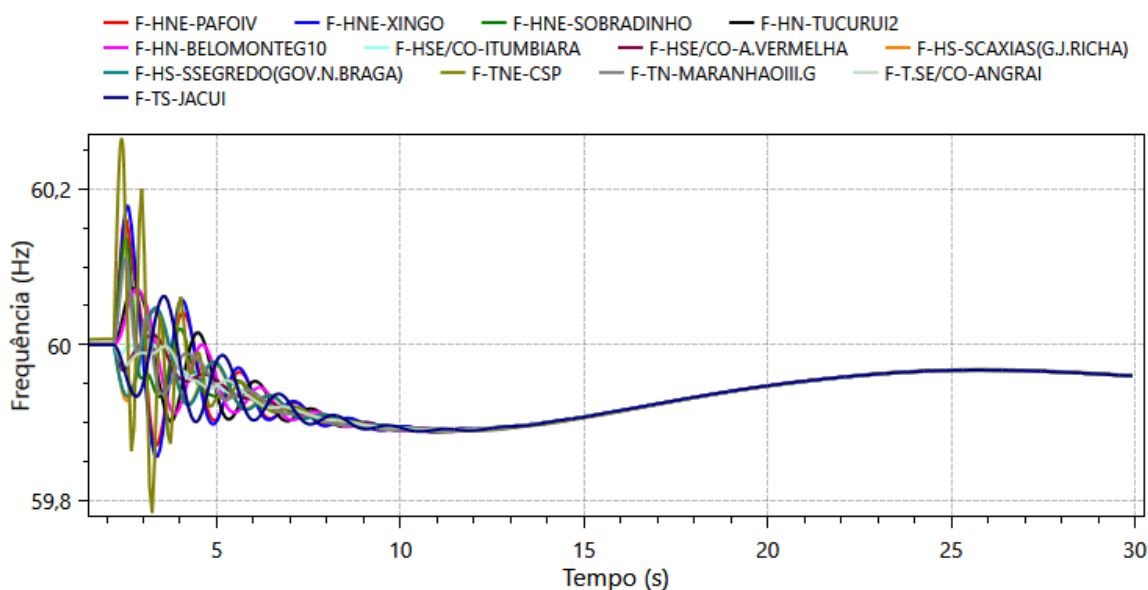


Figura 11-87 – Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)

11.6.8.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de algum SEP com corte de geração. A Figura 11-88 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

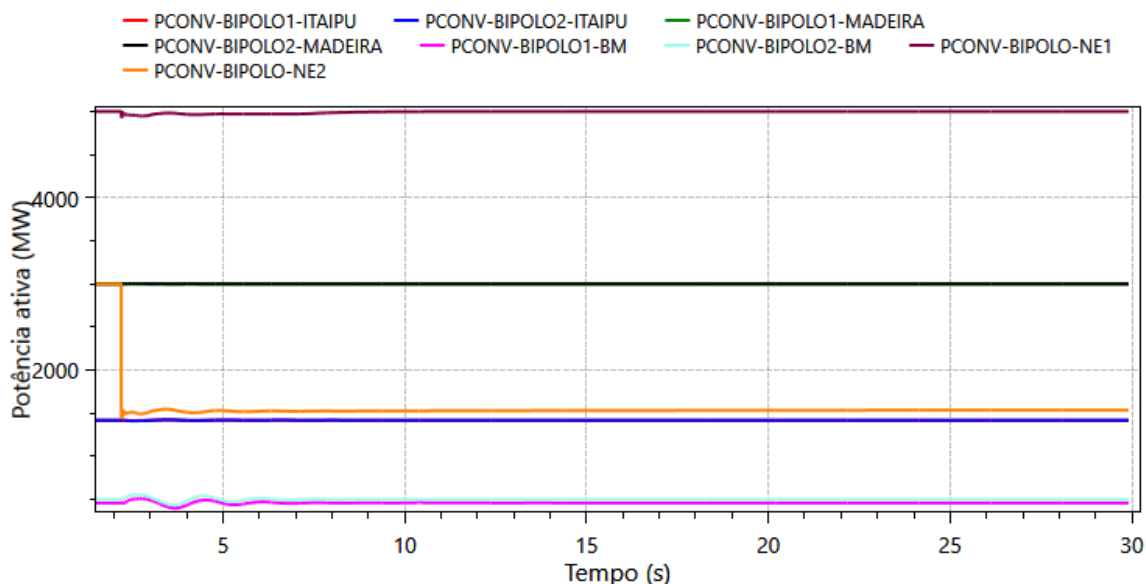


Figura 11-88- Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 9)

A Figura 11-89 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

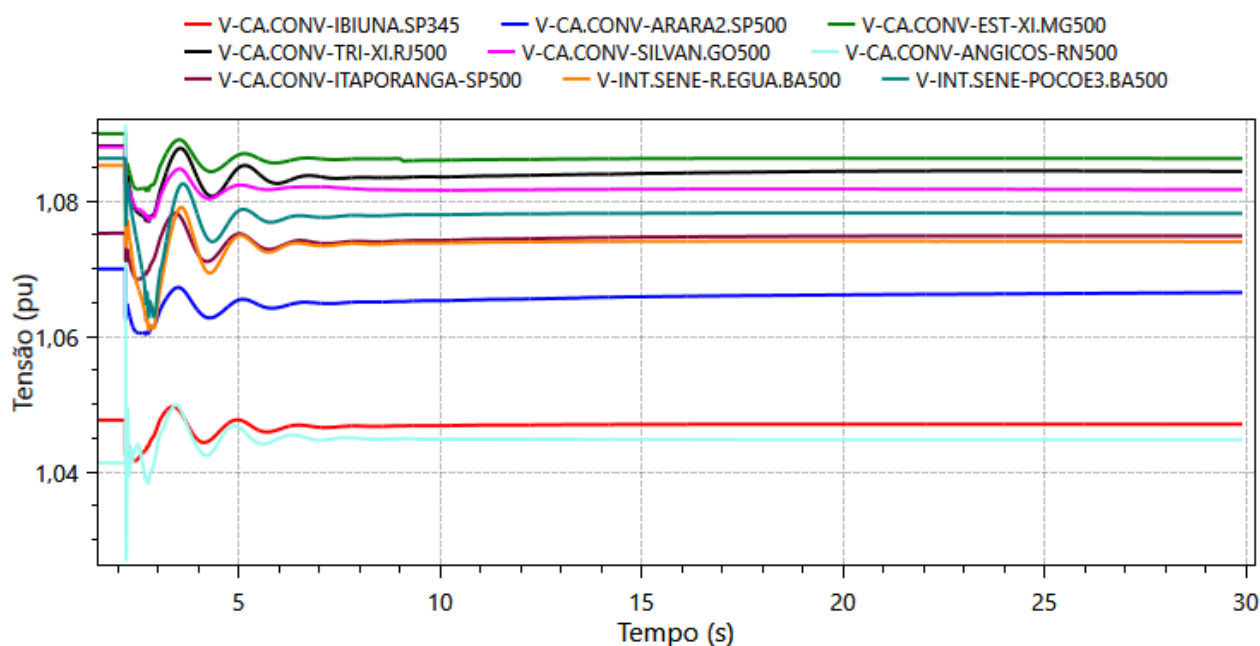


Figura 11-89 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cen. 9)

11.6.8.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das LT 500 kV Estreito-Fernão Dias C1 e C2, está entre as

mais críticas, visto que são linhas de transmissão com elevado carregamento e todos os elos HVDC falharam simultaneamente, exceto o elo HVDC Nordeste II.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos conversores HVDC, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 11-90.

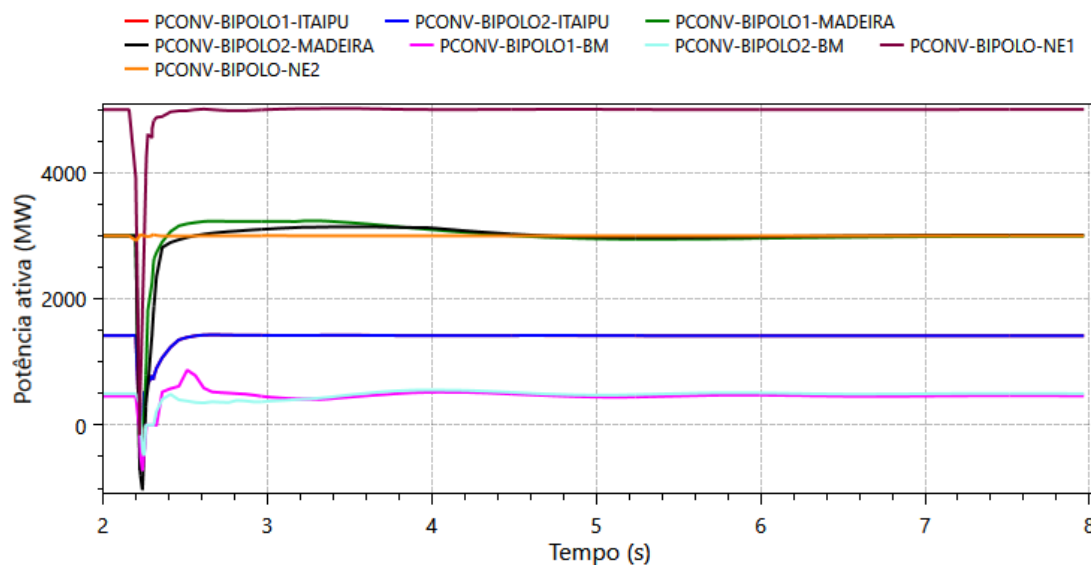


Figura 11-90 – Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cenário 9)

Na Figura 11-91 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Esta perturbação não provocou oscilações acentuadas de tensão, permitindo que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

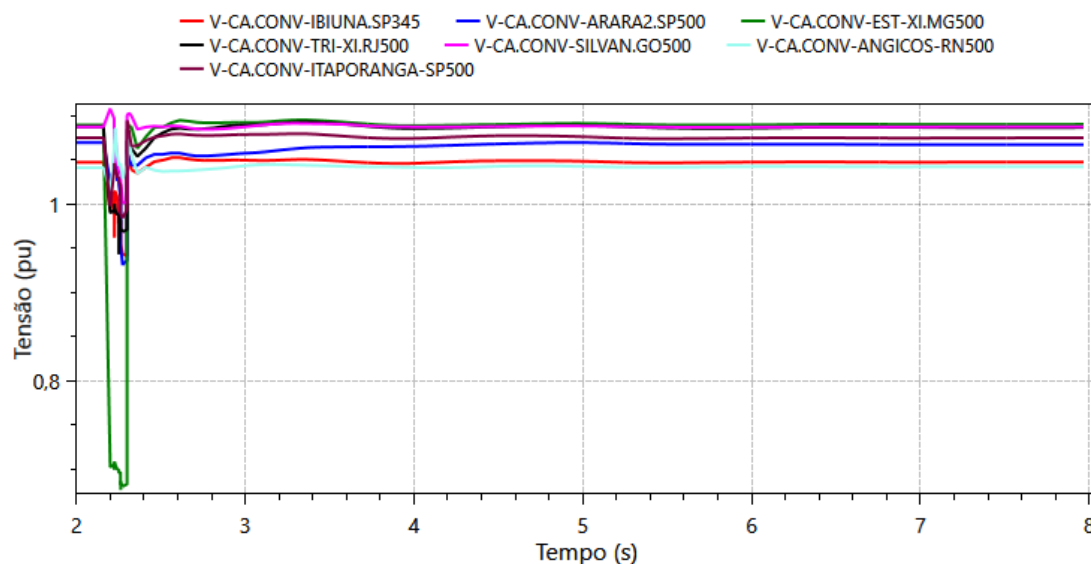


Figura 11-91- Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cenário 9)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, a exceção do Bipolo 2 de Belo Monte os tempos de recuperação permaneceram dentro dos

limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Com relação ao tempo de recuperação da potência ativa do bipolo 2 de Belo Monte, ela é reestabelecida em 85 ms, e após esse período sofre uma dinâmica do seu controle e tem sua potência reduzida, entretanto ela torna a recuperar 1010 ms depois. Considerou-se essa recuperação satisfatória pois não é um problema sistêmico nem representa um risco a operação segura do sistema.

Tabela 11-10 - Tempo de recuperação dos bipolos após curto-circuito em Estreito seguido da perda dupla – Estreito – Fernão Dias Cenário 3

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	129
Madeira 1	21
Madeira 2	53
Belo Monte - Bipolo 1	54
Belo Monte - Bipolo 2	1095
Graça Aranha - Silvânia	0
Nordeste II	-

11.6.9. Cenário 10 – Sensibilidade com cargas eletrointensivas – carga máxima diurna do ano 2037

Este cenário caracteriza-se por um elevado fluxo de potência nas interligações da região Nordeste com as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, resultando em uma exportação total de 24 GW - premissa semelhante à adotada no Cenário 1. Adicionalmente, considera-se uma importação simultânea da região Sul da ordem de 16 GW, destinada ao atendimento das cargas eletrointensivas previstas neste cenário.

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do desempenho dinâmico da alternativa vencedora para o bipolo Nordeste II frente à inserção das novas cargas eletrointensivas projetadas para o ano de 2037, são consideradas as seguintes premissas: 4 GW de cargas de H2V no Nordeste, 5 GW de cargas de DC no Sul e 6,3 GW de cargas de DC no Sudeste. Para o atendimento da carga de 5 GW no Sul, adota-se a geração indicativa projetada para o ano de 2037.

Ressalta-se que este estudo não teve como escopo a avaliação dos efeitos decorrentes da desconexão das cargas eletrointensivas. O foco principal foi analisar o comportamento dinâmico das interligações e o respectivo impacto sistêmico. Os fenômenos associados à desconexão dessas cargas serão abordados em estudos específicos, a serem conduzidos nas respectivas regiões onde tais cargas estão previstas.

11.6.9.1. Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do bipolo Nordeste II, foi necessário implementar um Sistema Especial de Proteção envolvendo o desligamento de geração na região Nordeste, com o objetivo de preservar a

estabilidade de tensão do SIN e atender aos critérios de segurança operativa. Nesse contexto, foram desligados 2.000 MW de geração na região Nordeste. A Figura 11-92 apresenta a variação da potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

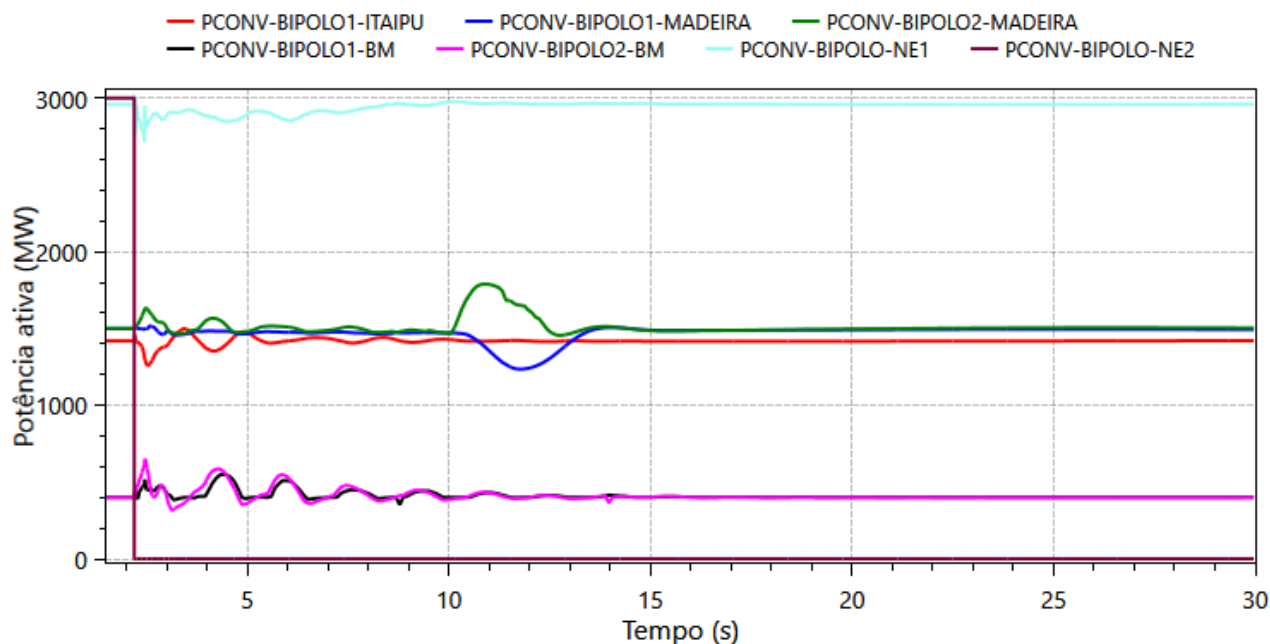


Figura 11-92 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)

A Figura 11-93 apresenta os perfis de tensão nas subestações da interligação Nordeste – Sudeste, nos conversores dos elos HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos, no estado do Rio Grande do Norte. Observa-se que, com a aplicação do SEP, os níveis de tensão foram estabilizados dentro de faixas adequadas, assegurando a operação segura do SIN após a ocorrência da perturbação.

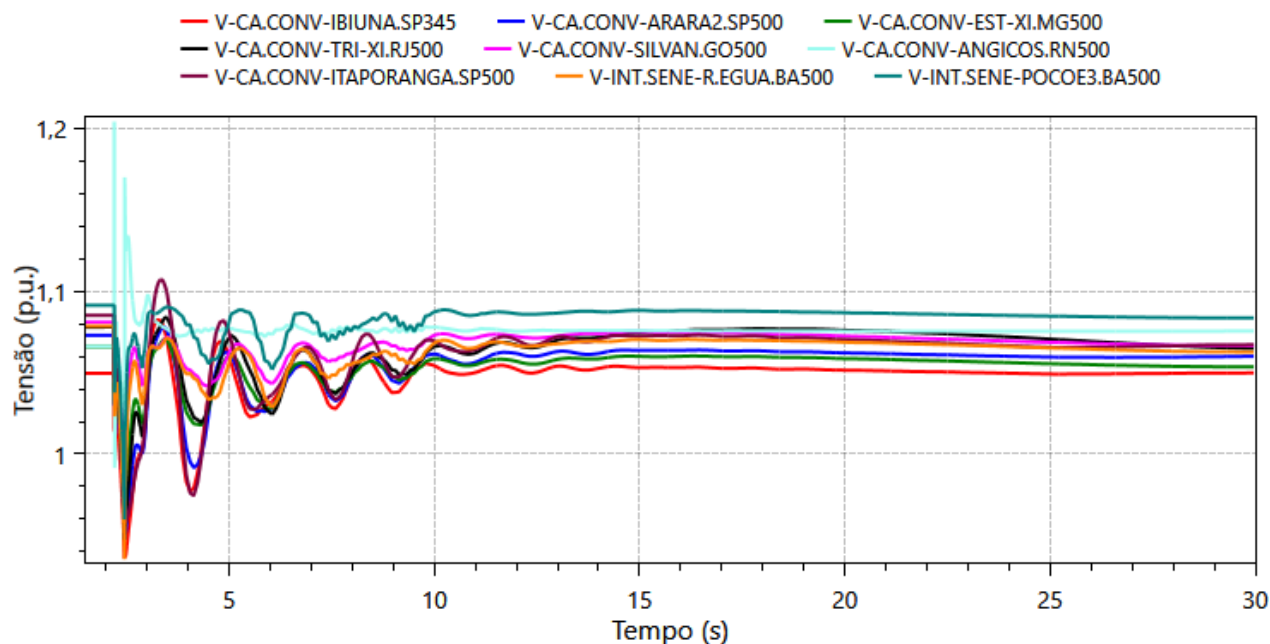


Figura 11-93 - Tensões CA nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)

As frequências em usinas hidrelétricas e termelétricas do SIN mantiveram-se dentro da faixa segura de operação, mesmo após o desligamento de geração na região Nordeste. Conforme ilustrado na Figura 11-94, o valor mínimo de frequência registrado foi de 59,46 Hz, indicando que o sistema respondeu adequadamente à perturbação sem comprometer a estabilidade eletromecânica.

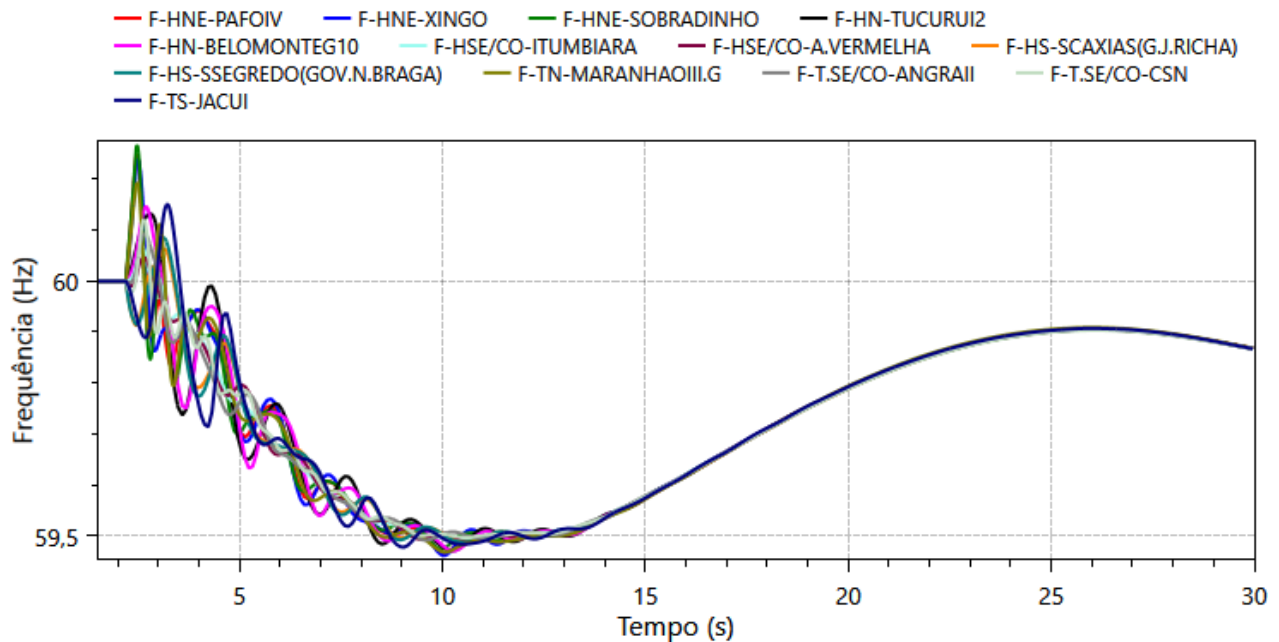


Figura 11-94 - Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)

11.6.9.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de algum SEP de corte de geração. A Figura 11-95 apresenta a potência nos conversores HVDC durante esse evento.

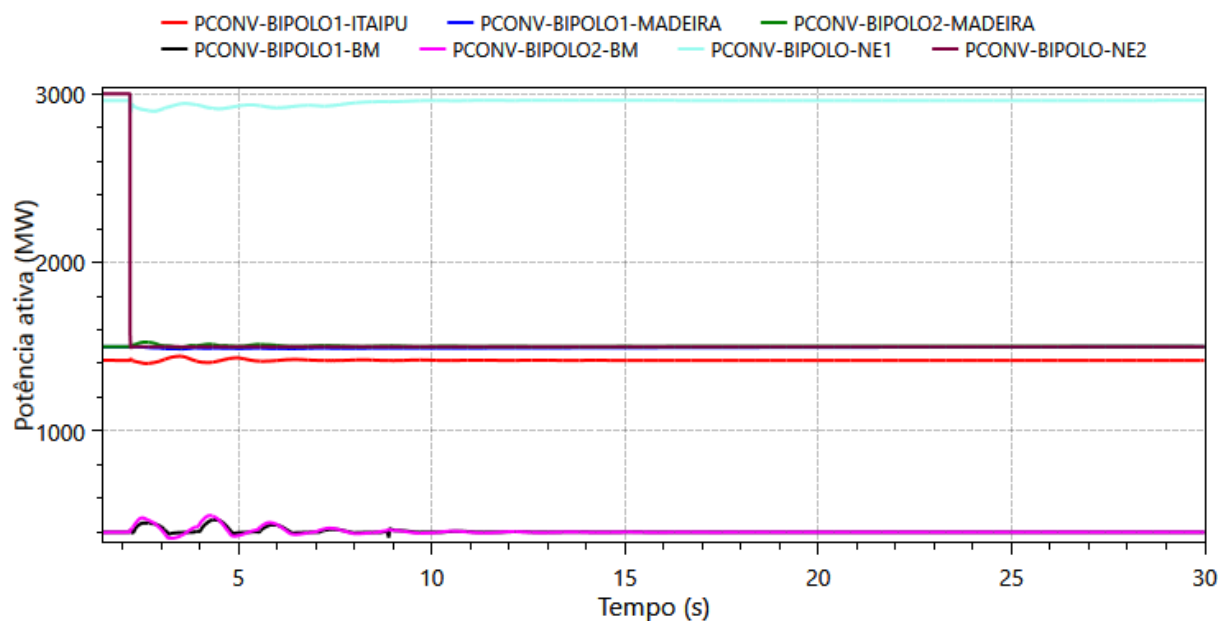


Figura 11-95 - Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 10)

A Figura 11-96 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nos conversores dos conversores HVDC localizados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

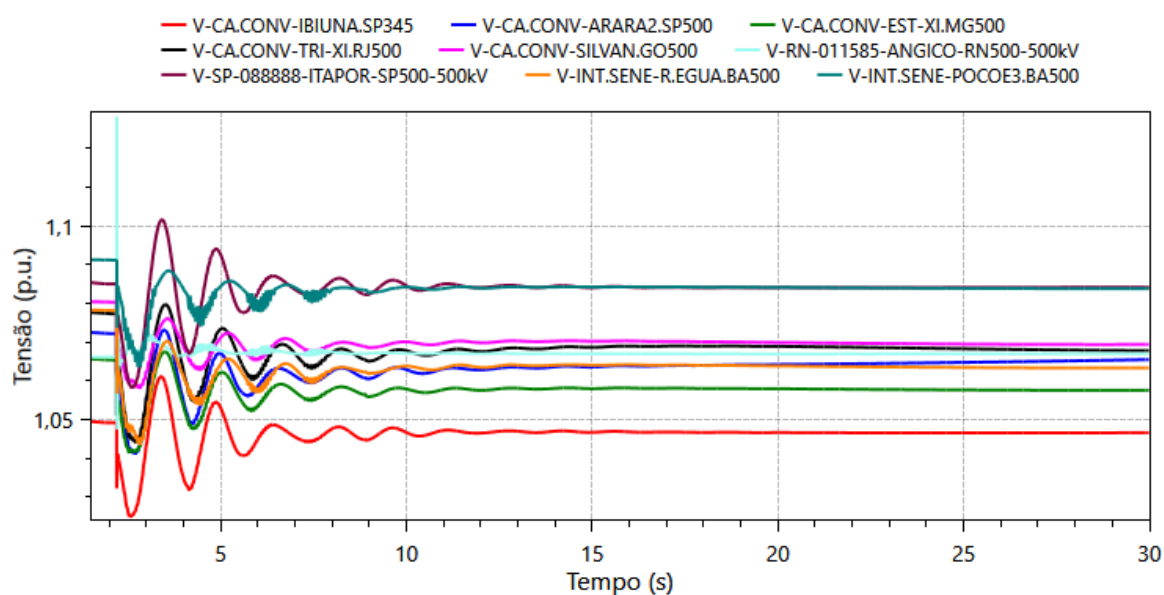


Figura 11-96 - Tensões CA nos conversores após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 10)

11.6.9.3. Contingência dupla na região Sudeste

Dentre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, destaca-se o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das linhas de transmissão 500 kV Estreito–Fernão Dias C1 e C2. Essa ocorrência figura entre as mais críticas, uma vez que se trata de

linhas de transmissão com elevado carregamento, e todos os conversores HVDC falharam simultaneamente, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção momentânea na transferência de potência pelos conversores HVDC, o SIN demonstrou capacidade de suportar a perturbação, permitindo a recuperação dos troncos em corrente contínua para os níveis de potência anteriores ao evento, conforme ilustrado na Figura 11-97.

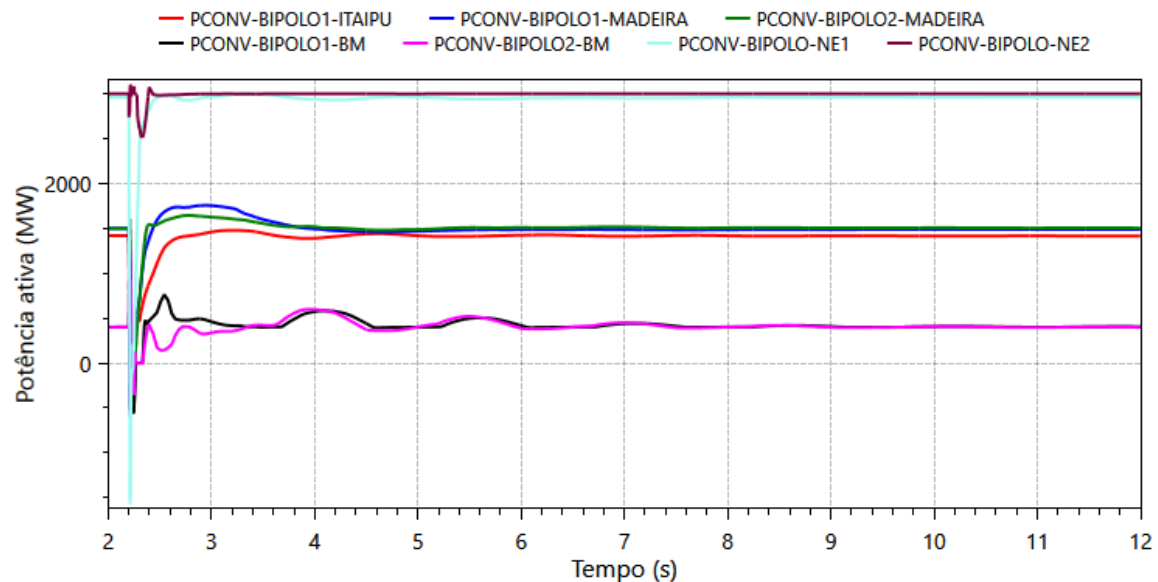


Figura 11-97 - Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F.Dias (Cenário 10)

A Figura 11-98 apresenta o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Observa-se que a perturbação não resultou em oscilações significativas de tensão, permitindo que o SIN se estabilizasse alguns segundos após a eliminação do curto-circuito.

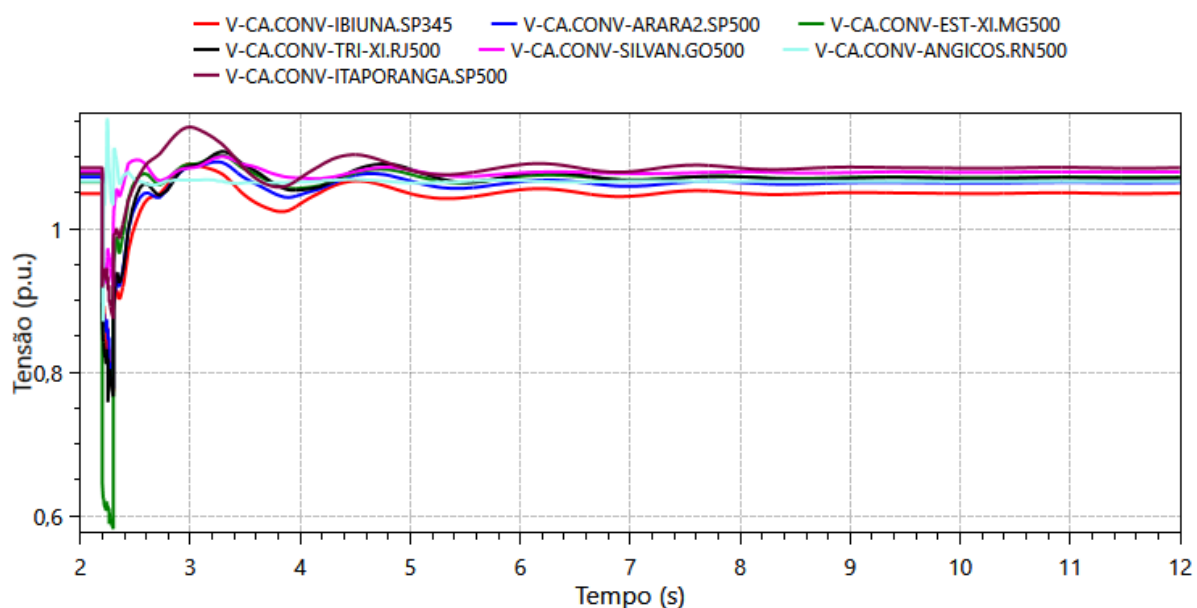


Figura 11-98 - Tensões CA nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 10)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-11 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito–F. Dias (Cen 10)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	240
Madeira 1	91
Madeira 2	58
Belo Monte - Bipolo 1	50
Belo Monte - Bipolo 2	77
Graça Aranha - Silvânia	32
Nordeste II	-

11.6.10. Cenário 11 – Nordeste Exportador – carga mínima noturna do ano 2033

Este cenário é caracterizado por reduzida inércia no Sistema interligado Nacional devido ao seu patamar de carga, que é a mínima noturna, e por ter uma geração eólica em 62%, que atende 35% da carga do SIN.

Os fluxos nas interligações regionais não são elevados como nos dos demais cenários, que possuem maior carga. A região Nordeste exporta 14 GW e a região Sul importa 4,6 GW.

11.6.10.1. Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do elo HVDC Nordeste II, não foi necessário implementar SEP com desligamento de geração na região Nordeste. A Figura 11-99 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

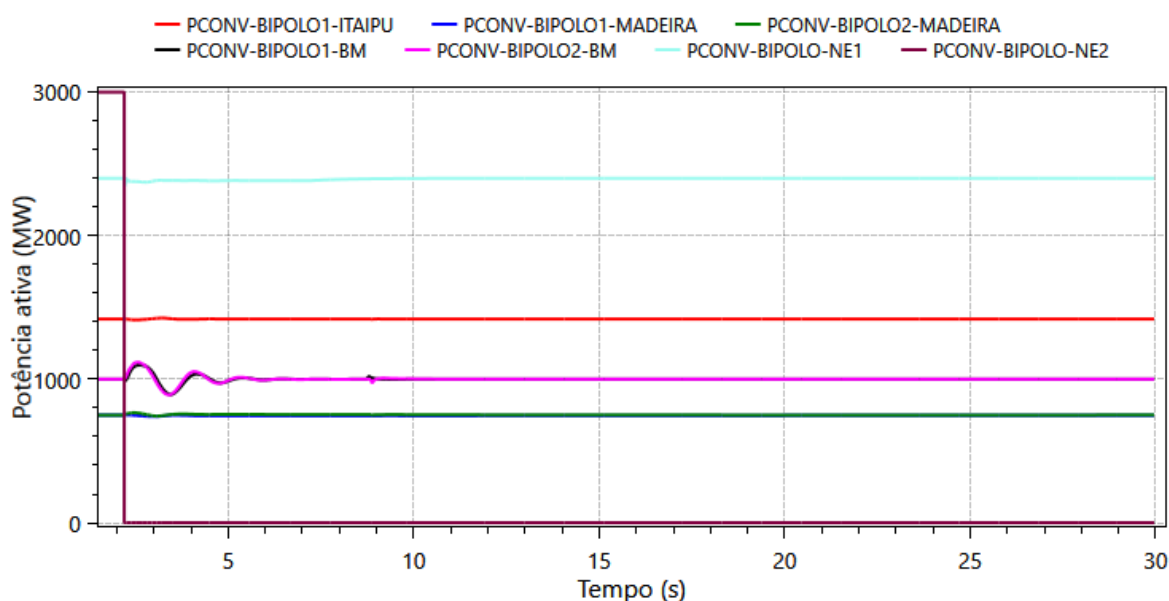


Figura 11-99 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 11)

A Figura 11-100 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que mesmo sem atuação de SEP os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

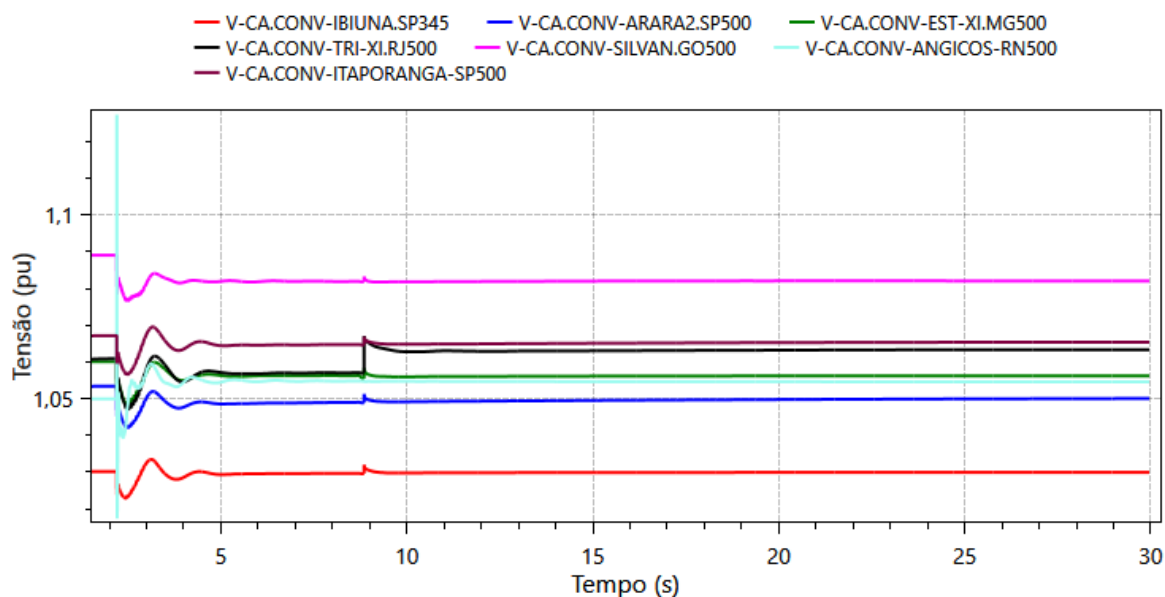


Figura 11-100 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 11)

11.6.10.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de SEP com corte de geração. A Figura 11-101 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

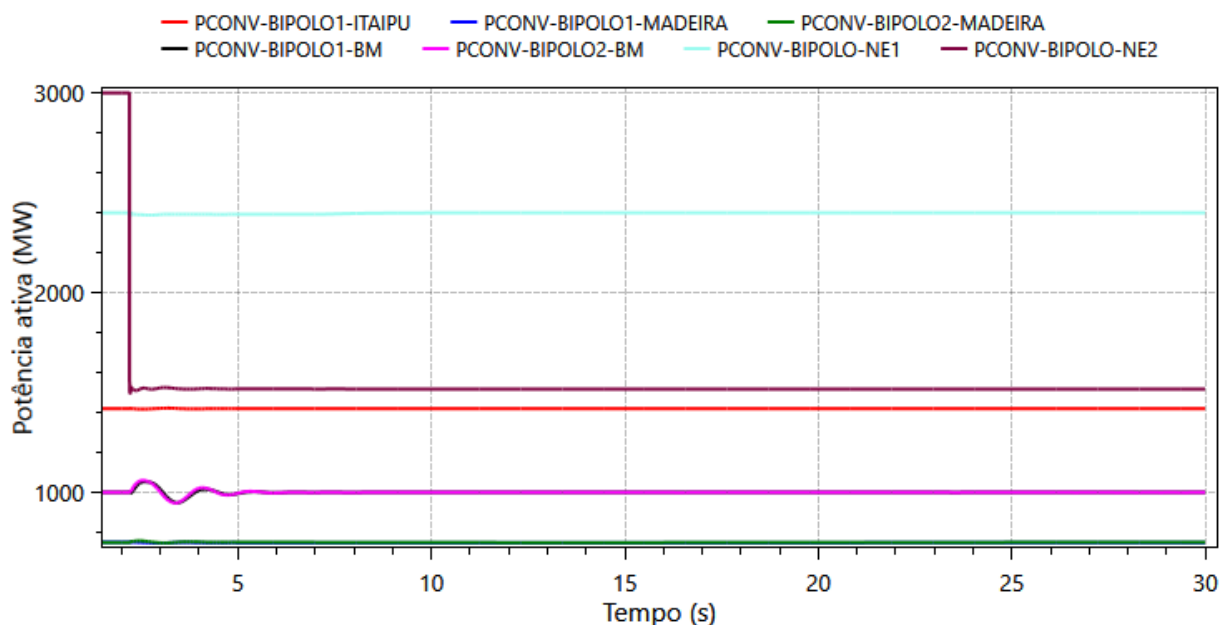


Figura 11-101 – Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 11)

A Figura 11-102 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

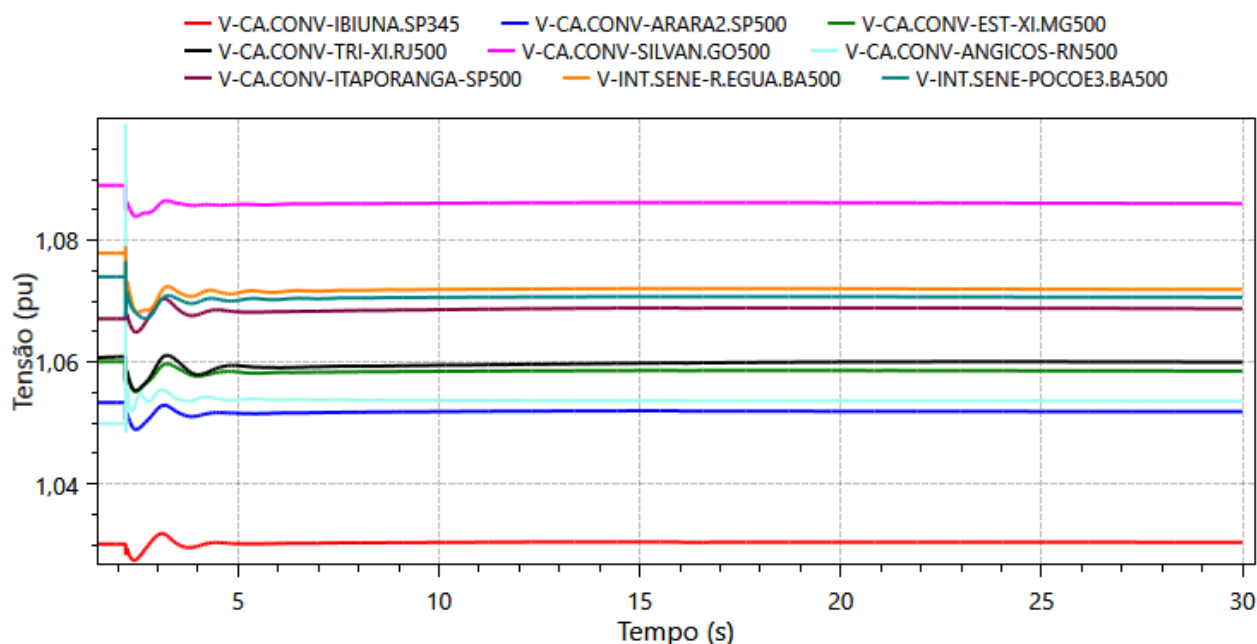


Figura 11-102- – Tensões CA nas conversoras após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 11)

11.6.10.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Araraquara2, seguido da abertura das LT 500 kV Araraquara-Araraquara2 C1 e C2, está entre as mais críticas, visto que são linhas de transmissão com elevado carregamento e todos os conversores HVDC falharam simultaneamente, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos conversores HVDC, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 11-103.

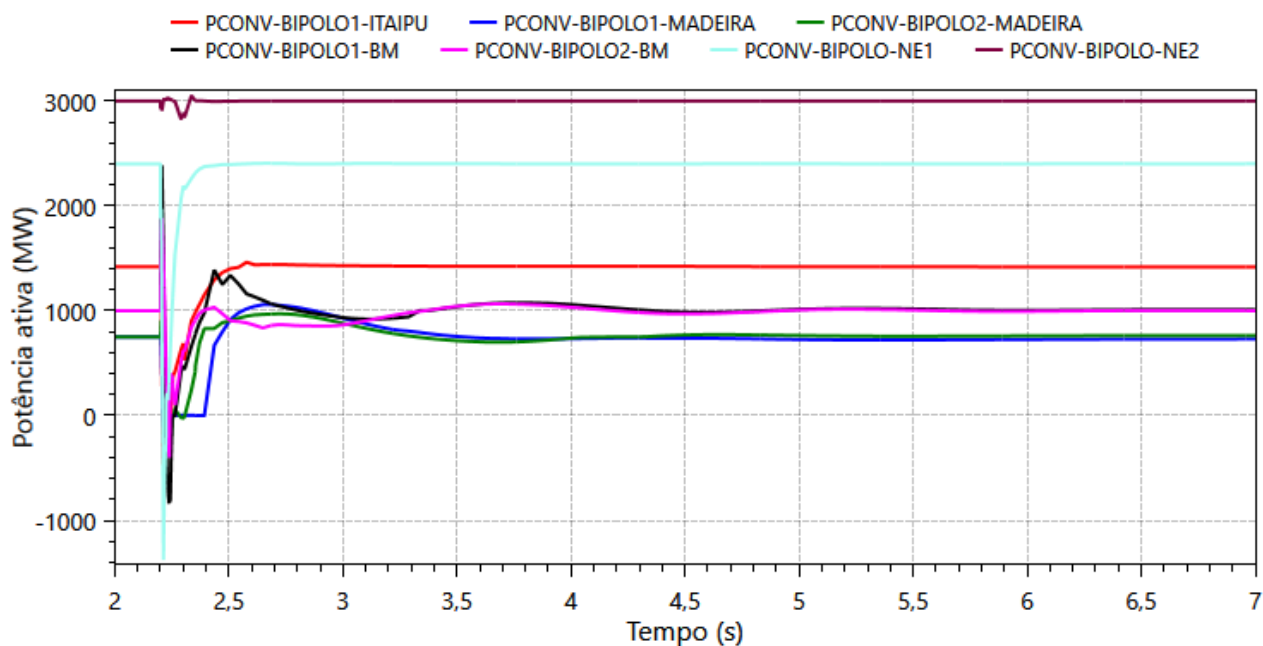


Figura 11-103- Potência conversores Elos HVDC após perda dupla da LT 500 kV Araraquara-Araraquara2 (Cenário 12)

Na Figura 11-104 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Esta perturbação não provocou oscilações acentuadas de tensão, permitindo que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

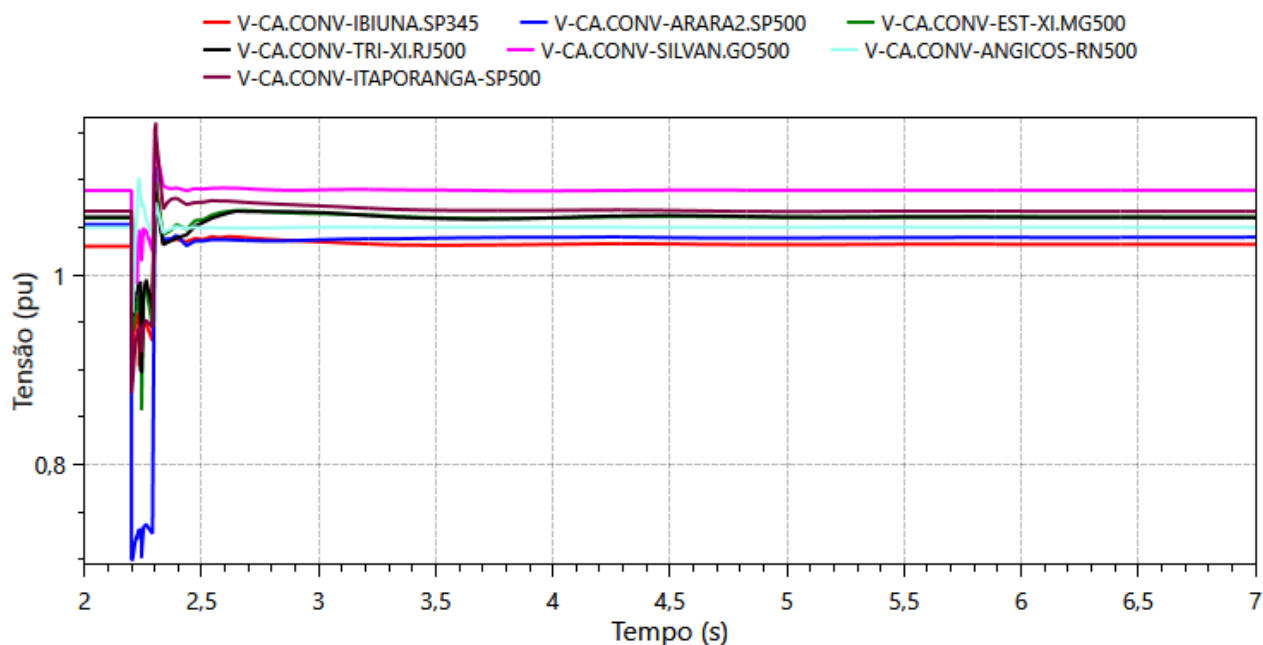


Figura 11-104 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Araraquara-Araraquara2 (Cenário 12)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, a exceção do Bipolo 2 de Belo Monte os tempos de recuperação permaneceram dentro dos

limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Com relação ao tempo de recuperação da potência ativa do bipolo 2 de Belo Monte, ela é reestabelecida em 53 ms, e após esse período sofre uma dinâmica do seu controle e tem sua potência reduzida, entretanto ela torna a recuperar 740 ms depois. Considerou-se essa recuperação satisfatória pois não é um problema sistêmico nem representa um risco a operação segura do sistema.

Tabela 11-12 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Araraquara – Araraquara 2 (Cenário 11)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	131
Madeira 1	138
Madeira 2	70
Belo Monte - Bipolo 1	74
Belo Monte - Bipolo 2	793
Graça Aranha - Silvânia	
Nordeste II	-

11.6.11. Cenário 12 – Nordeste Exportador – carga máxima noturna do ano 2035

Este cenário é caracterizado por um elevado fluxo de potência nas interligações da região Nordeste com Norte e com Sudeste/Centro-Oeste, totalizando 24 GW de exportação.

O principal fator limitante neste cenário é o primeiro afundamento de tensão nas subestações do Piauí e da Bahia após o bloqueio do bipolo Nordeste II.

11.6.11.1. Bloqueio de bipolo

Após o bloqueio do elo HVDC Nordeste II, não foi necessário implementar SEP com desligamento de geração na região Nordeste. A Figura 11-105 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

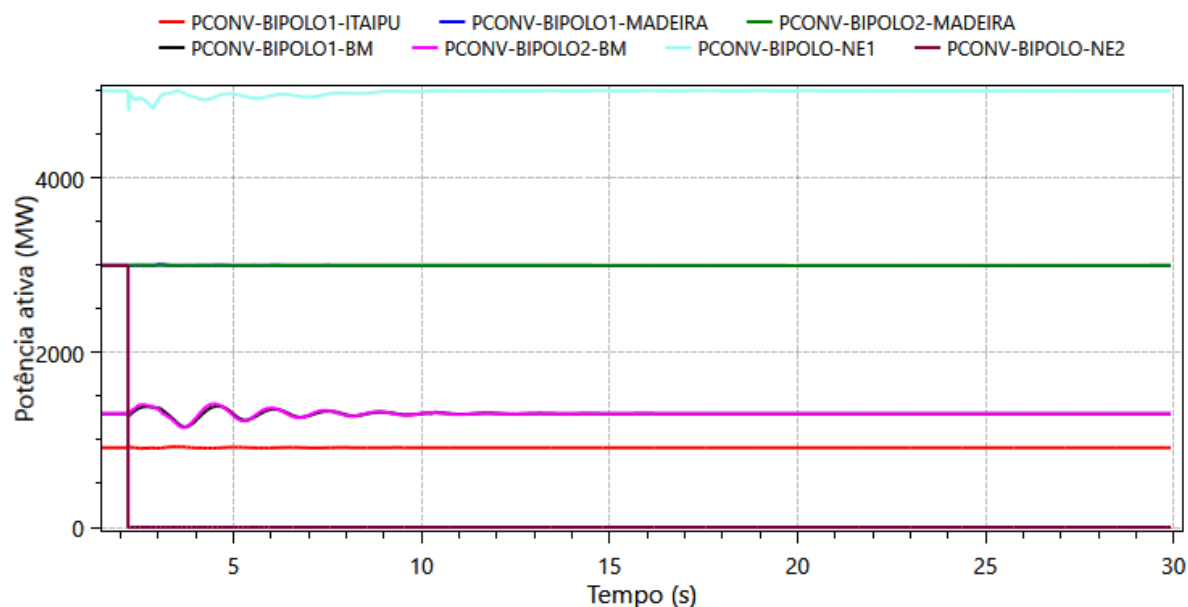


Figura 11-105 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 12)

A Figura 11-106 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que, mesmo sem aplicação de SEP, os níveis de tensão se estabilizam dentro de faixas adequadas para a operação segura do sistema.

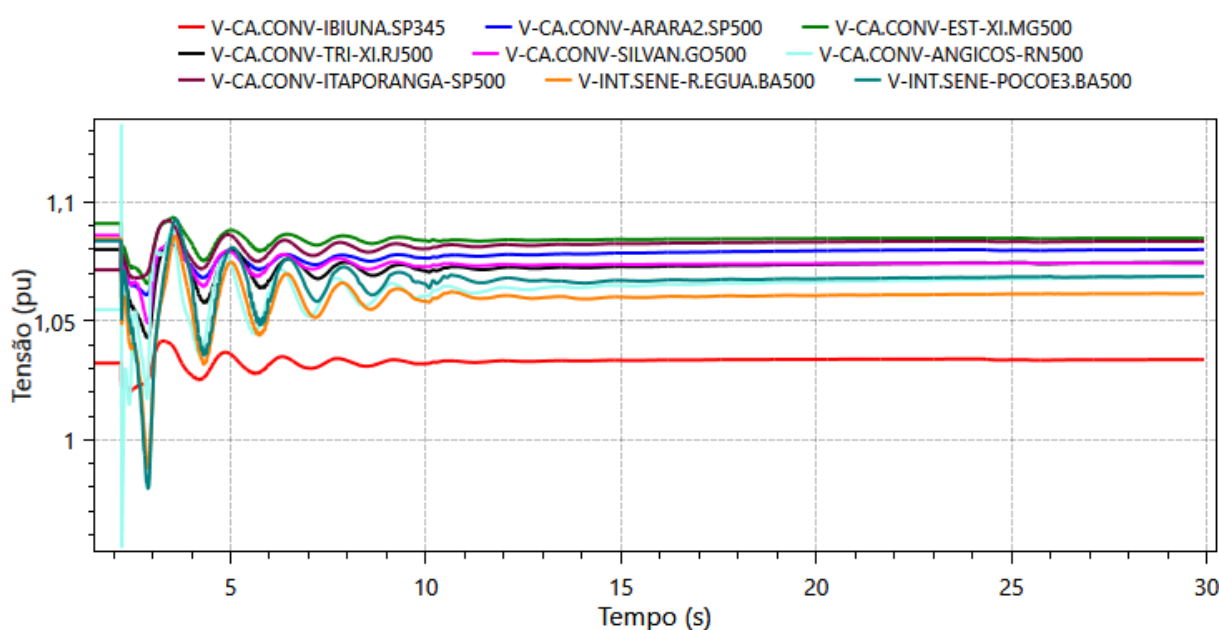


Figura 11-106 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 12)

11.6.11.2. Bloqueio de polo

Na ocorrência de bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II, o sistema se mantém estável sem a necessidade de atuação de SEP com corte de geração. A Figura 11-107 apresenta a potência nos conversores HVDC correspondente a esse evento.

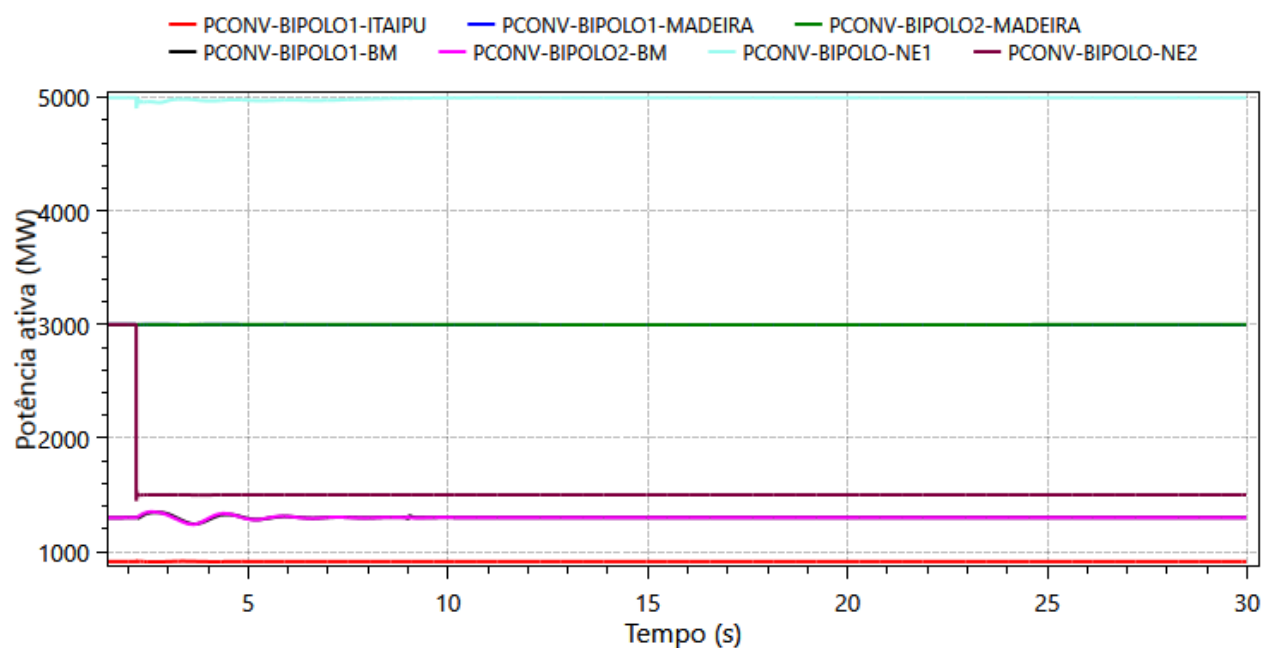


Figura 11-107 – Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 12)

A Figura 11-108 apresenta os perfis de tensão em subestações da interligação Nordeste - Sudeste e nas subestações conversoras HVDC localizadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, bem como na SE Angicos no Rio Grande do Norte. Observa-se que o perfil de tensão das subestações mantém-se dentro de faixa adequada para a operação segura do sistema.

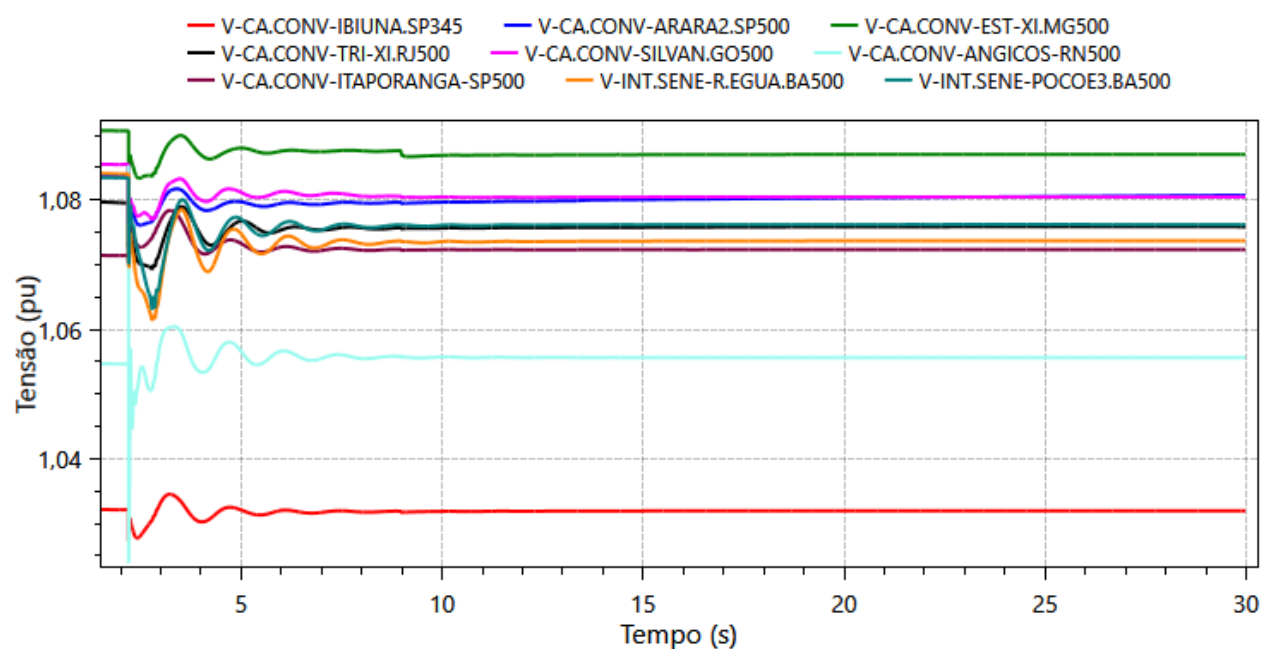


Figura 11-108 – Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 12)

11.6.11.3. Contingência dupla na região Sudeste

Entre as contingências que podem ocorrer na região Sudeste, o curto-circuito monofásico próximo à SE 500 kV Estreito, seguido da abertura das LT 500 kV Estreito-Fernão Dias C1 e C2, está entre as

mais críticas, visto que são linhas de transmissão com elevado carregamento e todos os conversores HVDC falharam simultaneamente, exceto o bipolo Nordeste II.

Apesar da interrupção de potência momentânea nos conversores HVDC, o SIN suportou essa perturbação, permitindo que estes troncos em corrente contínua recuperassem sua potência ao mesmo nível anterior ao curto-circuito, conforme se observa na Figura 11-109.

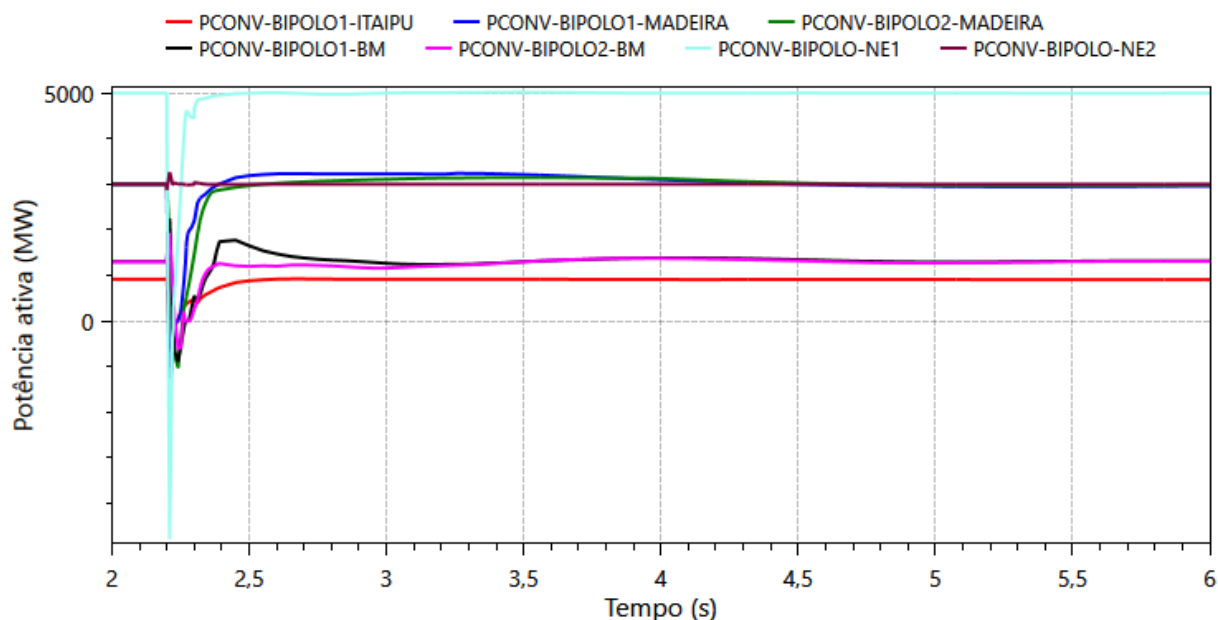


Figura 11-109 – Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 12)

Na Figura 11-110 é apresentado o perfil de tensão nas subestações conversoras da região Sudeste. Esta perturbação não provocou oscilações acentuadas de tensão, permitindo que o SIN se estabilizasse poucos segundos após a eliminação do curto-circuito.

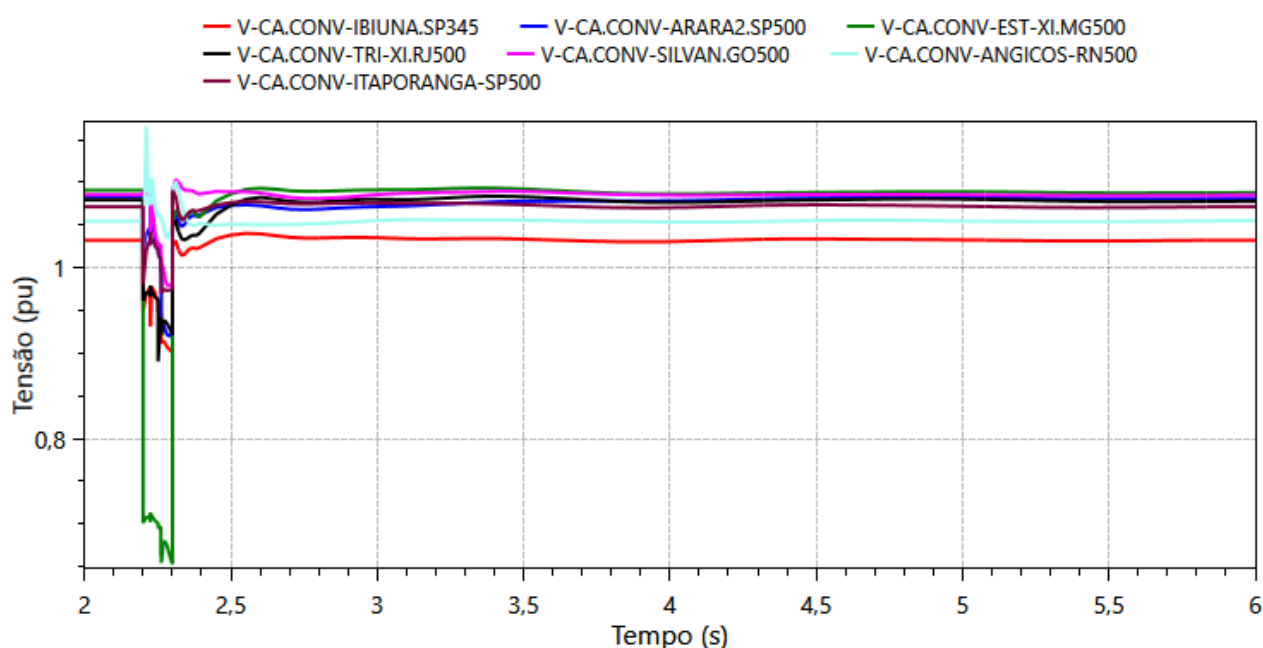


Figura 11-110- – Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 12)

Por fim, observa-se o tempo de recuperação dos bipolos após a eliminação da falta. Para todos os bipolos, os tempos de recuperação permaneceram dentro dos limites de referência estabelecidos, indicando a adequada resposta dos sistemas de transmissão em corrente contínua frente à perturbação.

Tabela 11-13 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito–F. Dias (Cen 12)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	139
Madeira 1	21
Madeira 2	50
Belo Monte - Bipolo 1	65
Belo Monte - Bipolo 2	739
Graça Aranha - Silvânia	0
Nordeste II	-

12. DESEMPENHO DINÂMICO – TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS

Na seção 12.1 é apresentado o processo de desenvolvimento de um modelo para representação do HVDC-VSC correspondente à solução de referência do estudo, no *software* PSCAD/EMTDC, visando avaliar seu desempenho frente a eventos no lado CC.

Na seção 12.2 são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações.

12.1. Modelo PSCAD/EMT da solução de referência VSC-HVDC

A construção do modelo EMT iniciou com o uso do *benchmark* disponível na *Knowledge Base* do *software* PSCAD, que consiste em um sistema de transmissão VSC-HVDC em 320 kV e 1200 MW. O modelo da linha de transmissão CC de referência foi incluído e, a partir deste sistema base, foram realizadas interações com os fabricantes que participaram da tomada de subsídios, a fim de realizar os ajustes necessários para aprimorar o modelo e adequá-lo às especificações de projeto da alternativa vencedora do estudo.

As primeiras interações visaram a adequação dos níveis de tensão e potência nominal do modelo, para compatibilizá-los com a referência de 600 kV e 3000 MW. Para tal, foram realizados diversos ajustes, notadamente nos níveis de potência e tensão dos transformadores dos conversores; no número de submódulos MMC de cada estação; no valor da capacitância destes submódulos; e nos valores dos reatores do conversor, do braço do MMC e de alisamento.

Com estes primeiros ajustes, foi possível verificar o funcionamento do modelo em regime permanente e durante perturbações, tanto na rede CA quanto no lado CC dos conversores. O modelo atingiu os valores nominais em regime e apresentou adequadas respostas frente às

dinâmicas na rede CA, mas mostrou desempenho insuficiente para resposta a faltas na linha CC, apresentando sobretensões inadequadas e irrealistas.

Esta conclusão motivou novas interações com os fabricantes, buscando refinar o desempenho do modelo quando submetido a faltas no lado CC. Como resultado, essa etapa levou a adição de alguns elementos específicos de proteção — como, por exemplo, a lógica de abertura do NBS e a inserção de para-raios CC nos polos — e na implementação de uma sequência de eventos de proteção. O sequenciamento implementado englobou a atuação do bloqueio da conversora, dos disjuntores CA e do NBS de forma coordenada para eliminação da falta e posterior recuperação do elo aos valores de potência pré-falta.

A Figura 12-1 mostra um exemplo da atuação do esquema de proteção e eliminação de faltas implementado no PSCAD, ao lidar com uma falta CC no polo positivo do terminal retificador do bipolo.

Após a detecção da falta por um dos conversores, existe um *delay* de 5 ms necessário para o bloqueio do chaveamento do conversor dessa estação, seguido de mais um *delay* estimado de 50 ms para abertura do disjuntor CA. O passo seguinte à abertura do disjuntor corresponde ao intervalo necessário para que a corrente no NBS decaia até um valor que permita sua abertura, no caso de 0,25 kA, levando cerca de 58 ms no terminal retificador.

No conversor remoto ao local da falta, que nesse caso exemplo é o terminal inversor, há implementado um *delay* de comunicação de 26 ms entre os terminais para iniciar a sequência de proteção, iniciada pelo bloqueio do chaveamento do inversor e 50 ms depois abertura do disjuntor CA. Novamente, é necessário aguardar um intervalo de tempo para que a corrente no NBS reduza o suficiente para sua abertura e, no terminal inversor, este processo levou 952 ms. Cabe destacar que o sequenciamento da proteção e eliminação descrito está implementado em ambas as estações, com a diferenciação do atraso de 26ms se dando somente pela comunicação entre a estação que detectou o curto antes (no caso, a retificadora) com a estação remota.

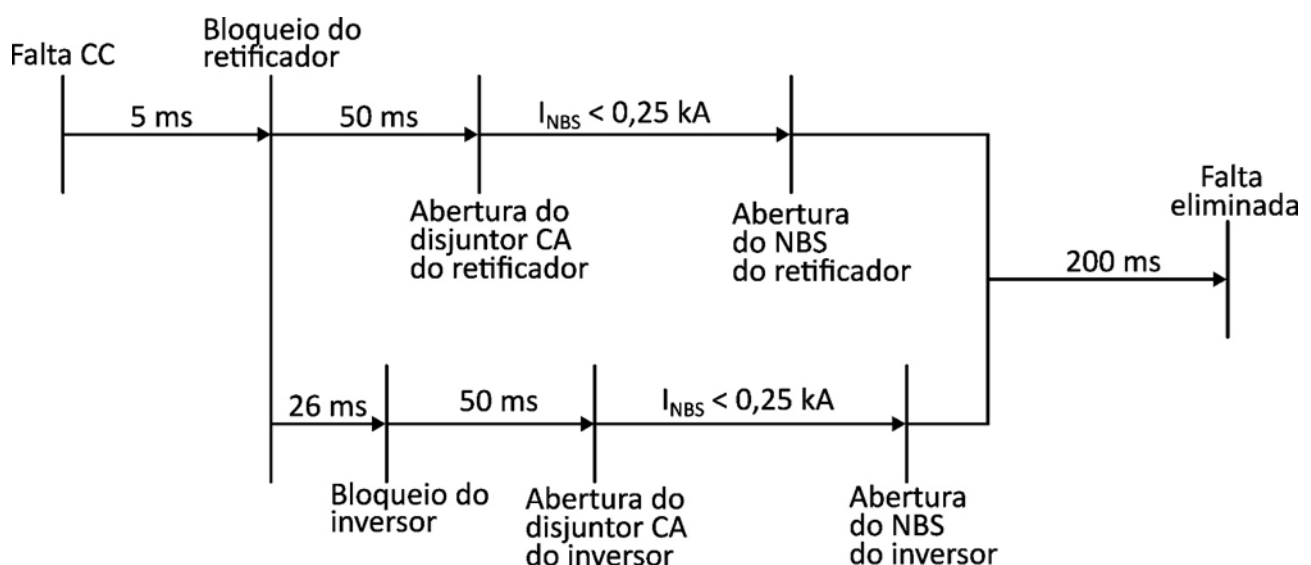


Figura 12-1 - Esquema de proteção e eliminação de faltas implementado no PSCAD

Além destes eventos, 100 ms após abertura do disjuntor CA ocorre a conexão dos resistores de pré-inserção para posterior religamento do polo em falta. Desta forma, entre a ocorrência da falta CC e sua eliminação completa, habilitando o início do processo de recuperação, foram necessários cerca de 1,24 segundos, no caso de estudo avaliado.

Após a eliminação da falta CC por meio do processo exposto, se inicia o processo de reenergização e recuperação da potência pré-falta do polo, conforme a Figura 12-2.

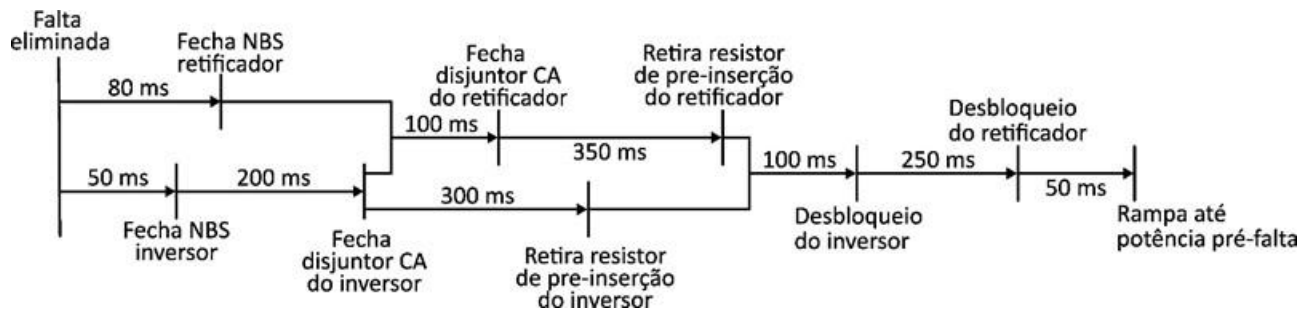


Figura 12-2 - Processo de reenergização e recuperação da potência transmitida após falhas no polo CC

O processo inicia com o fechamento do NBS do inversor e retificador em 50 e 80 ms após a falta ser eliminada, respectivamente. Após isso, aguarda-se um intervalo de 200 ms para fechar o disjuntor CA do terminal inversor e iniciar a energização do conversor deste terminal, enquanto o fechamento do disjuntor CA e energização do terminal retificador ocorre 100 ms depois. O próximo passo da sequência é a remoção dos resistores de pré-inserção depois do fechamento do disjuntor CA, que ocorre após um intervalo de 300 ms para o terminal inversor e de 350 ms para o terminal retificador.

Após ambos os terminais estarem conectados à rede CA e os resistores de pré-inserção desligados, aguarda-se um intervalo de 100 ms para o desbloqueio do terminal inversor, que irá fazer o controle da tensão CC para seu valor nominal. O terminal retificador, controlando potência ativa, é desbloqueado 250 ms após o terminal inversor. O último passo para a recuperação é a retomada em rampa da potência ativa pré-falta, que começa 50 ms após o desbloqueio da conversora do terminal retificador.

O processo de recuperação da potência ativa pode ser influenciado alterando a inclinação da rampa de potência, obtendo diferentes tempos de reenergização. No entanto, a inclinação da rampa deve respeitar a capacidade do ponto de conexão do sistema CA, devendo ser observado, a partir de estudos específicos, valores que permitam uma recomposição rápida sem comprometer a estabilidade do sistema em que os conversores estão conectados.

Cabe ressaltar que os tempos utilizados neste modelo foram utilizados apenas como balizadores para os estudos de viabilidade técnica. A otimização e efetiva calibração dos tempos e sequência de eventos deverá ser definida em etapas mais avançadas do projeto - na etapa de implementação - conforme a estratégia tecnológica específica adotada pelo fabricante e considerando outras questões de coordenação de isolamento do projeto mais detalhadas.

12.2. Resultados

Essa seção apresenta os resultados obtidos com o modelo PSCAD, referentes ao desempenho dinâmico do bipolo durante e após a ocorrência de faltas na linha CC. A simulação foi iniciada a partir de um arquivo *snapshot*, após a energização do sistema até os valores nominais, com o curto-circuito no polo positivo do terminal do retificador sendo aplicado no instante 0,1 s e duração de 100 ms.

12.2.1. Tensão CC nos terminais do HVDC-VSC

A Figura 12-3 ilustra a tensão CC nos terminais do elo HVDC-VSC. Observa-se, durante a falta, uma sobretensão máxima no polo não de cerca de 800 kV, no terminal em falta, que está dentro dos valores aceitáveis (1,5 p.u.) discutidos com fabricantes para tensões transitórias.

Nota-se, também, que o tempo para recuperação da tensão CC após a falta foi entre 4 e 5 segundos, podendo este valor ser ajustado e otimizado pelo fabricante a partir de maior refinamento no controle do conversor.

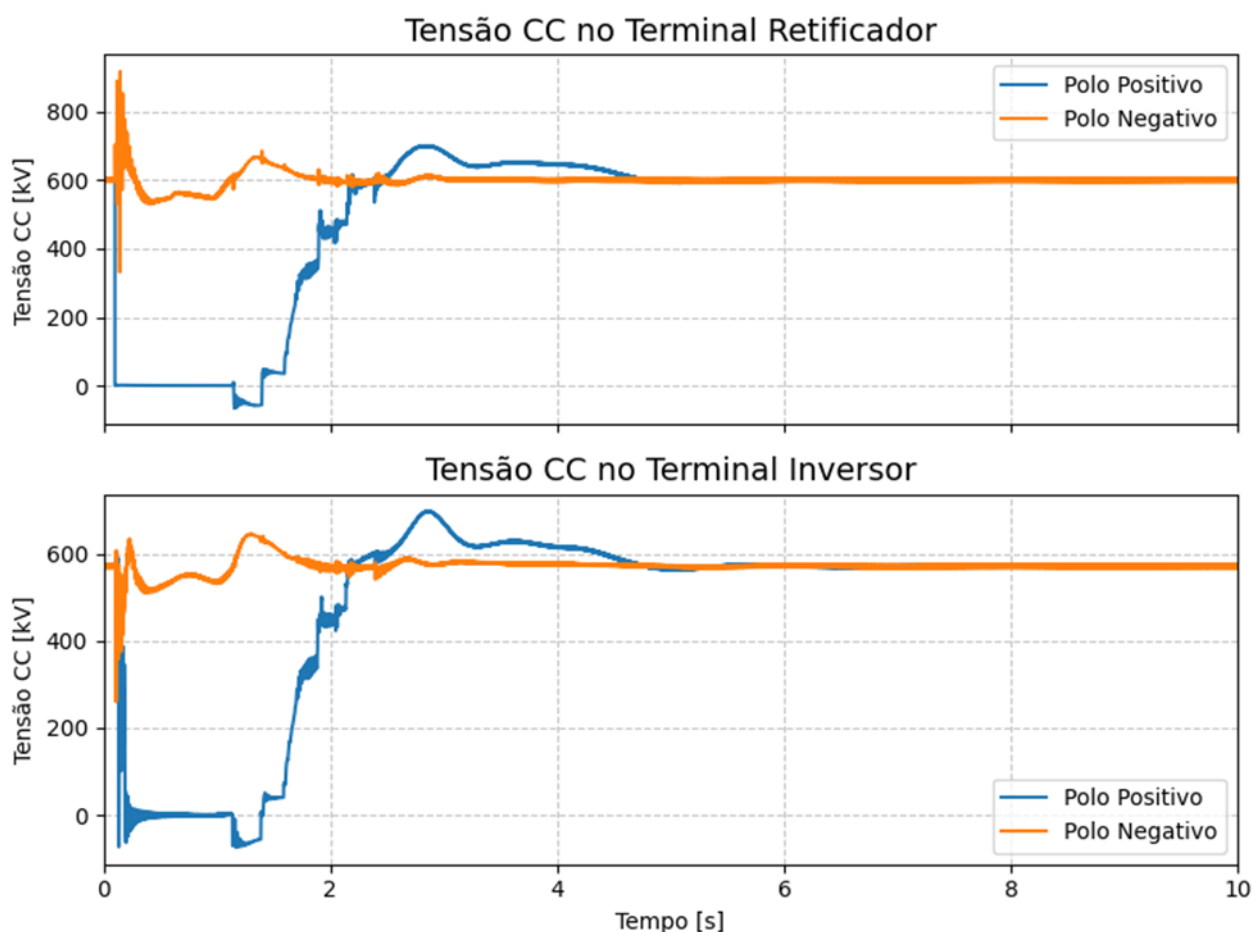


Figura 12-3 - Tensão CC nos terminais do elo HVDC-VSC

12.2.2. Corrente CC nos terminais do HVDC-VSC

O processo de recuperação pós-falta se inicia em um período de 1 segundo após a incidência da falta, para que ocorra descarga da corrente de falta e abertura do NBS.

A Figura 12-4 mostra as correntes CC nos polos em cada um dos terminais do HVDC, em que se nota um pico subtransitário perto de 20 kA no instante da falta que é reduzido rapidamente pela atuação do comando de bloqueio da conversora, atingindo então um novo pico de 10 kA. É importante destacar que essa sobrecorrente positiva no terminal do retificador flui pelos diodos, que possuem maior capacidade térmica, e não pelas chaves. Esta corrente é então descarregada, após a atuação dos disjuntores CA, demorando cerca de 1 segundo para que chegue a um nível em que o NBS seja capaz de interromper e a sequência de reenergização possa ser iniciada.

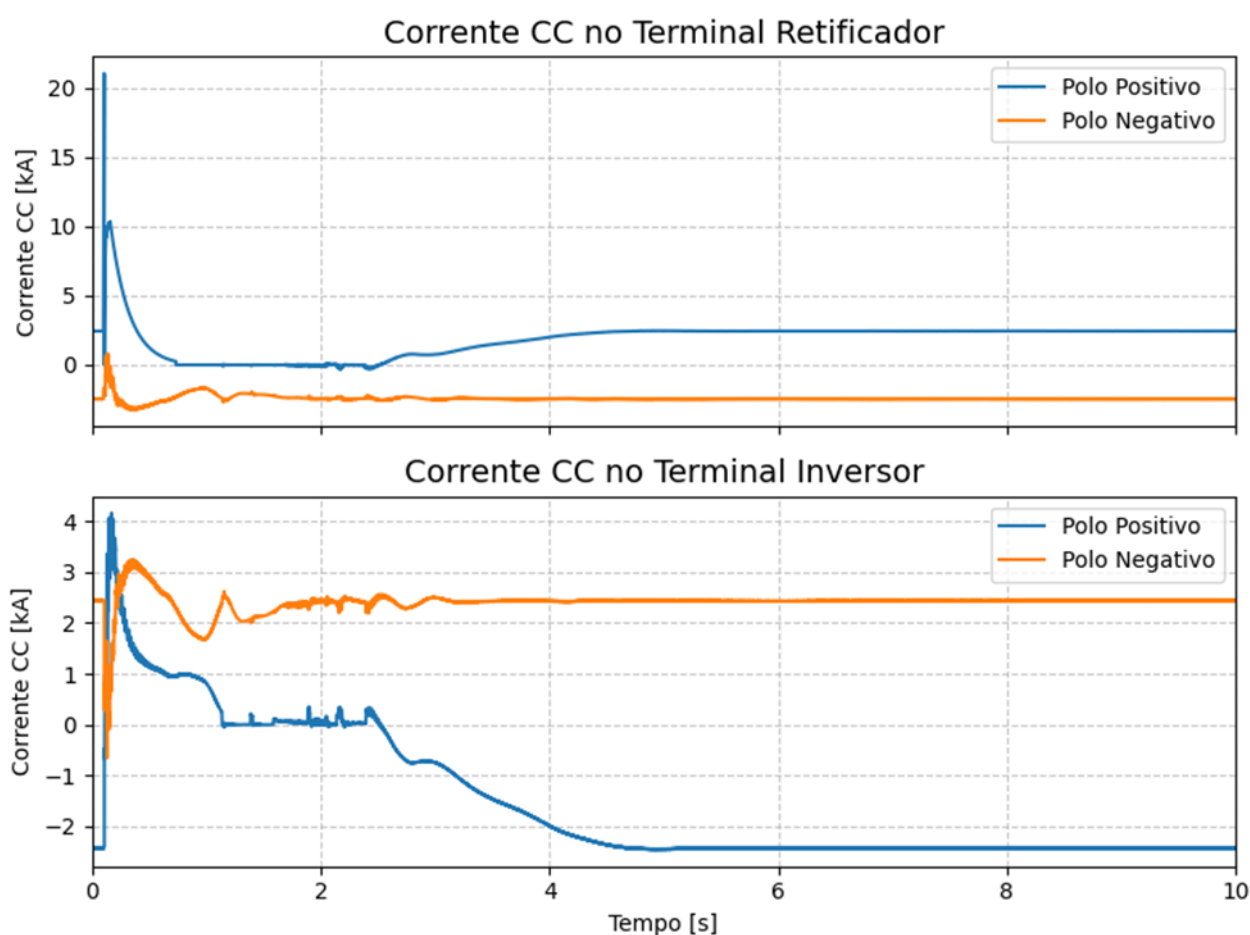


Figura 12-4 - Corrente CC nos terminais do elo HVDC-VSC

12.2.3. Potência ativa nos terminais do HVDC-VSC

A Figura 12-5 mostra a potência ativa nos terminais do bipolo, e permite identificar dois instantes importantes para a avaliação dinâmica do elo após a falta. Primeiro, o tempo necessário para que o processo de energização do polo em falta seja iniciado, levando pouco mais de 2 segundos para que

a potência comece a subir para seu valor pré-falta. Este tempo de reenergização pós-falta, então, pode ser utilizado como critério para avaliar a performance dinâmica do elo.

É possível identificar, ainda, o tempo de recuperação necessário para que a potência retorne a 90% do seu valor pré-falta, neste caso levando cerca de 4 segundos.

É importante reforçar que estes tempos poderão ser otimizados em etapas futuras do projeto, considerando calibração e ajuste fino de parâmetros de controle.

Cabe destacar também que, após a falta e durante o processo de reenergização, são observadas oscilações na potência do polo são com duração de cerca de 1,5 s, vistas na figura entre o momento da falta e os 2 segundos de simulação. Estas oscilações podem causar impactos sistêmicos na rede CA que devem ser investigados a partir de análises que incluam de forma mais representativa a rede em que o sistema HVDC-VSC está inserido.

Atualmente, o modelo desenvolvido em ANATEM® para representação do bipolo não representa de forma adequada este tipo de dinâmica, portanto não foi possível avaliar este fenômeno nas análises de estabilidade eletromecânica. Como o referido modelo ainda está em fase de desenvolvimento, à medida que seja aprimorado, internalizando os avanços obtidos com o modelo EMT registrados neste capítulo, espera-se que o impacto deste fenômeno possa ser apreciado, também, nas análises de transitórios eletromecânicos.

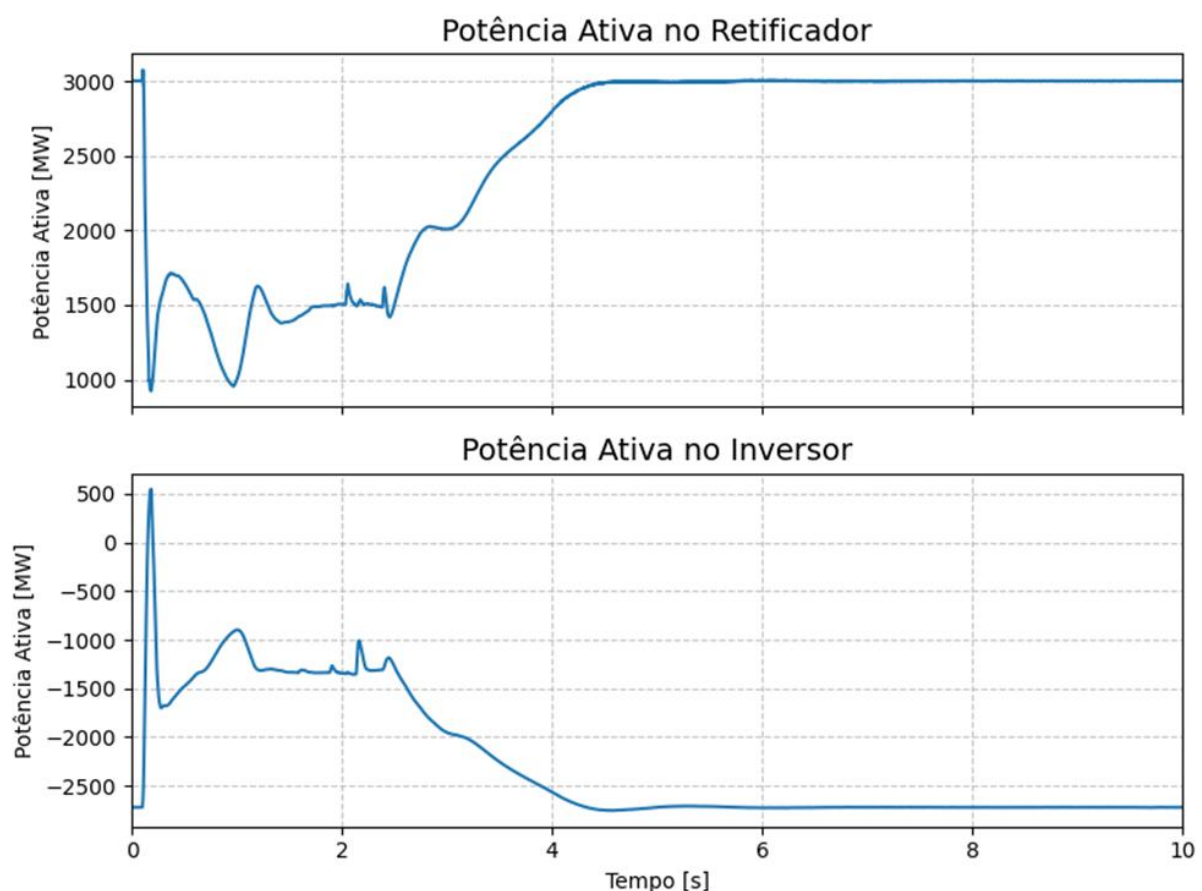


Figura 12-5 - Potência ativa nos terminais do elo HVDC-VSC

A presença de oscilações no polo são fica mais evidente na Figura 12-6, que mostra a potência ativa injetada por cada um dos polos nos terminais retificador e inversor, demonstrando que o comportamento observado na potência entregue pelo bipolo ocorre devido ao comportamento oscilatório no polo são, neste caso o polo negativo.

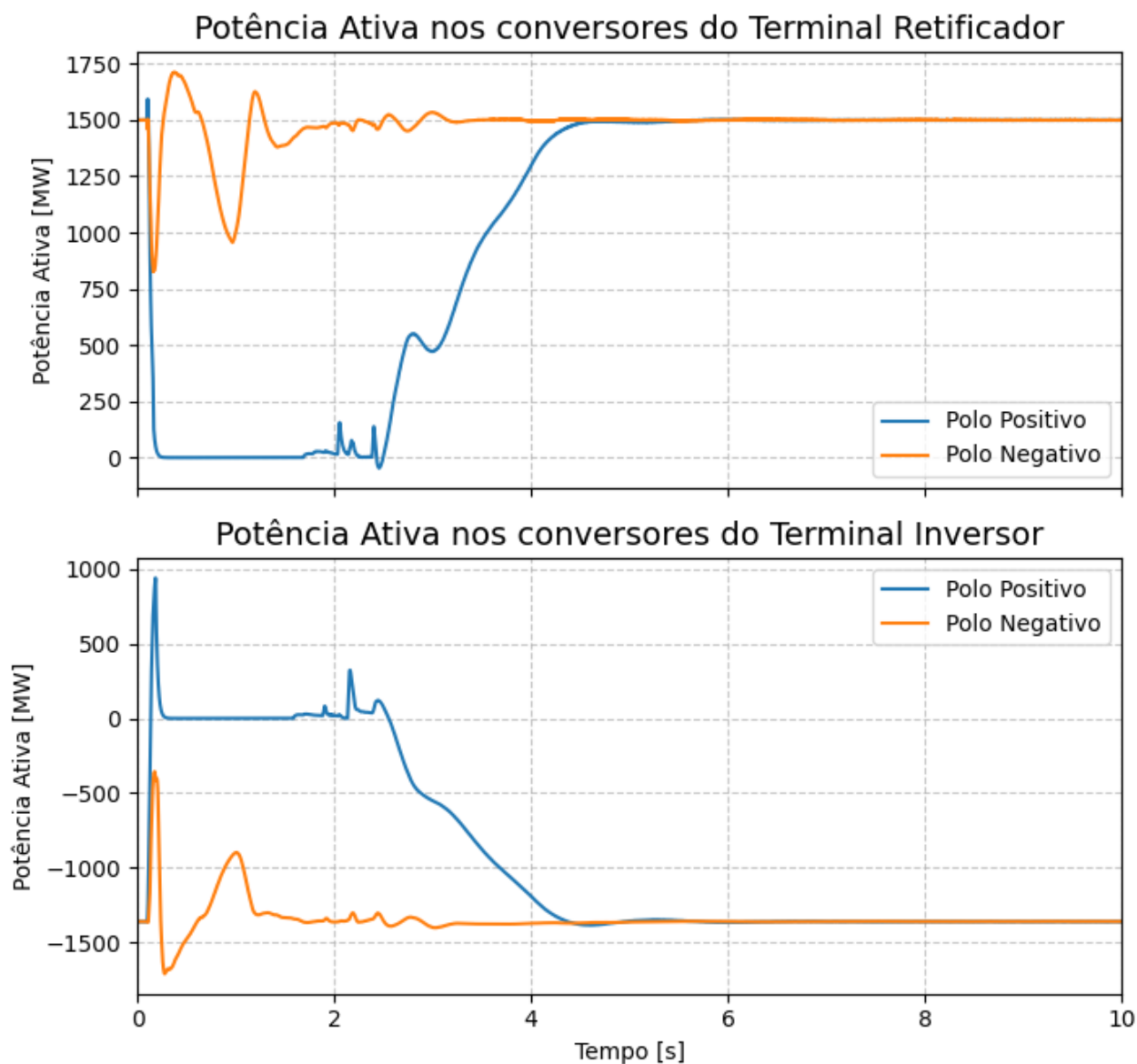


Figura 12-6 - Potência ativa nos polos do HVDC-VSC

12.2.4. Potência reativa nos terminais do HVDC-VSC

A Figura 12-7 mostra a potência reativa nos terminais do elo, a fim de avaliar se em algum momento ocorre uma violação do limite de potência do conversor. Embora exista um pico no polo em falta, este ocorre junto a uma queda na potência ativa, conforme Figura 12-6, de forma que o limite de potência não é violado.

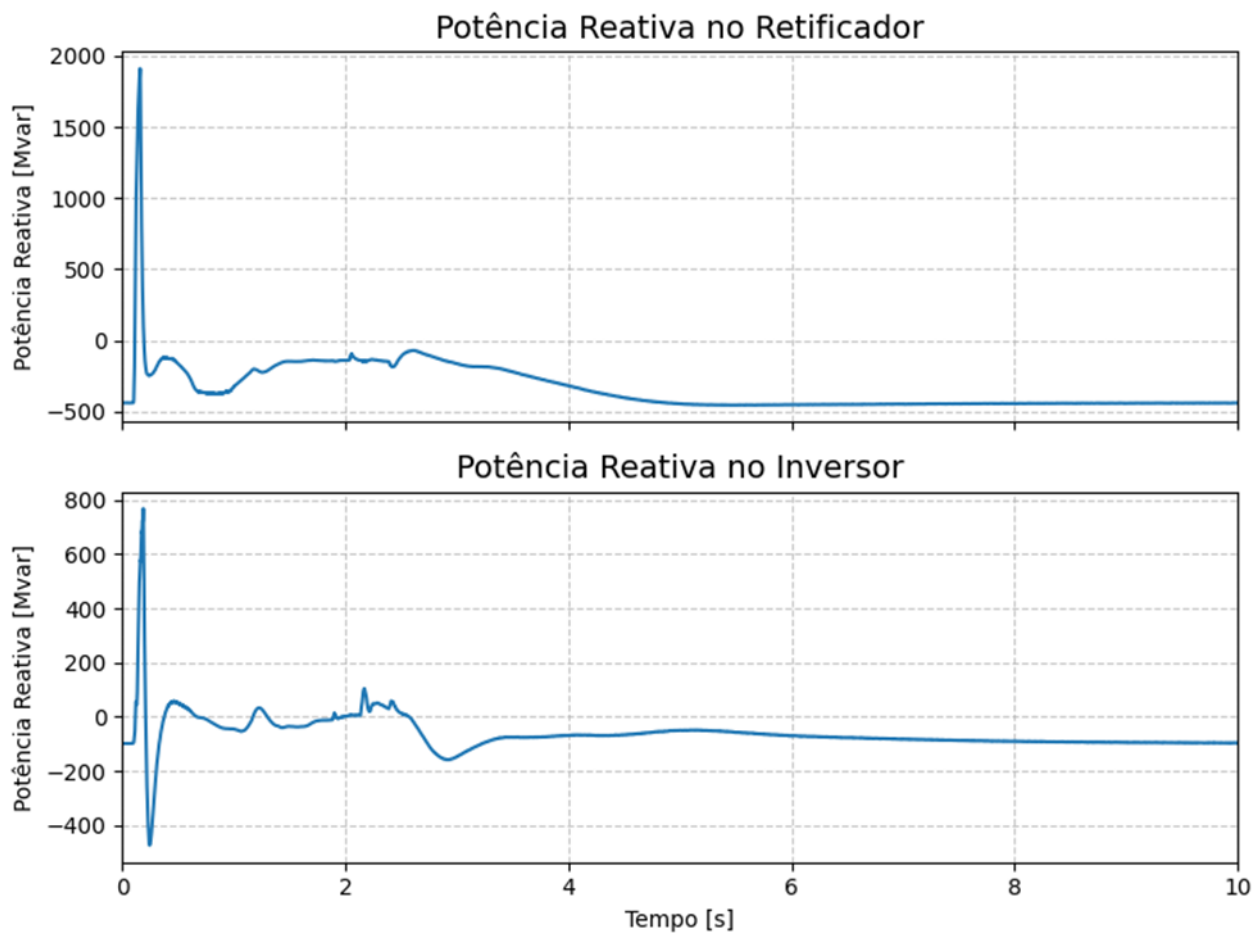


Figura 12-7 - Potência reativa nos terminais do elo HVDC-VSC

12.2.5. Tensão CA nos terminais do HVDC-VSC

A Figura 12-8 mostra a tensão CA nos terminais dos conversores do elo VSC-HVDC, em que se observa uma maior subtensão no terminal retificador, próxima de 0,8 p.u., sendo uma oscilação de tensão pouco severa e que se recupera rapidamente. Destaca-se que o sistema HVDC simulado está conectado a um equivalente de Thévenin com SCR de 2,5, representando uma rede razoavelmente robusta.

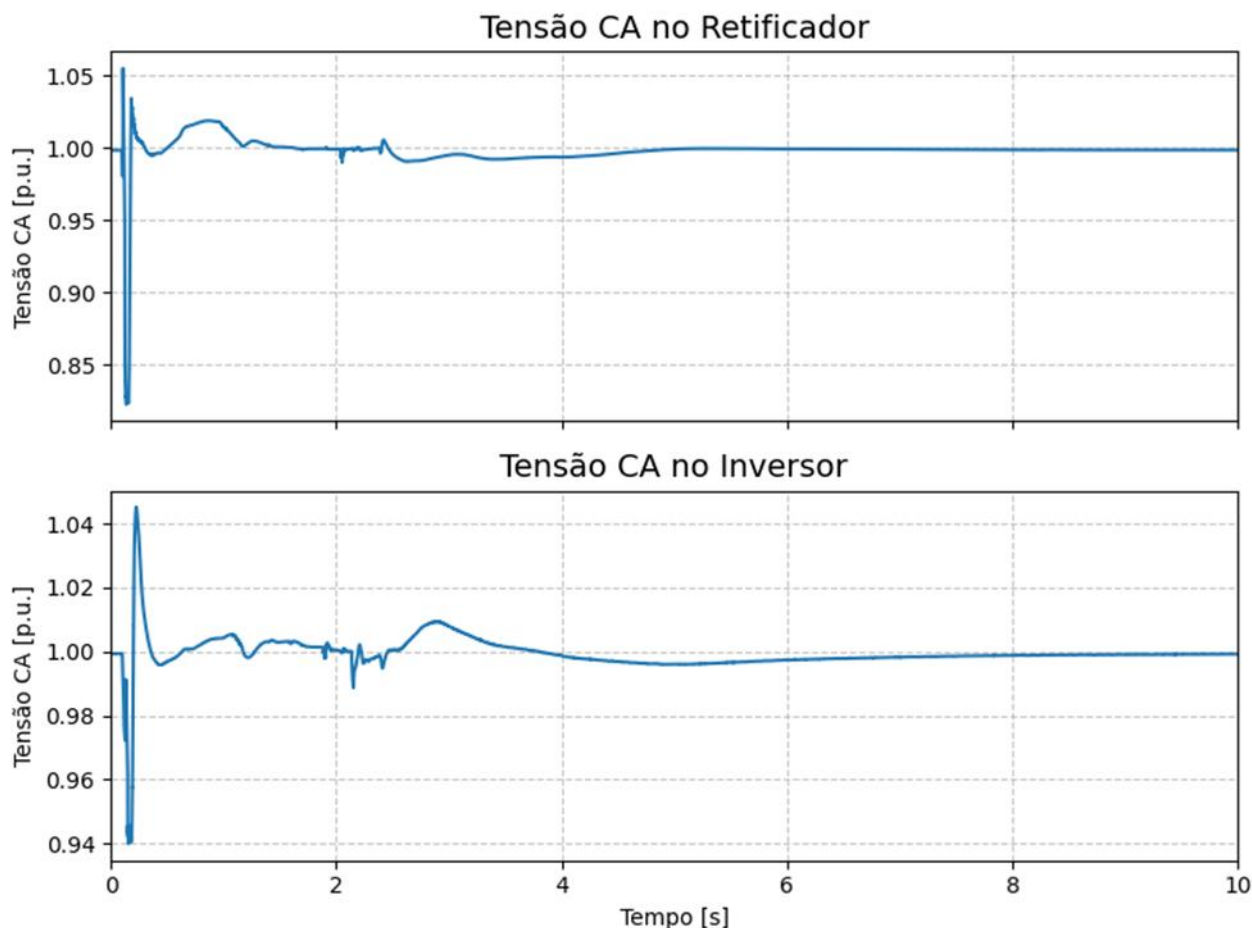


Figura 12-8 – Tensão CA nos terminais do elo HVDC-VSC

12.3. Conclusões

Apesar de os estudos apresentados nesta seção terem considerado uma representação simplificada da rede em corrente alternada (CA) externa ao sistema HVDC — modelada a partir de equivalentes de Thévenin —, os resultados obtidos indicam a viabilidade técnica da aplicação da tecnologia HVDC-VSC em linhas de transmissão aéreas longas, com extensão de até 2.500 km. As simulações realizadas demonstraram desempenho adequado do sistema em corrente contínua (CC) diante de faltas, considerando as estratégias de controle e proteção avaliadas nesta análise.

Esses resultados reforçam e complementam as conclusões obtidas no Capítulo 11, referente à análise de transitórios eletromecânicos, oferecendo maior segurança quanto à ausência de impeditivos técnicos para a adoção do VSC em linhas aéreas longas, conforme a aplicação prevista para o SIN.

Os ajustes realizados no modelo EMT, desenvolvidos com o apoio dos fabricantes de equipamentos, deverão servir de subsídio para o aprimoramento do modelo em desenvolvimento no ANATEM®, pelo CEPEL, de forma que este também possa representar adequadamente os fenômenos associados a faltas na linha CC, atualmente não contemplados.

Por fim, recomenda-se que, nas futuras etapas de detalhamento da solução, sejam conduzidas análises complementares com modelos EMT integrados a um equivalente da rede CA, representando o ponto de inserção do sistema HVDC. Essas análises permitirão uma avaliação mais detalhada dos impactos de eventos CC na rede externa e vice-versa, incluindo análise de possíveis interações com IBRs próximos, contribuindo para o refinamento dos estudos e para o aumento da confiabilidade dos resultados. Além disso, a partir desses estudos mais detalhados, poderão ser calibrados os parâmetros de controle, para otimização da performance do HVDC e obtenção de tempos eventualmente menores para a recuperação de potência pós faltas. Sobre essas análises, é importante que sejam realizadas com o modelo oficial do sistema HVDC, seja na etapa de projeto básico ou em momento anterior à licitação, se possível.

13. ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL

Esta seção apresenta os resultados das simulações de energização e rejeição das novas linhas de transmissão indicadas neste relatório, referentes à alternativa vencedora.

Inicialmente, foi conduzida uma análise de desempenho transitório, com foco na otimização dos níveis de compensação shunt, buscando mitigar possíveis fenômenos eletromagnéticos indesejáveis, em especial, ressonância de linha. Com base nos resultados obtidos, adotou-se um grau de compensação fixa em torno de 65 % da susceptância das linhas de transmissão, valor que se mostrou adequado.

Cenários Utilizados

Nas simulações de energização, adotou-se o Cenário Leve Norte Úmido, correspondente ao patamar de carga mínima noturna. Esse cenário representa a condição de menor carregamento nas linhas de transmissão da região, sendo, portanto, o mais crítico para o controle de tensão e para os estudos de energização.

Já análise de rejeição foi realizada no Cenário 1 (NE Exportador – Carga média), condição caracterizada por maior carregamento nas linhas de transmissão e pela menor ocorrência de reatores de barra desligados nos terminais. Essa configuração representa a condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

De acordo com os critérios de planejamento, os limites máximos admissíveis são de 1,20 p.u. para linhas de 500 kV e 1,15 p.u. para linhas de 525 kV, no terminal aberto. Além disso, a variação de tensão na barra emissora não deve exceder 5%. Quando algum desses requisitos é violado, recomenda-se a instalação de reatores de barra manobráveis, para restaurar condições seguras de operação.

Síntese dos Resultados

A Tabela 13-1 resume as linhas de transmissão analisadas e os respectivos resultados das simulações à frequência fundamental. Observa-se que as linhas de maior extensão, como São Gonçalo do Pará – Itajubá 3 (277 km) e Assis – Marimbondo 2 (295 km), demandaram compensação reativa expressiva, da ordem de 215 Mvar e 136 Mvar, respectivamente. Em contrapartida, linhas mais curtas, como Angicos – Monte Verde (42 km), não apresentaram necessidade de compensação.

Tabela 13-1 Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Extensão	Análise de sobretensão à frequência fundamental	Observação
LT 500 KV Itaberá - Curitiba Oeste, C1 E C2 (CS)	200	Sim	136 Mvar
LT 500 KV São Gonçalo Do Pará - Itajubá 3, C1	277	Sim	215 Mvar
LT 500 KV Assis – Marimbondo 2, C2	295	Sim	136 Mvar
LT 525 KV Abdon Batista 2 - Curitiba Oeste, C2	245	Sim	225 Mvar
LT 500 KV Itaporanga 2 – Araraquara 2, C1	240	Sim	180 Mvar
LT 500 KV Itaporanga 2 – Itabera, C1/2/3	135	Sim	Sem necessidade de compensação reativa.
LT 525 KV Curitiba Oeste - Joinville Sul, C1	120	Sim	Sem necessidade de compensação reativa.
LT 500 KV Angicos - Monte Verde, C3	42	Não	LT muito curta. Sem necessidade de compensação reativa.

13.1. LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE C1 e C2 (CS)

Em função das LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, circuito1 e circuito 2 (CS) operarem em paralelo, foi adotada uma estratégia de divisão da sequência de análise de energização e rejeição em duas etapas:

(iii) C2 desligado;

(iv) C2 ligado

Etapas 1 - C2 desligado

Análise de Energização

Durante o processo de energização, não foram observadas sobretensões acima dos valores admissíveis, para a sequência executada. As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste circuito 1, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 136 Mvar em cada terminal. A Figura 13-1 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

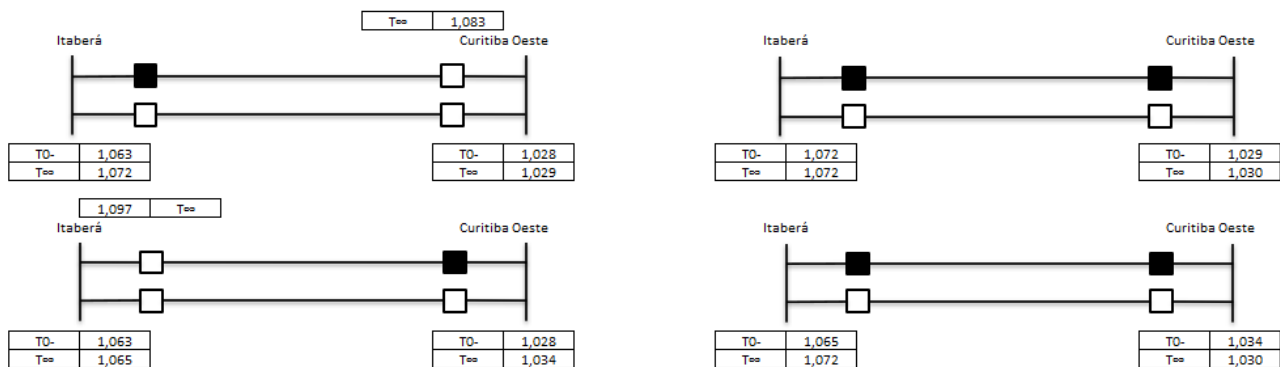


Figura 13-1 – Energização da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 desligado)

Análise de Rejeição

As simulações indicaram que a LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, circuito 1, apresenta suportabilidade à rejeição simples, considerando a presença dos reatores de linha previamente recomendados. A Figura 13-2 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

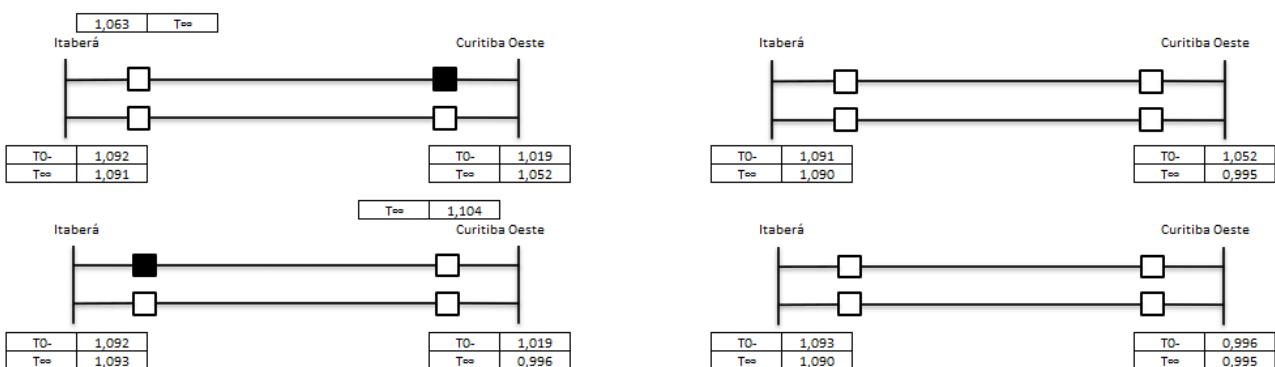


Figura 13-2 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 desligado)

Etapa 2 - C2 ligado

Análise de Energização

Durante o processo de energização, considerando o circuito 1 já energizado, não foram observadas sobretensões acima dos valores admissíveis. As análises confirmaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, circuito 1. Ressalta-se que ambos os circuitos foram projetados com a mesma configuração de reatores de linha. A Figura 13-3 apresenta os resultados obtidos dessa sequência energização.

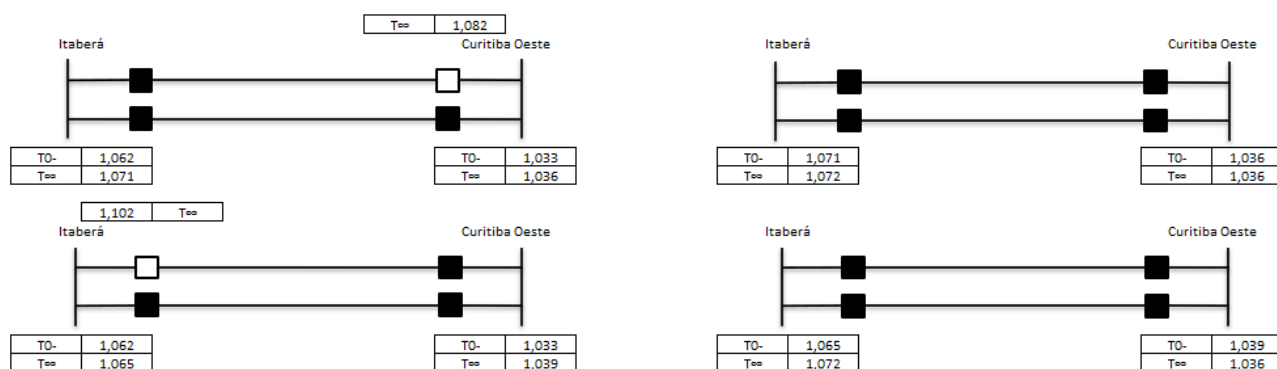


Figura 13-3 – Energização da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 ligado)

Análise de Rejeição

As análises indicaram que a rejeição de qualquer uma das duas linhas, por qualquer um dos terminais, não resulta em violação dos critérios de tensão. Dessa forma, confirma-se a suportabilidade do sistema frente a rejeições simples, desde que os reatores de linha previamente recomendados estejam em operação. A Figura 13-4 ilustra os resultados obtidos nas simulações dessa condição.

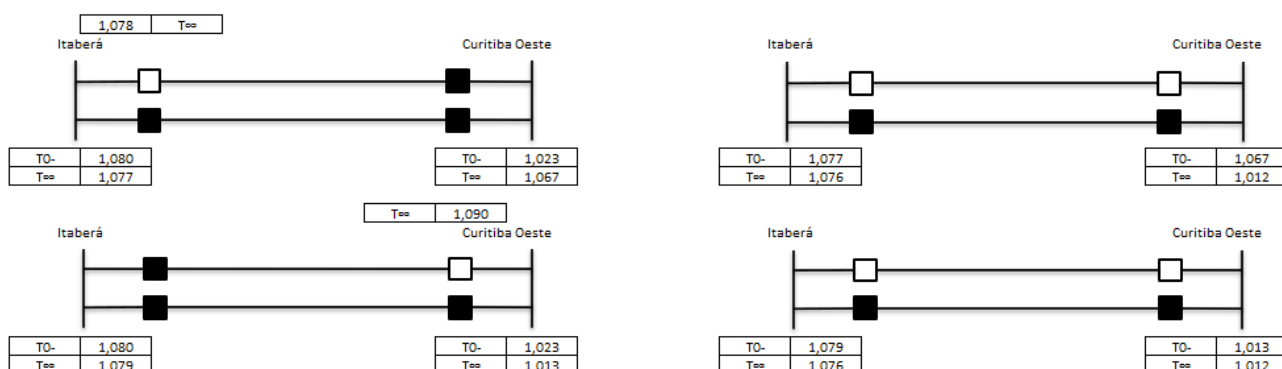


Figura 13-4 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 ligado)

13.2. LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2 C1, C2 e C3 (CS)

Considerando que as LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, circuito 1, circuito 2 e circuito 3 (CS) possuem parâmetros idênticos e operam em paralelo, adotou-se uma estratégia de análise de energização e rejeição em duas etapas:

- (i) C2 e C3 desligados
- (ii) C2 e C3 ligados

Os resultados apresentados consideraram apenas a energização do circuito 1, com o objetivo de simplificar as ilustrações, uma vez que não há distinção entre os parâmetros dos três circuitos. Recomenda-se que, caso venham a ocorrer discrepâncias futuras relevantes entre os parâmetros de linha, sejam realizadas todas as sequências de energização e rejeição, abrangendo todas as possíveis combinações e permutações.

Etapa 1 - C2 e C3 desligados

Análise de Energização

Durante o processo de energização, não foram observadas sobretensões acima dos valores admissíveis sendo a maior tensão observada de 1,071 p.u. no terminal aberto. As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 circuito 1, sem necessidade de implantação de reatores de linha nos terminais. A Figura 13-5 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

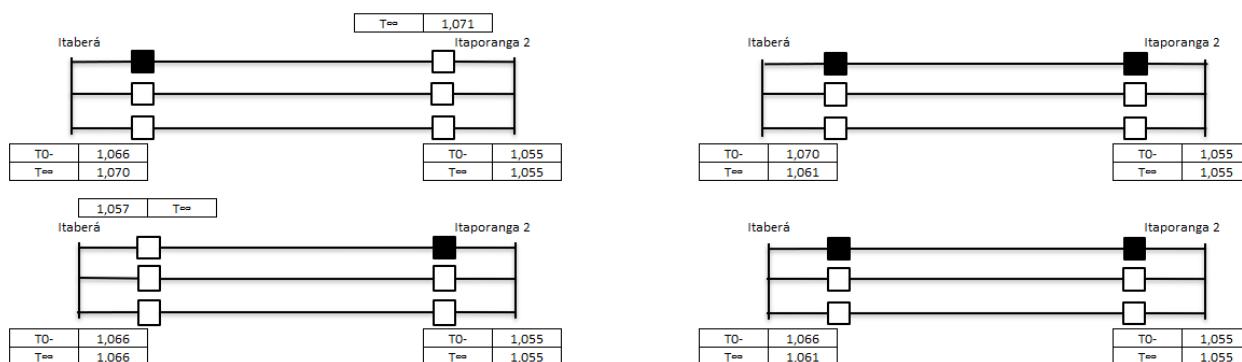


Figura 13-5 – Energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 desligado)

Análise de Rejeição

Durante a preparação da análise de rejeição simples para etapa 1 (circuito 2 e 3 desligados), verificou-se um problema de convergência no caso de fluxo de potência. Para contornar essa limitação numérica, foi necessário ajustar a configuração da rede, realizando a análise com apenas o circuito 3 desligado.

Nessa condição, as simulações confirmaram a suportabilidade da rejeição simples por ambos os terminais sem violações dos critérios de tensão. O máximo valor de tensão observado, no terminal aberto, foi de 1,076 p.u. A Figura 13-6 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

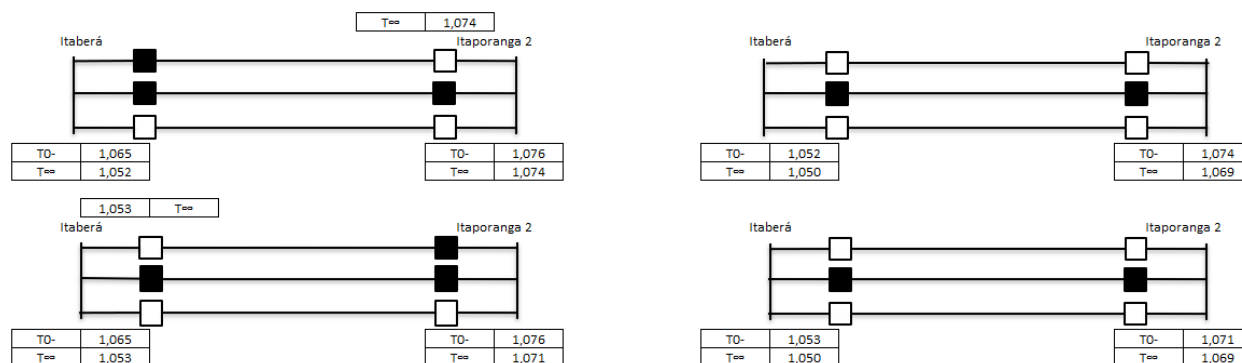


Figura 13-6 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C3 desligado)

Etapa 2 - C2 e C3 ligados

Análise de Energização

Durante o processo de energização, não foram observadas sobretensões acima dos valores admissíveis, para a sequência executada. As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1. A Figura 13-7 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

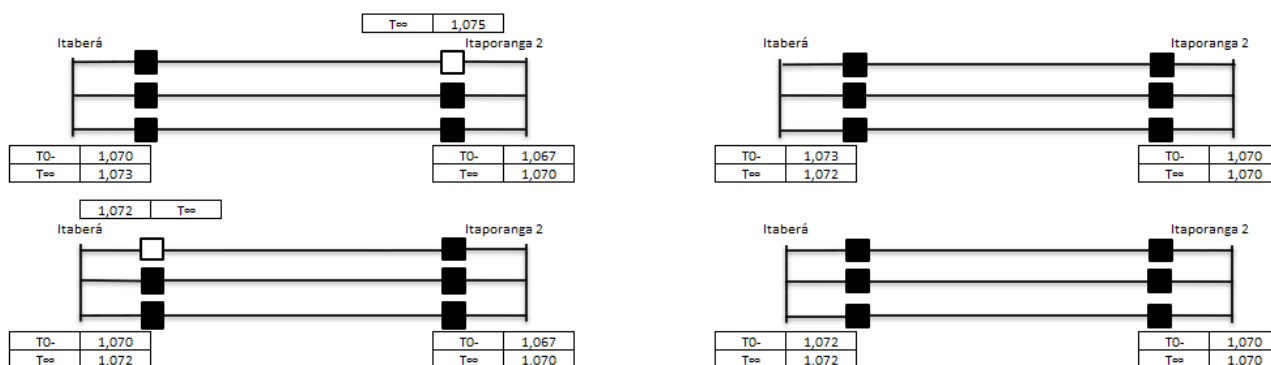


Figura 13-7 – Energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 ligado)

Análise de Rejeição

As simulações indicaram a suportabilidade de rejeição simples. A Figura 13-8 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição

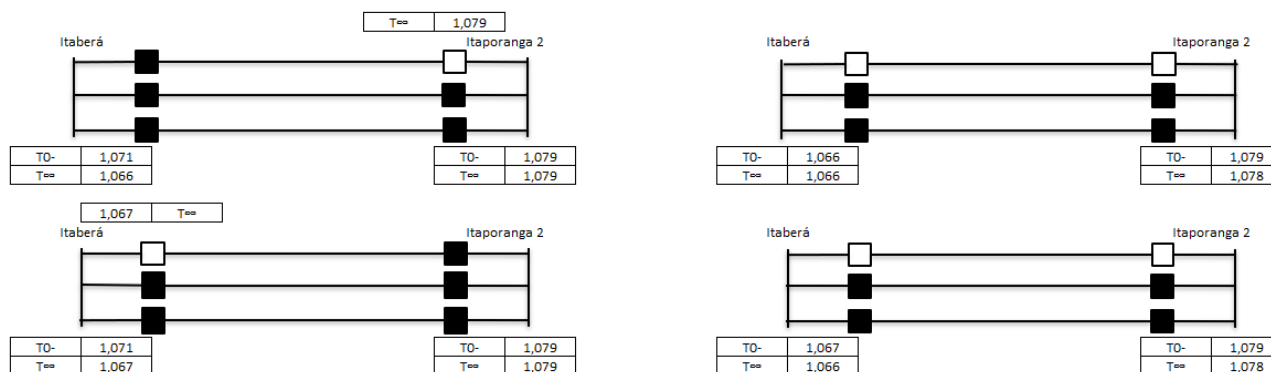


Figura 13-8 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 ligado)

13.3. LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3 C1

Análise de Energização

Durante o processo de energização, não foram observadas sobretensões acima dos valores admissíveis, para a sequência executada. As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3 C1, com a necessidade de implantação de reatores de linha

de 215 Mvar em cada terminal. A Figura 13-9 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

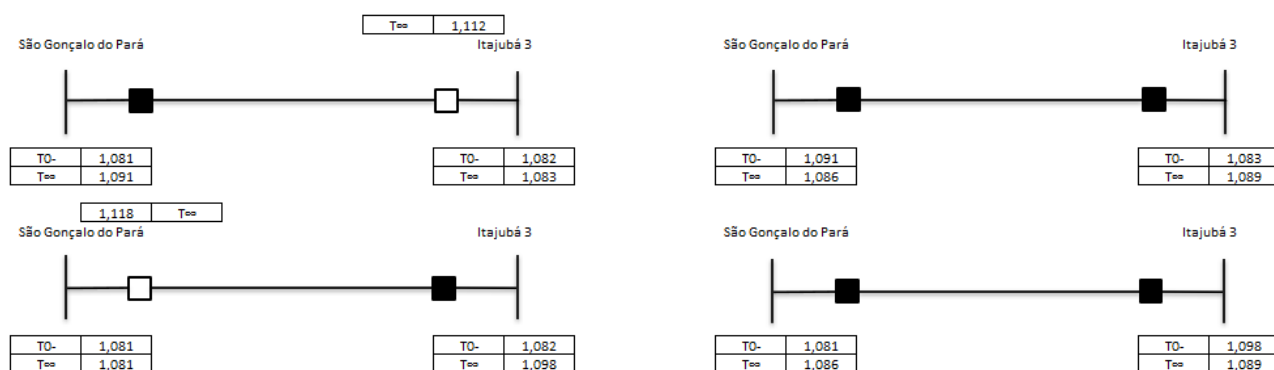


Figura 13-9 – Energização da LT 500 kV São Gonçalo Do Pará - Itajubá 3 C1

Análise de Rejeição

As simulações indicaram que a LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajuba 3, circuito 1, apresenta suportabilidade à rejeição simples, considerando a presença dos reatores de linha previamente recomendados. A Figura 13-10 ilustra os resultados da sequência de simulações realizadas.

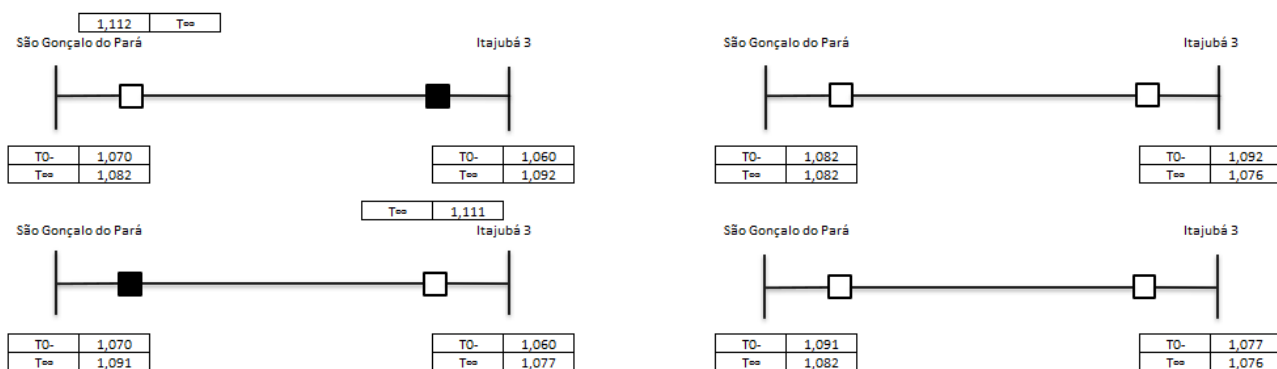


Figura 13-10 – Rejeição da LT 500 kV São Gonçalo do Pará - Itajubá 3 C1

13.4. LT 500 kV ASSIS – MARIMBONDO 2 C2

Análise de Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 136 Mvar em cada terminal (similar a compensação utilizada no circuito 1 - existente). A Figura 13-11 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

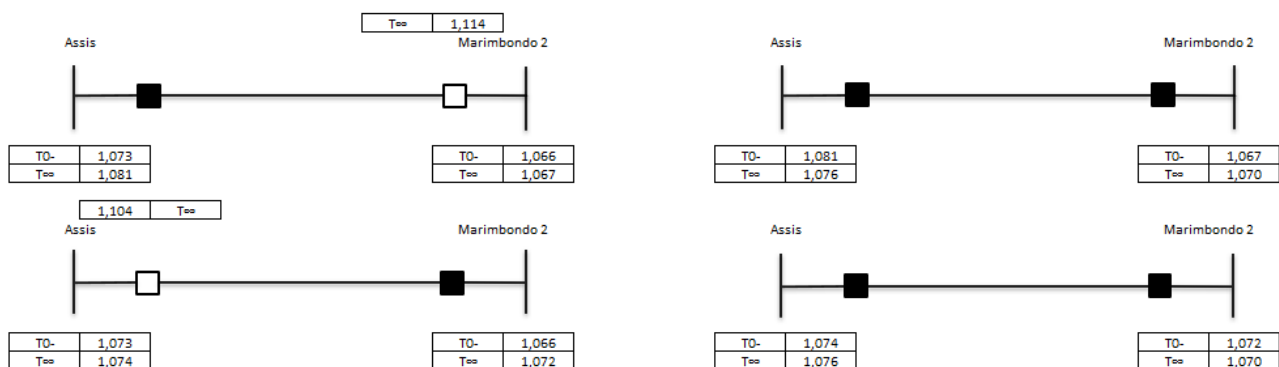


Figura 13-11 – Energização da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2

Análise de Rejeição

As simulações indicaram que a LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, circuito 1, apresenta suportabilidade à rejeição simples, considerando a presença dos reatores de linha previamente recomendados. A Figura 13-12 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

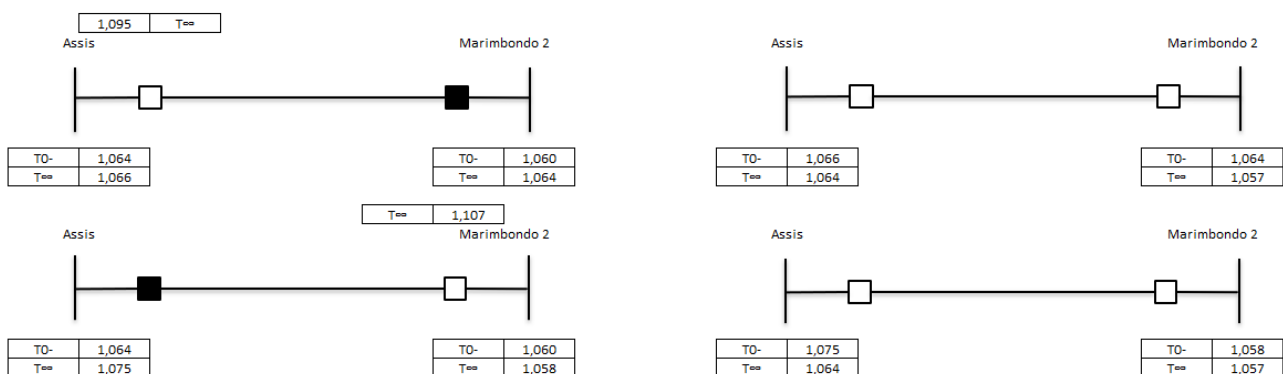


Figura 13-12 – Rejeição da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2

13.5. LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE C2

Análise de Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste circuito 2, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 225 Mvar em cada terminal (similar a compensação utilizada no circuito 1 - existente). A Figura 13-13 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

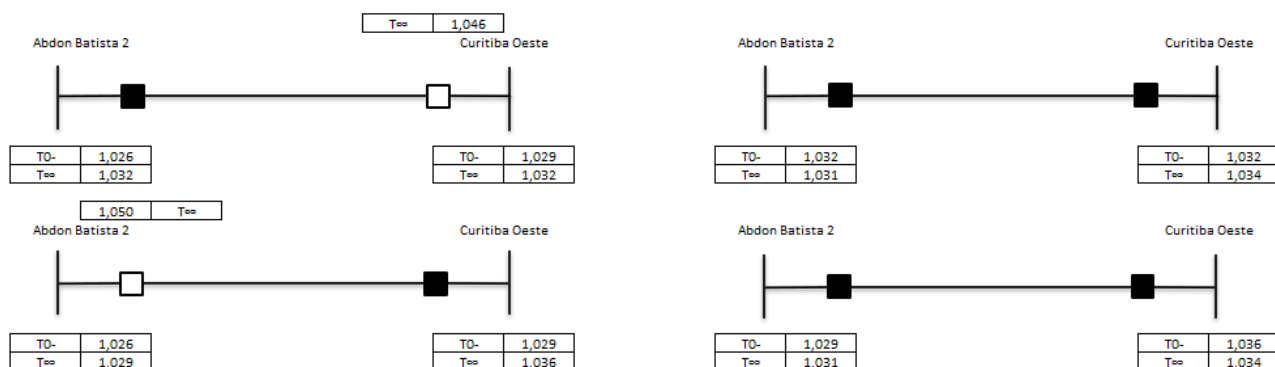


Figura 13-13 – Energização da LT 525 kV Abdon Batista 2 - Curitiba Oeste C2

Análise de Rejeição

As simulações indicaram que a LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, circuito 1, apresenta suportabilidade à rejeição simples, considerando a presença dos reatores de linha previamente recomendados. A Figura 13-14 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

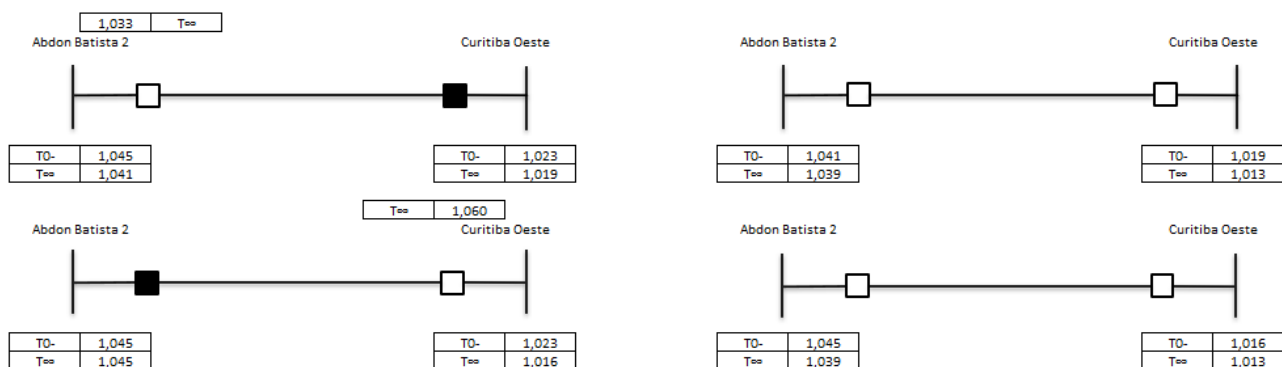


Figura 13-14 – Rejeição da LT 525 kV Abdon Batista 2 - Curitiba Oeste C2

13.6. LT 500 kV ARARAQUARA 2 – ITAPORANGA 2 C1

Análise de Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 circuito 1, com a necessidade de implantação de reatores de linha de 180 Mvar em cada terminal. A Figura 13-15 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

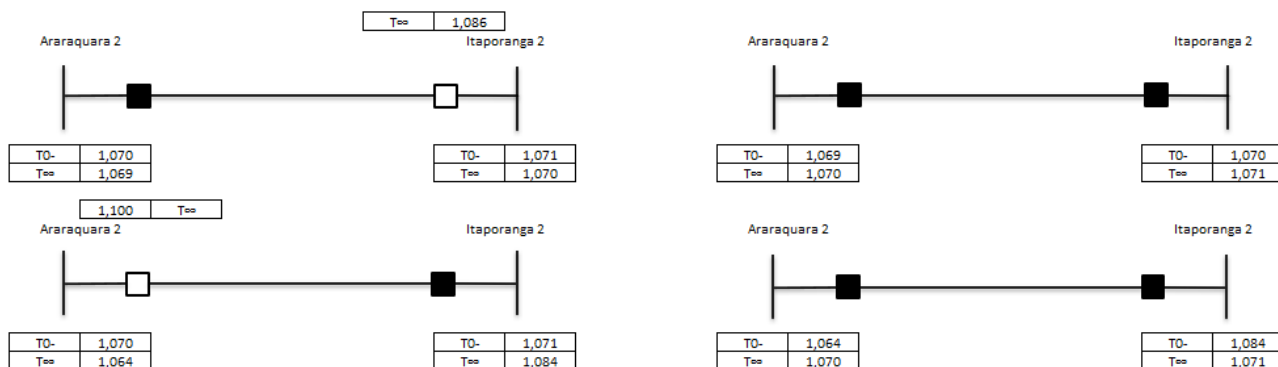


Figura 13-15 – Energização da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 C1

Análise de Rejeição

Inicialmente, na preparação da análise de rejeição, buscou-se ajustar o caso de estudo para representar a condição mais crítica em termos de suporte de tensão. Para isso, avaliou-se a possibilidade de desconsiderar as três unidades de compensadores síncronos -180/300 Mvar existentes na SE 500 kV Araraquara 2. Entretanto, não foi possível obter um ponto de operação adequado no fluxo de potência sem a utilização de pelo menos uma dessas unidades. Dessa forma, as análises de rejeição da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 foram conduzidas considerando a presença de uma unidade em operação.

As análises indicaram a suportabilidade de rejeição simples com a presença dos reatores de linha já recomendados. A Figura 13-16 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

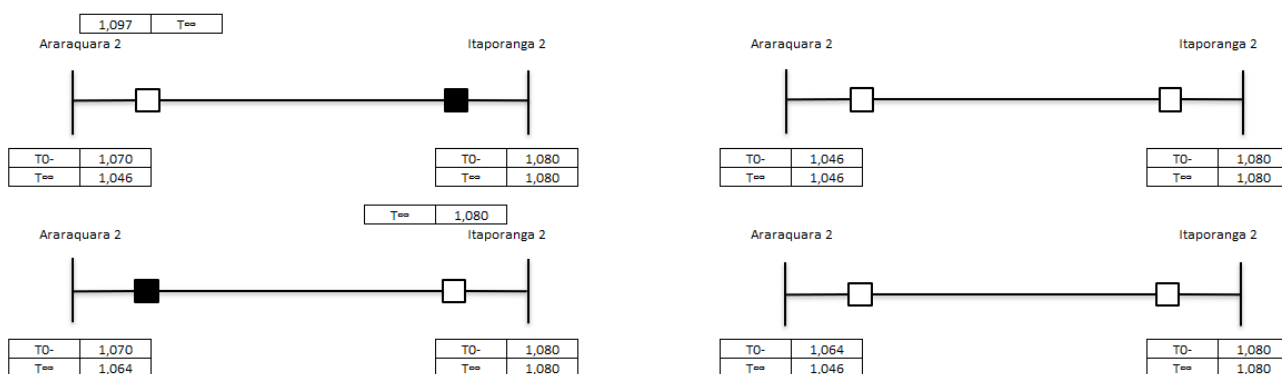


Figura 13-16 – Rejeição da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 C1

13.7. LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL C1

Análise de Energização

As análises indicaram a viabilidade de energização da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul circuito 1, sem necessidade de implantação de reatores de linha nos terminais. A Figura 13-17 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa sequência de energização.

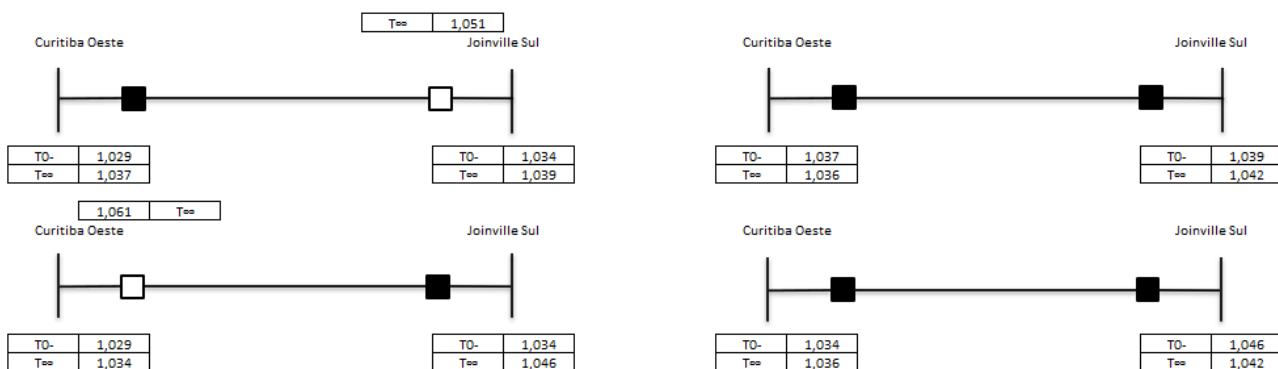


Figura 13-17 – Energização da LT 525 kV CURITIBA Oeste - Joinville Sul C1

Análise de Rejeição

As simulações indicaram que a LT 500 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, circuito 1, apresenta suportabilidade à rejeição simples. A Figura 13-18 ilustra os resultados obtidos nas simulações correspondentes a essa condição.

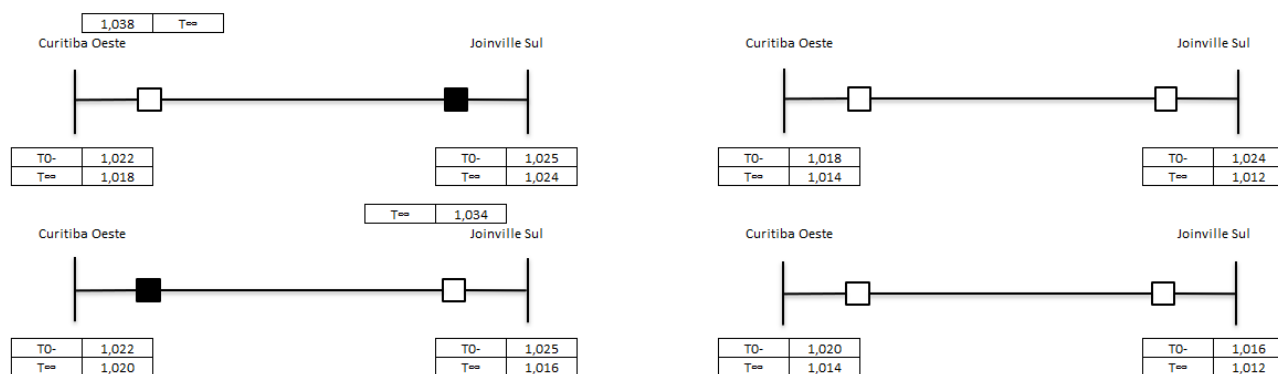


Figura 13-18 – Rejeição da LT 525 kV Curitiba Oeste - Joinville Sul C1

14. AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS EM CORRENTE ALTERNADA

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) aéreas em corrente alternada e para novos trechos de seccionamentos, em Circuito Simples (CS) e em Circuito Duplo (CD), conforme descrito na Tabela 14-1. Além disso, na Seção 14.5 são apresentadas as especificações básicas para recapacitação de linhas existentes.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [18].

Tabela 14-1 Novas Linhas de Transmissão e trechos de seccionamento

	Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]
LT1	LT Angicos – Monte Verde, C3	500 kV	CS	42
LT2	LT São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1	500 kV	CS	277
LT3	LT Assis – Marimbondo 2, C2	500 kV	CS	295
LT4	LT Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2	525 kV	CS	245
LT5	LT Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1	525 kV	CS / CD	120
LT6	LT Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2	500 kV	CS	2 x 200
LT7	LT Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1	500 kV	CS	240
LT8	LT Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3	500 kV	CS	3 x 45
LT9	Trechos entre os pontos de seccionamento da LT João Câmara III – Açú III, C2, e a SE Monte Verde	500 kV	CS	2 x 0,4
LT10	Trecho entre o ponto de seccionamento da LT Monte Verde – Açú III, C1, e a SE Angicos	500 kV	CD	10
LT11	Trechos entre os pontos de seccionamento da LT João Câmara III – Açú III, C2, e a SE Angicos	500 kV	CS	2 x 5

14.1. Dados e Premissas

Na Tabela 14-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização.

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 14-3. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada nas estações de medição localizadas em Florânia/RN (LT1), Lavras/MG (LT2), Catanduva/SP (LT3), Irati/PR (LT4), Indaial/SC (LT5), Sorocaba/SP (LT6), Avaré/SP (LT7), Jacarezinho/PR (LT8) e em Mossoró/RN (LT9, LT10 e LT11) [19].

Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 14-4. Já a Tabela 14-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados obtidos no estudo.

Tabela 14-2 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01 ²³

²³ Atualizado pela EPE conforme [26].

Tabela 14-3 Dados do ambiente

	LT1	LT2	LT3	LT4	LT5	LT6	LT7	LT8	LT9	LT10	LT11
Temperatura do ar [°C]	34,8	29,5	31,7	27,4	31,3	30,0	29,1	31	35,1	35,1	35,1
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Altitude média [m]	122	918	474	910	780	835	619	632	102	102	102
Altitude máxima [m]	263	1457	618	1405	1040	1155	791	782	240	240	240
DRA¹ [p.u.]	0,94	0,87	0,91	0,87	0,88	0,87	0,90	0,90	0,94	0,94	0,94
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	90	119	119	133	146	133	128	128	90	90	90

⁽¹⁾ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Tabela 14-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Duração [Anos]	LT1		LT2		LT3		LT4		LT5		LT6		LT7		LT8	
	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo ¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	1244,0	0,20	1611,0	0,31	1219,0	0,30	1180,0	0,19	1271,0	0,30	1580,0	0,39	1286	0,33	1321	0,45
1	1244,0	0,20	1611,0	0,32	1219,0	0,32	1180,0	0,19	1271,0	0,31	1580,0	0,39	1286	0,35	1321	0,44
1	1294,0	0,21	1608,0	0,32	1338,0	0,28	1180,0	0,21	1276,0	0,32	1789,0	0,33	1657	0,25	1417	0,41
1	1294,0	0,21	1608,0	0,35	1338,0	0,30	1180,0	0,23	1276,0	0,33	1789,0	0,32	1657	0,26	1417	0,42
1	1294,0	0,21	1608,0	0,34	1338,0	0,30	1180,0	0,23	1276,0	0,35	1789,0	0,34	1657	0,28	1417	0,44
25	1294,0	0,22	1608,0	0,35	1338,0	0,32	1180,0	0,23	1276,0	0,36	1789,0	0,35	1657	0,30	1417	0,45

(¹) Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 14-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT1	1294,0	2169,0
LT2	1611,0	1817,0
LT3	1338,0	1676,0
LT4	1180,0	1556,0
LT5	1276,0	1571,0
LT6	1789,0	2579,0
LT7	1657,0	1874,0
LT8	1417,0	2069,0

(¹) Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotou-se estruturas com diferentes geometrias de fases e feixes de condutores, a depender da LT analisada. Na Seção 14.4 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, para as novas LT (01 a 08), considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EHS 3/8” e OPGW 13,3 mm.

14.2. Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [2]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

14.3. Avaliações Econômicas

14.3.1. Seleção dos cabos condutores – LT1: LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-6.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 4 x RUDDY (900 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-6 Configurações com menor custo total – LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	4	2135,0	556,3	2691,3	100,0
RAIL	4	2202,7	522,8	2725,5	101,3

14.3.2. Seleção dos cabos condutores – LT2: LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-7. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 6 x RUDDY (900 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-7 Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	6	3272,5	853,0	4125,5	100,0
RAIL	6	3386,0	806,6	4192,6	101,6

14.3.3. Seleção dos cabos condutores – LT3: LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-8. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 4 x RUDDY (900 MCM). No entanto, pelo fato da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C1, possuir a configuração 4 x RAIL (954 MCM), opta-se para que o novo circuito C2, tenha também a configuração 4 x RAIL (954 MCM).

Tabela 14-8 Configurações com menor custo total – LT3

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	4	2408,4	838,3	3246,7	100,0
RAIL	4	2462,6	788,4	3251,0	100,1
ORTOLAN	4	2564,2	725,7	3289,9	101,3

14.3.4. Seleção dos cabos condutores – LT4: LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, conforme apresentado na Tabela 14-9, não se identificou soluções economicamente equivalentes devido a diferença entre as duas apresentadas ser maior do que 3 % sobre o valor de menor custo, restando, portanto, apenas uma única solução. Como pode se verificar, a configuração recomendada para utilização é a configuração 6 x RUDDY (900 MCM). Cumpre ressaltar que tal configuração é a mesma adotada no C1, recentemente licitado.

Tabela 14-9 Configurações com menor custo total – LT4

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	6	3530,9	322,6	3853,5	100,0
RAIL	6	3671,9	302,7	3974,6	103,1

14.3.5. Seleção dos cabos condutores – LT5: LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS e CD

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-10. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 4 x TERN (795 MCM). No entanto, considerando a sinergia de projeto entre as linhas de transmissão circunvizinhas recomendadas e o eventual ganho de escala, recomenda-se a configuração 4 x RUDDY (900 MCM) para utilização nesta LT. Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-10 Configurações com menor custo total – LT5

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	4	2375,3	958,7	3334,0	100,0
RUDDY	4	2514,4	833,5	3347,9	100,4
RAIL	4	2599,5	780,9	3380,3	101,4
ORTOLAN	4	2713,3	715,2	3428,5	102,8

Os resultados apresentados se referem à silhueta predominante, em Circuito Simples. Contudo, foram também realizadas análises de sensibilidade considerando o trecho desta linha de transmissão em Circuito Duplo, as quais não impactam a recomendação anteriormente apresentada.

14.3.6. Seleção dos cabos condutores – LT6: LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-11. Como pode

se verificar, a configuração de menor custo total é a 6 x RUDDY (900 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-11 Configurações com menor custo total – LT6

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	6	3533,5	1022,3	4555,8	100,0
RAIL	6	3674,1	967,0	4641,1	101,9

14.3.7. Seleção dos cabos condutores – LT7: LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA e de acordo com Tabela 14-12 visualiza-se apenas a configuração 6 x TERN (795 MCM) como única solução devido a diferença entre as 2 ser maior que 3% sobre o valor de menor custo. Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-12 Configurações com menor custo total – LT7

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
TERN	6	3079,4	817,3	3896,7	100,0
RUDDY	6	3320,5	724,3	4044,8	103,8

14.3.8. Seleção dos cabos condutores – LT8: LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 14-13. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 4 x RUDDY (900 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 14-13 Configurações com menor custo total – LT8

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RUDDY	4	2371,3	1257,7	3629,0	100,0
RAIL	4	2453,3	1185,3	3638,6	100,3
TERN	4	2228,8	1428,9	3657,7	100,8
ORTOLAN	4	2566,9	1093,5	3660,4	100,9
BLUEJAY	4	2678,6	1016,0	3694,6	101,8

14.4. Características Técnicas da Solução de Referência

14.4.1. Características elétricas – LT1: LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-14.

Tabela 14-14 Características elétricas básicas da LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3164	4200	+	0,0186	0,2668	6,1720
				0	0,3293	1,1477	3,2397
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

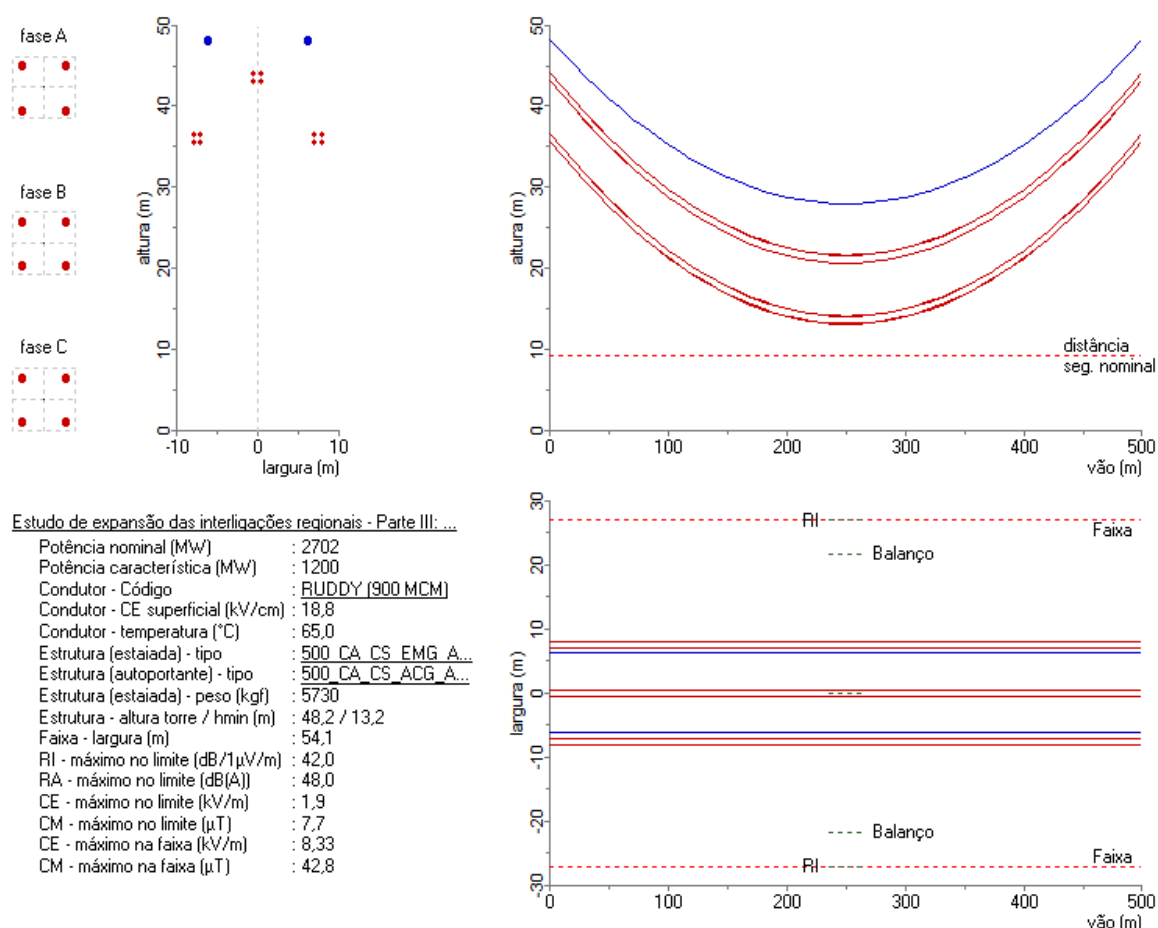


Figura 14-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS

14.4.2. Características construtivas – LT1: LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-15. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 95,00 cm.

Tabela 14-15 Coordenadas da silhueta típica da LT1 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,1	22,4
Feixe B	0,0	43,6	22,4
Feixe C	7,5	36,1	22,4
Para-raios 1	-6,2	48,2	20,2
Para-raios 2	6,2	48,2	20,2

14.4.3. Características elétricas – LT2: LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-16.

Tabela 14-16 Características elétricas básicas da LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4655	5000	+	0,0125	0,1909	8,7061
				0	0,3078	1,1913	3,1762
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

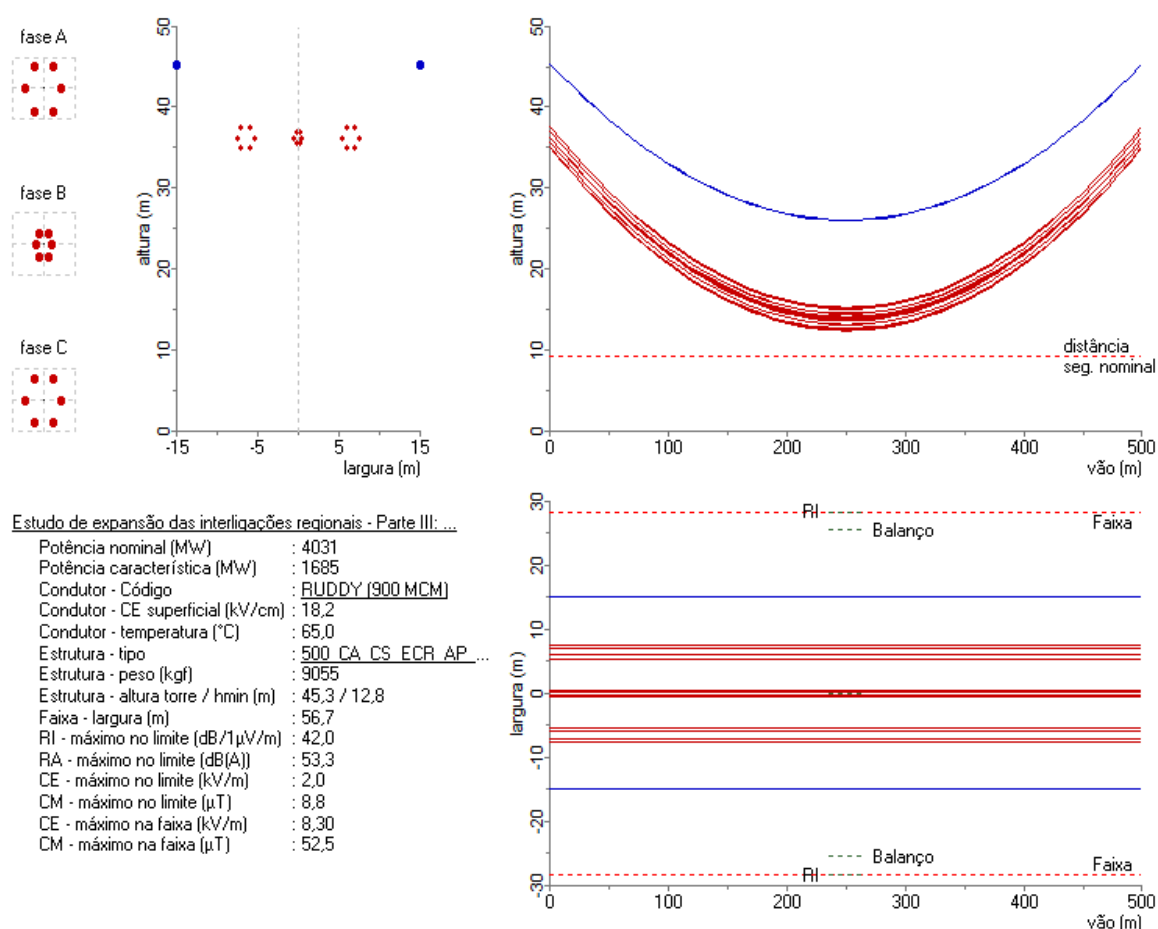


Figura 14-2 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS

14.4.4. Características construtivas – LT2: LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-17. Tendo em vista a característica dos feixes, Tabela 14-18 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 14-17 Coordenadas da silhueta típica da LT2 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,3	22,3
Feixe B	0,0	36,3	22,3
Feixe C	6,5	36,3	22,3
Para-raios 1	-15,0	45,3	19,3
Para-raios 2	15,0	45,3	19,3

Tabela 14-18 Coordenadas relativas dos subcondutores da LT2 500 kV em CS

Subcondutor	Feixe A		Feixe B		Feixe C	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
1	1,050	0,0	0,48	0,0	1,050	0,0
2	0,525	1,3	0,24	0,695	0,525	1,3
3	-0,525	1,3	-0,24	0,695	-0,525	1,3
4	-1,050	0,0	-0,48	0,0	-1,050	0,0
5	-0,525	-1,3	-0,24	-0,695	-0,525	-1,3
6	0,525	-1,3	0,24	-0,695	0,525	-1,3

14.4.5. Características elétricas – LT3: LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-19.

Tabela 14-19 Características elétricas básicas da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3390	4425	+	0,0176	0,2662	6,1821
				0	0,3271	1,1492	3,2228
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

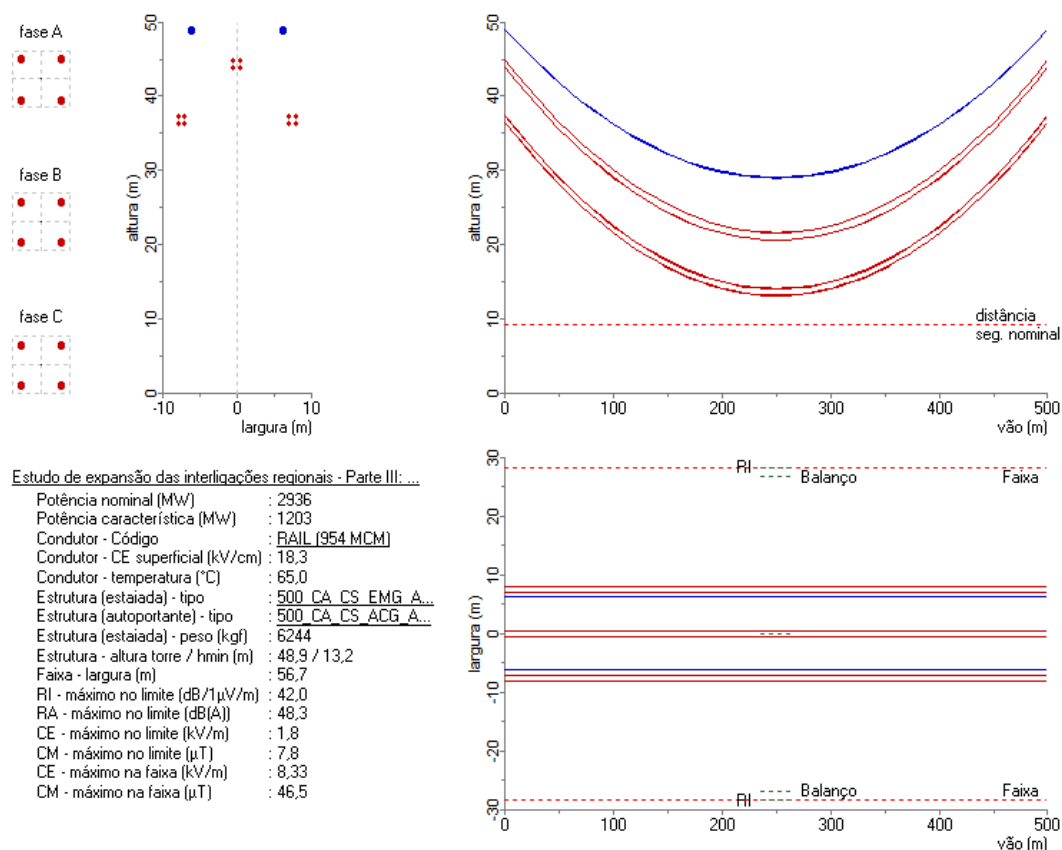


Figura 14-3 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS

14.4.6. Características construtivas – LT3: LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-20. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 95,00 cm.

Tabela 14-20 Coordenadas da silhueta típica da LT3 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	36,9	23,2
Feixe B	0,0	44,4	23,2
Feixe C	7,5	36,9	23,2
Para-raios 1	-6,2	48,9	19,9
Para-raios 2	6,2	48,9	19,9

14.4.7. Características elétricas – LT4: LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-21.

Tabela 14-21 Características elétricas básicas da LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Simples	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4530	5000	+	0,0125	0,1909	8,7068
				0	0,3077	1,1913	3,1812
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-4, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

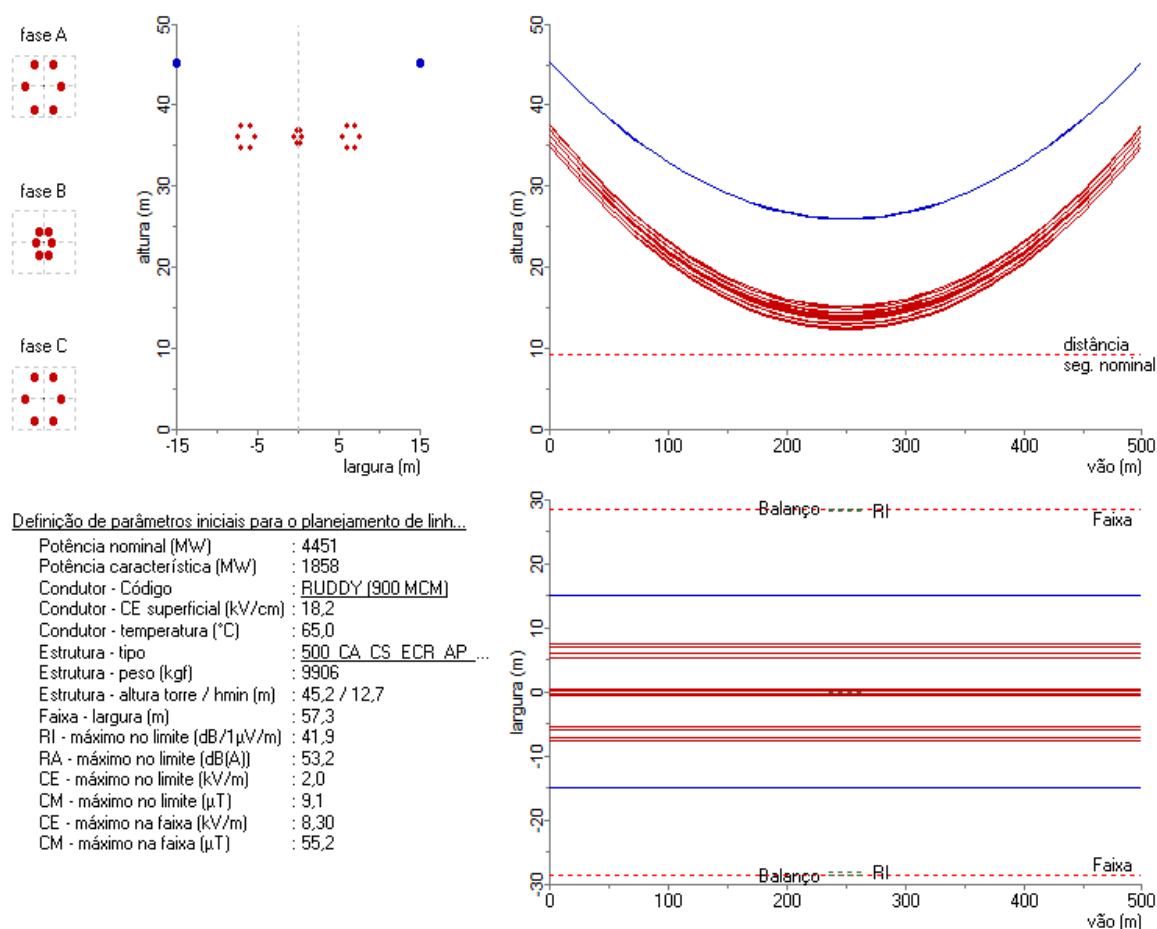


Figura 14-4 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS

14.4.8. Características construtivas – LT4: LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Figura 14-4. Tendo em vista a característica dos feixes, Tabela 14-20 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 14-22 Coordenadas da silhueta típica da LT4 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,2	22,2
Feixe B	0,0	36,2	22,2
Feixe C	6,5	36,2	22,2
Para-raios 1	-15,0	45,2	19,2
Para-raios 2	15,0	45,2	19,2

14.4.9. Características elétricas – LT5: LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS e CD

A seguir, apresentam-se as características elétricas para esta LT para os trechos em circuito simples e em circuito duplo. Cumpre ressaltar que neste estudo será considerado o lançamento apenas de um circuito para o trecho em CD.

14.4.9.1. Trecho em Circuito Simples (CS)

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-23.

Tabela 14-23 Características elétricas básicas da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3365	4360	+	0,0185	0,3083	5,3125
				0	0,3282	1,1910	3,0083
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-5, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

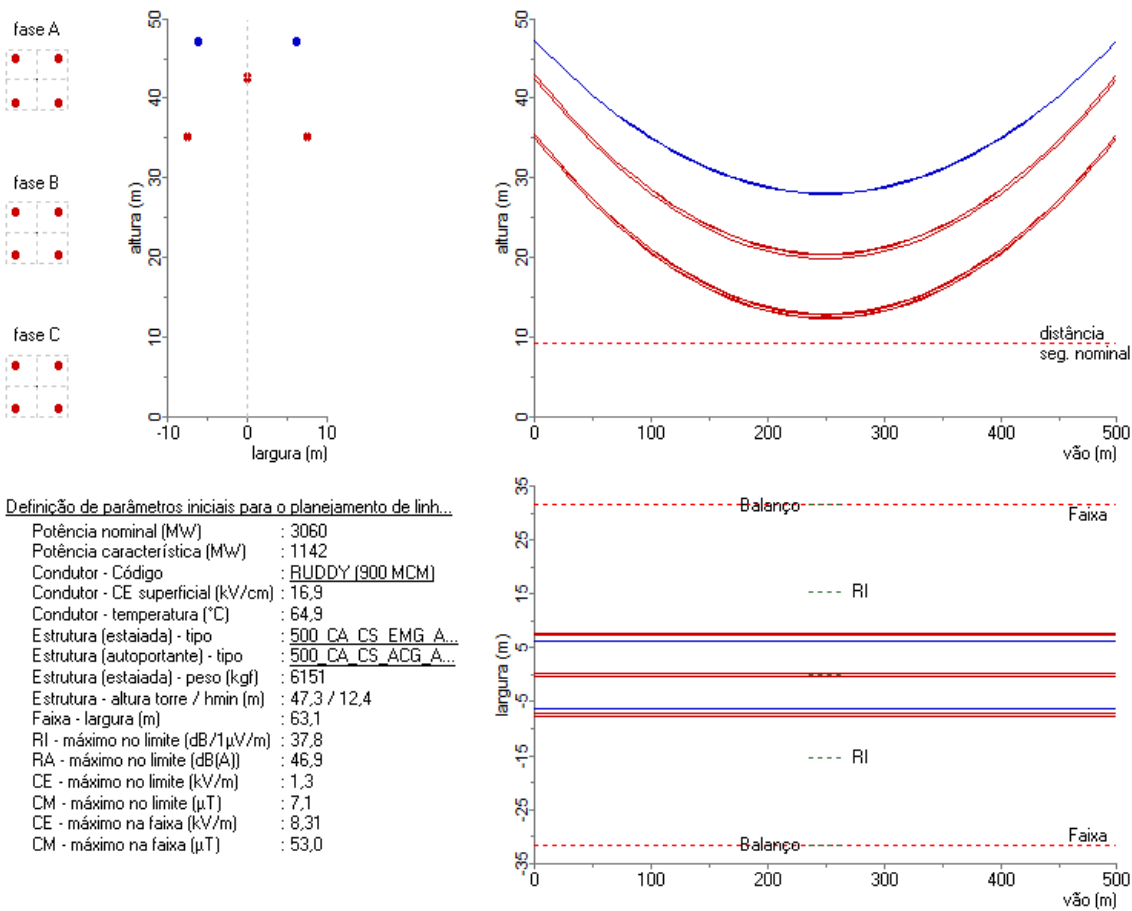


Figura 14-5 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS

14.4.9.2. Trecho em Circuito Duplo (CD)

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-24.

Tabela 14-24 Características elétricas básicas da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3365	4360	+	0,0187	0,3122	5,2857
				0	0,2983	1,2317	2,6601
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-6, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CD (lançamento de um circuito), incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

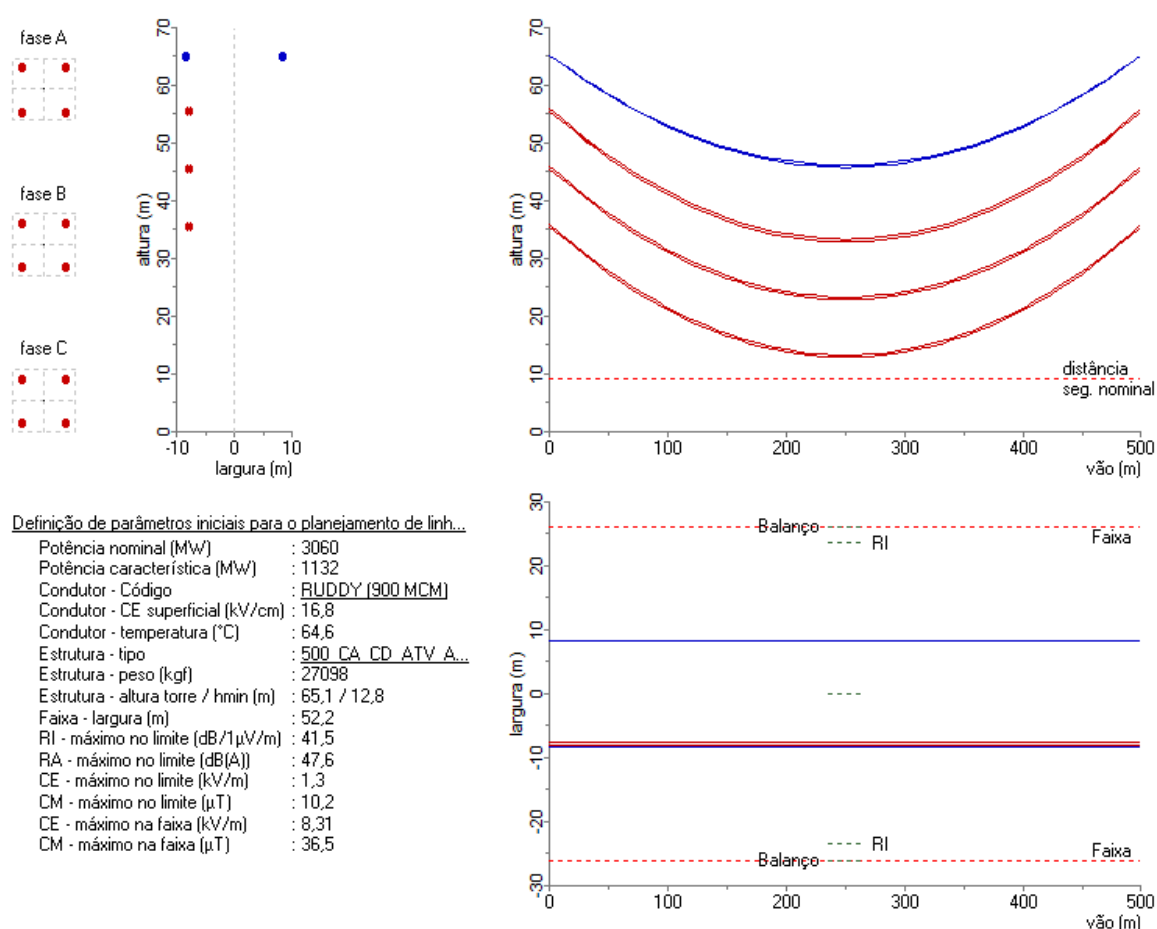


Figura 14-6 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD (1 circuito)

No que se refere à obtenção da faixa de segurança, o caso dimensionador é a configuração com o lançamento de ambos os circuitos. A Figura 14-7, extraída do ELEKTRA, apresenta tal resultado.

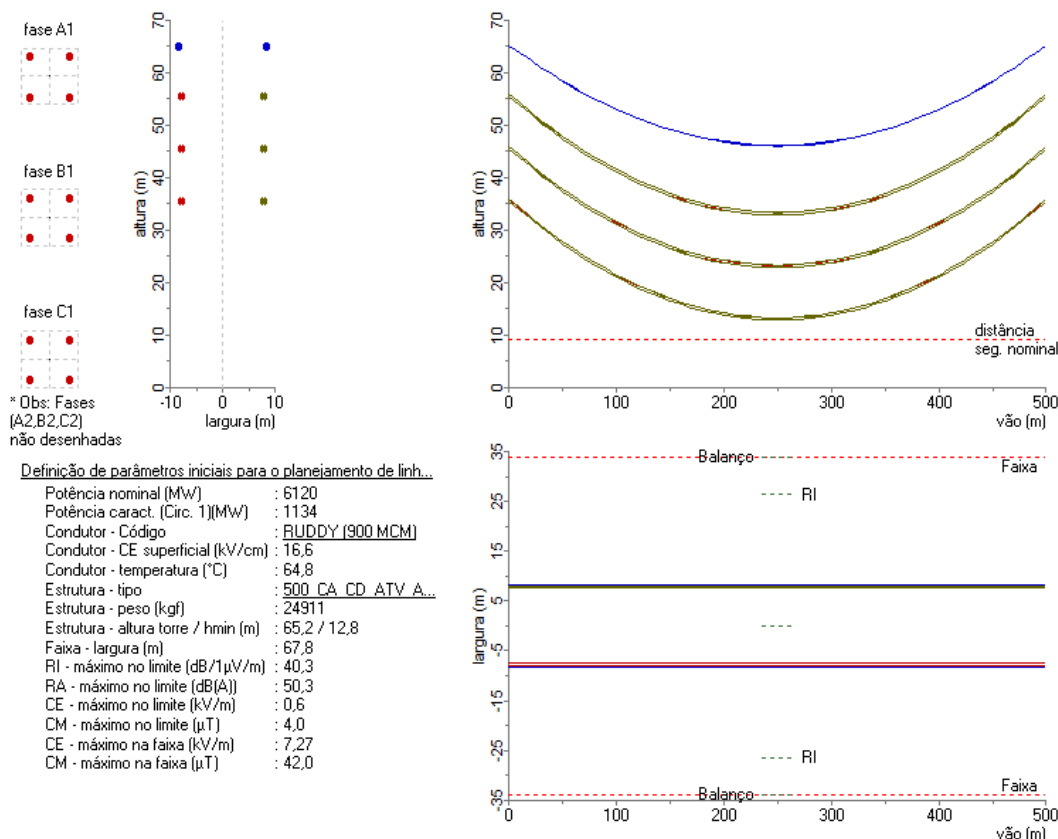


Figura 14-7 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD (2 circuitos)

14.4.10. Características construtivas – LT5: LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS e CD

14.4.10.1. Trecho em Circuito Simples (CS)

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-25. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 45,72 cm.

Tabela 14-25 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	35,2	22,6
Feixe B	0,0	42,7	22,6
Feixe C	7,5	35,2	22,6
Para-raios 1	-6,2	47,3	19,2
Para-raios 2	6,2	47,3	19,2

14.4.10.2. Trecho em Circuito Duplo (CD)

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-26. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 45,72 cm.

Tabela 14-26 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,8	55,6	22,6
Feixe B	-7,8	45,6	22,6
Feixe C	-7,8	35,6	22,6
Para-raios 1	-8,3	65,1	19,3
Para-raios 2	8,3	65,1	19,3

14.4.11. Características elétricas – LT6: LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-27.

Tabela 14-27 Características elétricas básicas da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4665	5000	+	0,0125	0,1909	8,7062
				0	0,3078	1,1913	3,1764
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-8, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

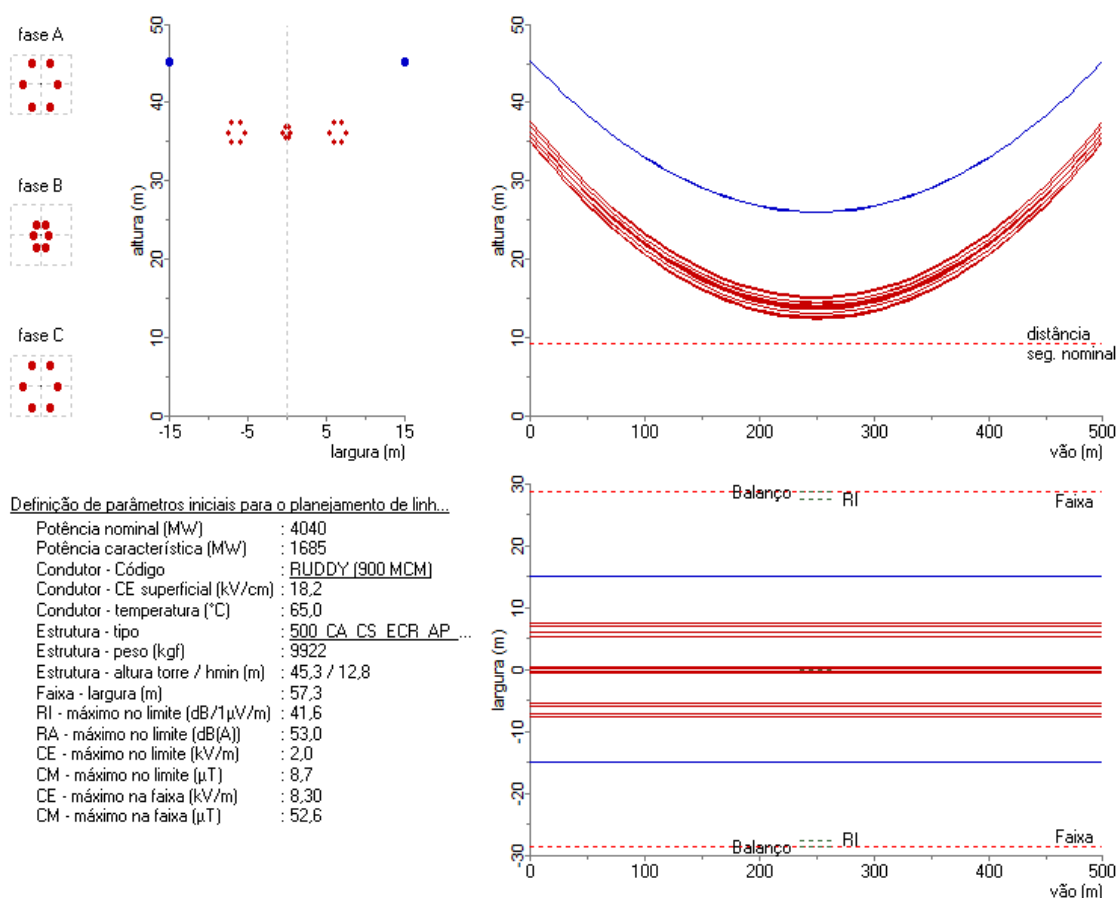


Figura 14-8 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS

14.4.12. Características construtivas – LT6: LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Figura 14-8. Tendo em vista a característica dos feixes, a Tabela 14-18 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 14-28 Coordenadas da silhueta típica da LT6 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,3	22,3
Feixe B	0,0	36,3	22,3
Feixe C	6,5	36,3	22,3
Para-raios 1	-15,0	45,3	19,3
Para-raios 2	15,0	45,3	19,3

14.4.13. Características elétricas – LT7: LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-29.

Tabela 14-29 Características elétricas básicas da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 6 x TERN (795 MCM)	4430	5000	+	0,0141	0,1917	8,6669
				0	0,3093	1,1921	3,1641
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-9, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

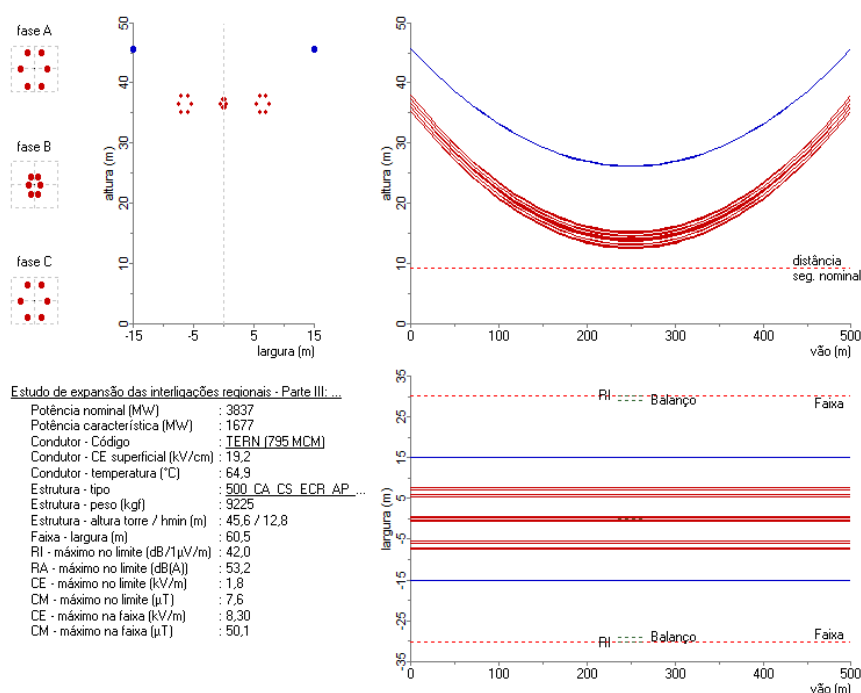


Figura 14-9 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS

14.4.14. Características construtivas – LT7: LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Figura 14-9. Tendo em vista a característica dos feixes, a Tabela 14-30 apresenta as coordenadas dos subcondutores em relação aos centros dos feixes.

Tabela 14-30 Coordenadas da silhueta típica da LT7 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-6,5	36,6	22,6
Feixe B	0,0	36,6	22,6
Feixe C	6,5	36,6	22,6
Para-raios 1	-15,0	45,6	19,5
Para-raios 2	15,0	45,6	19,5

14.4.15. Características elétricas – LT8: LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 14-32.

Tabela 14-31 Características elétricas básicas da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3400	4380	+	0,0185	0,3083	5,3125
				0	0,3282	1,1910	3,0082
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-10, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

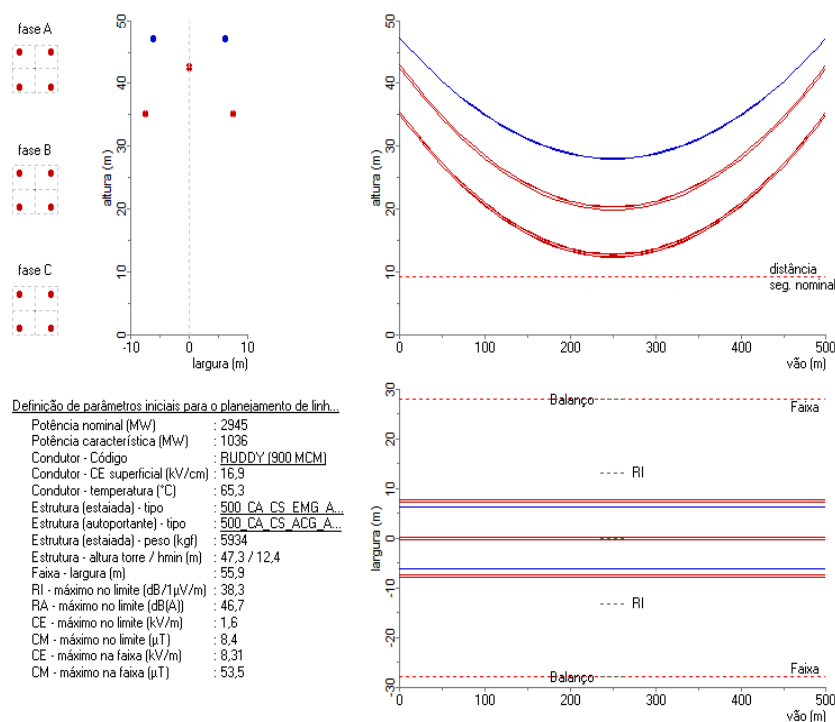


Figura 14-10 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS

14.4.16. Características construtivas – LT8: LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-32. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 45,72 cm.

Tabela 14-32 Coordenadas da silhueta típica da LT8 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,5	35,2	22,6
Feixe B	0,0	42,7	22,6
Feixe C	7,5	35,2	22,6
Para-raios 1	-6,2	47,2	19,3
Para-raios 2	6,2	47,2	19,3

14.4.17. Características elétricas – LT9 e LT11: Novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS

Para estes novos trechos de 500 kV, adotou-se o mesmo cabo condutor do circuito existente a ser seccionado. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para esses novos trechos estão sumarizados na Tabela 14-33.

Tabela 14-33 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito[A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Simples	CAL 1120 4 x 944 MCM (61/0)	3164	4200	+	0,0183	0,2718	6,0901
				0	0,3149	1,2519	2,8798
				mut.0	-	-	-

A Figura 14-11, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CS, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

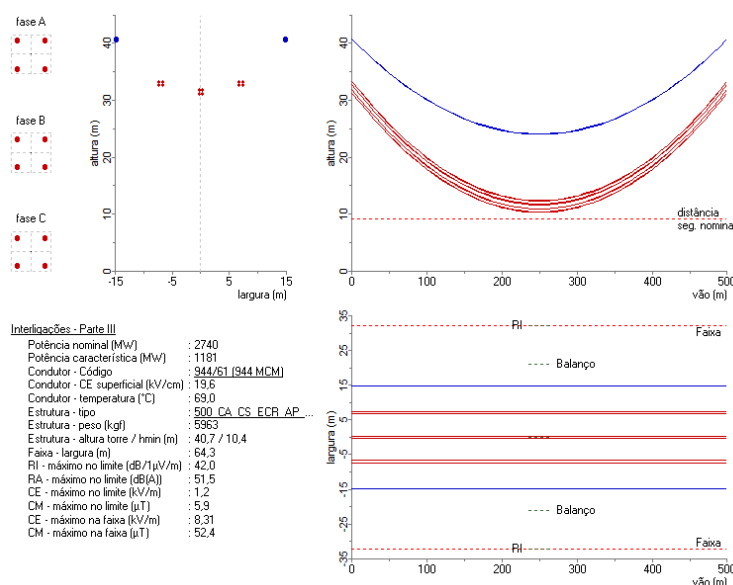


Figura 14-11 Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS

14.4.18. Características construtivas – LT9 e LT11: Novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-34. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 60,0 cm.

Tabela 14-34 Coordenadas da silhueta típica da LT10 e LT12 500 kV em CS

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-7,0	33,0	21,0
Feixe B	0,0	31,6	21,0
Feixe C	7,0	33,0	21,0
Para-raios 1	-14,8	40,7	16,7
Para-raios 2	14,8	40,7	16,7

14.4.19. Características elétricas – LT10: Novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açú III, C1, em CD

Para este novo trecho de 500 kV, adotou-se o mesmo cabo condutor da LT a ser seccionado. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para esse novo trecho estão sumarizados na Tabela 14-35.

Tabela 14-35 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açú III, C1, em CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito[A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Circuito Duplo	CAL 1120 4 x SELENIUM	3164	4200	+	0,0174	0,2789	5,9401
				0	0,3082	1,2431	3,1166
				mut.0	0,2897	0,8180	-0,8999

A Figura 14-12, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CD, incluindo o vão médio de 500 m utilizado na análise referencial.

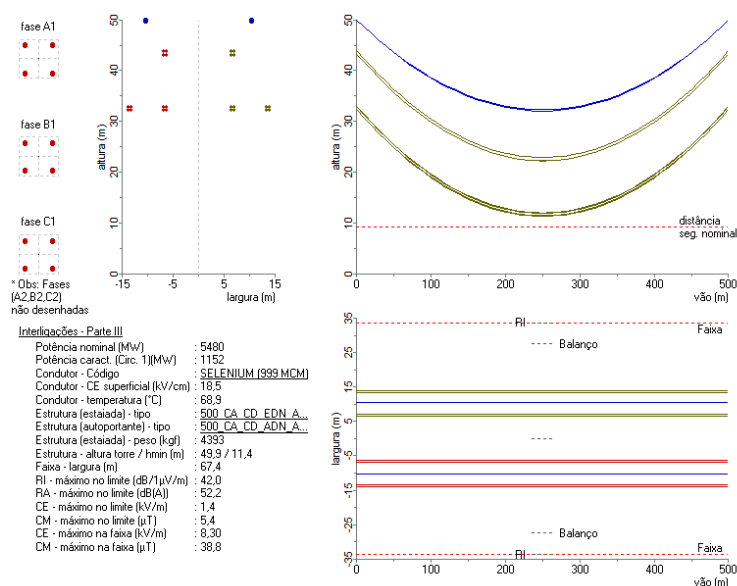


Figura 14-12 Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açú III, C1, em CD

14.4.20. Características construtivas – LT10: Novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açu III, C1, em CD

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 14-36. Ressalta-se que o espaçamento entre os subcondutores dos feixes é de 60,0 cm.

Tabela 14-36 Coordenadas da silhueta típica da LT11 500 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-6,7	43,6	21,0
Feixe B1	-13,6	32,7	21,0
Feixe C1	-6,7	32,7	21,0
Feixe A2	6,7	32,7	21,0
Feixe B2	13,6	32,7	21,0
Feixe C2	6,7	43,6	21,0
Para-raios 1	-10,4	49,9	17,7
Para-raios 2	10,4	49,9	17,7

14.4.21. Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 14-37 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 14-37 Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3	54,1	Radiointerferência	55,0
LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1	56,7	Radiointerferência	60,0
LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2	56,7	Radiointerferência	60,0
LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2	57,3	Balanco de Condutores	60,0
LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1 – trecho CS	63,1	Balanco de Condutores	65,0
LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1 – trecho CD	67,8	Balanco de Condutores	70,0
LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2	57,3	Balanco de Condutores	60,0
LT 500kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1	60,5	Radiointerferência	62,0
LT 500kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3	55,9	Balanco de Condutores	60,0
Trecho entre o ponto de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açu III, C1, e a SE Angicos	67,4	Radiointerferência	70,0
Trechos entre os pontos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açu III, C2	64,3	Radiointerferência	65,0

14.5. Recapacitações de Linhas Existentes

Pode-se dizer que a capacidade de corrente de uma LT aérea está associada à temperatura dos condutores – e de outros acessórios e ferragens que conduzem a corrente de carga – e à distância cabo-solo. No caso de uma nova LT, as distâncias mínimas cabo-solo [20] podem ser atendidas através da devida alocação das estruturas no terreno para as flechas calculadas. Já no caso de uma LT existente, mesmo que na corrente nominal o condutor atinja uma temperatura inferior ao seu limite térmico, qualquer incremento em relação à temperatura de projeto usada na alocação das estruturas seria inviável em princípio, pois isso resultaria em um aumento de flecha e, portanto, violação das distâncias de segurança. Neste contexto existem diferentes técnicas de recapacitação de linhas [21].

Nos cabos condutores convencionais – por exemplo ACSR, AAC, AAAC e ACAR -, os fios de alumínio desempenham função mecânica. E como a partir de 90 °C as ligas tradicionais de alumínio iniciam um processo de recozimento [22], por segurança tem se convencionado esse limite de temperatura no projeto de linhas aéreas que usam condutores convencionais, mesmo que em condições de emergência. No início dos anos 2000 o termo HTLS (*High Temperature Low Sag*) começou a se popularizar [23], e se refere aqueles condutores que conseguem operar em altas temperaturas, em alguns casos até 250 °C, sem grandes incrementos nas flechas. Existem diferentes soluções no mercado internacional para esse grupo de condutores, vide o caso do cabo ACSS, que foi desenvolvido nos anos 70. Também no início dos anos 2000 iniciaram-se desenvolvimentos dos condutores com núcleo de compósito, os quais eventualmente têm sido chamados de especiais ou avançados [23]. Nesta tecnologia o núcleo apresenta baixo coeficiente de dilatação, reduzido peso linear e alta carga de ruptura [21]. Esses aspectos fazem com que esses cabos consigam operar a elevadas temperaturas e flechas bastante reduzidas – inclusive com incrementos mínimos a partir do *knee point* [24]. Atualmente, os condutores avançados mais comumente usados são de núcleo de fibra de carbono (CFC - *Carbon Fiber Composite Core*).

Um aspecto importante relacionado aos condutores avançados, do ponto de vista do planejamento setorial, ainda é o custo significativamente superior ao dos condutores convencionais [25], embora exista uma tendência teórica de redução de custos a medida em que o uso dessa tecnologia for aumentando. Outro aspecto que impacta nos preços é a cotação do dólar, uma vez que os núcleos de fibra de carbono são importados. Não obstante, no caso de recapacitação de linhas, eles têm se mostrado economicamente viáveis em determinados casos do SIN. Além disso, devido às suas propriedades mecânicas e elétricas, em geral é possível obter ganhos bastante expressivos de capacidade de corrente, a princípio sem necessidade de adequações nas partes civil e mecânica das estruturas existentes [23] [25]. Para além da redução de investimentos, isso permite uma execução mais ágil da obra bem como menores impactos ambientais sendo, portanto, uma grande vantagem. Vale destacar também que já existem no SIN linhas aéreas operando com condutores avançados de diferentes tipos, como ACCR, ACCC e ACFR.

Na Tabela 14-38 a seguir são apresentadas as linhas de transmissão para as quais este relatório está recomendando a recapacitação, juntamente com a solução de referência adotada. No que diz

respeito às linhas em si, as soluções propostas envolvem apenas a troca dos condutores – além de ferragens e acessórios -, sem reforços em estruturas e fundações. Cabe destacar que essas soluções de referência foram definidas pelas Transmissoras, conforme ofícios de consultas que constam no anexo 18.2. Por serem soluções de referência, entende-se que alterações futuras são possíveis, desde que os requisitos mínimos de capacidade de corrente sejam atendidos.

Tabela 14-38 Linhas de transmissão a serem recapacitadas e soluções de referência

Linha de Transmissão	Capacidades	Novo Cabo	r⁺ a 50 °C [Ω/km]	Observações
500 kV Assis - Londrina, C1	3120/3930 A	4 x Phosphorus 838 MCM (AAAC1120)	0,021	-
500 kV Campinas - Itatiba, C1	3360/4235 A	3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)	0,021	Substituir equipamentos terminais para 4000 A
500 kV Itatiba - Ibiúna, C1	3360/4235 A	3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)	0,021	Substituir equipamentos terminais para 4000 A

No sentido de avaliar a viabilidade econômica dos recondutoramentos propostos, na Tabela 14-39 apresenta-se estimativas dos valores de investimento e diferencial de perdas - em relação à alternativa de recondutoramento. Nota-se também que foram computados custos relativos aos equipamentos terminais. Nos casos de linha nova foram considerados módulos completos de infraestrutura de manobra (MIM) e de infraestrutura geral do tipo acessante (MIG-A), na modalidade leilão. Já nos casos de recondutoramento, foram computados os custos, na modalidade substituição, de equipamentos terminais (como chaves, TCs, disjuntores etc), visando levar em conta a remoção de eventuais fatores limitantes futuros.

Tabela 14-39 Comparação econômica entre LT nova versus recondutoramento

Linha de Transmissão	Custos LT nova [1000 x R\$]			Custos recond. [1000 x R\$]		Relação total recond./nova
	LT	SE	Perdas	LT	SE	
LT 500 kV Assis - Londrina, C1	316.696,2	73.684,9	-35.021,7	233.561,1		65,7 %
LT 500 kV Campinas - Itatiba, C1	72.132,7	76.320,36	-7.227,8	77.717,3	14.056,1	65,0 %
LT 500 kV Itatiba - Ibiúna, C1	236.268,7	73.045,82	-61.663,6	254.644,6	14.056,1	108,5 %

Inicialmente é possível observar que as perdas totais sistêmicas são menores nas alternativas de LT nova. No caso da LT 500 kV Assis – Londrina C1, como o recondutoramento será com condutor convencional, já era esperado que esta alternativa seria mais econômica. Para a linha Campinas – Itatiba, apesar do custo do recondutoramento ser cerca de 8 % maior que o de uma LT nova, como a linha tem apenas 27 km o custo fixo com MIM e MIG-A acaba sendo bastante expressivo, viabilizando a alternativa de recondutoramento.

Já no caso da linha LT 500 kV Itatiba – Ibiúna C1, apesar de nessa comparação a recomendação de um novo circuito aparente ser mais econômica, é importante destacar que o banco de preços possivelmente não esteja capturando de forma precisa os custos fundiários de um novo circuito nessa região. De toda forma, para além dessa questão fundiária, a passagem de um novo circuito

também seria bastante complexa do ponto de vista socioambiental. Portanto, entende-se que o recondutoramento com condutor avançado é a solução mais interessante.

Ressalta-se que esses orçamentos foram realizados utilizando a metodologia do Banco de Preços de Referência da ANEEL [7] e considerando os preços unitários atualizados conforme [26]. Outro aspecto que vale ressaltar é que a metodologia definida em [7] valoriza os serviços a partir de percentuais fixos da parcela relativa à aquisição de materiais. Como os condutores avançados são significativamente mais caros do que os convencionais, isso acaba superestimando os serviços. Portanto, a valoração dos serviços nesses casos foi feita a partir do valor de aquisição de condutores convencionais. Por fim, cumpre ressaltar que os valores apresentados nesta seção foram estimados pela EPE e visam apenas uma comparação entre alternativas na mesma “base de cálculo”, e que as Transmissoras apresentaram suas próprias estimativas de orçamentos, vide Anexo 18.2. Os valores de investimento finais para o cálculo da Receita Anual Permitida deverão ser estabelecidos *a posteriori* em processo específico.

15. DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA EM 600 KV HVDC-VSC

15.1. Concepção geral da linha de transmissão CC em 600 kV

15.1.1. Introdução

A linha de transmissão em 600 kV CC indicada neste estudo foi concebida com base na experiência pregressa no Brasil, com as linhas de transmissão (LTs) implantadas no SIN para bipolos HVDC em 600 kV e 800 kV.

Dentre os requisitos técnico-econômicos para concepção de uma LT integrante de um elo de transmissão HVDC, que viabilize a solução planejada, sobretudo quando muito longas, destaca-se a queda máxima de tensão na LT e, em consequência, a perda máxima de potência transmitida.

No Brasil, a experiência com linhas CC muito longas incluem as LTs integrantes dos bipolos do sistema de transmissão do Madeira (~2400 km, em 600 kV, 4 subcondutores por polo) e dos bipolos do sistema de transmissão associado a Belo Monte (2518 km, 800 kV, 6 subcondutores por polo).

Para a alternativa de solução tecnológica HVDC-VSC objeto deste estudo, foi estabelecido, na fase de investigação junto aos fabricantes, a tensão nominal CC de 600 kV e potência nominal 3,0 GW. Dado que o comprimento da linha foi estimado nesta fase de planejamento em 2500 km (com possibilidades de aumento durante os estudos do Relatório R3, ou mesmo, durante a etapa de implantação da LT), observou-se que, para atendimento ao critério de queda máxima de tensão na LT, uma solução com condutores tipo CAA, de bitolas usualmente constantes nos catálogos dos fabricantes, não seria viável com 4 subcondutores por polo, a exemplo das concepções utilizadas em Itaipu e Madeira. Sendo assim, buscou-se para a nova linha em 600 kV, uma solução com 6 subcondutores por polo, concepção já utilizada nas LTs CC em 800 kV implantadas no país.

Essa solução em 600 kV, inédita no país, foi concebida pelo planejamento, com apoio do CEPEL. A partir de uma concepção básica de linha de transmissão foram realizados os estudos de adequação e de otimização da linha, com utilização do programa ELEKTRA, atualizando-se os condicionantes técnicos e econômicos para a nova solução. A metodologia e os critérios utilizados estão fundamentados no relatório do CEPEL indicado em referência [14].

15.1.2. Critérios de Cálculo

Econômicos

Considerou-se a vida econômica do empreendimento de transmissão de 30 anos e uma taxa de juros para capitalização das perdas de energia de 8 % a.a. Adotou-se, de início, o custo unitário das perdas de energia igual R\$ 199,96/MWh.

Limites técnicos

Cada configuração estudada foi considerada tecnicamente viável se atendeu aos critérios e valores limites de:

- Campo elétrico na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios.
- Temperatura na superfície de cada cabo condutor e cada cabo pára-raios para o regime de operação normal.
- Campo elétrico com cargas espaciais e corrente iônica próximos da superfície do solo.
- Radio-interferência e ruído audível próximos da superfície do solo.
- Cargas mecânicas na estrutura decorrentes dos pesos dos componentes físicos da LT e da ação do meio ambiente.
- Altura de segurança entre cabo e solo.
- Largura da faixa de segurança da linha.

Na Tabela 15-1 estão apresentados os valores limites adotados. Os limites de campo elétrico e campo magnético são os estabelecidos em [27]. Os limites de corrente iônica, radio interferência e ruído audível junto ao solo apresentados nesta tabela basearam-se nas recomendações da análise do CEPEL [14], apenas com a intenção de proporcionar diretrizes para a análise econômica em pauta. Portanto, não devem ser encarados como definitivos para a etapa de projeto destas linhas ou de outras semelhantes, já que presentemente não há norma técnica brasileira correlata para esta questão.

Tabela 15-1 – Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas CC.

Descrição	Valores
Relação campo elétrico máximo/campo elétrico limite	0,90 a 0,95
Temperatura limite para operação normal (°C)	65
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, dentro da faixa de passagem (kV/m)	20 (*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, dentro da faixa de passagem (nA/m²)	100
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, dentro da faixa de passagem (µT)	353.000 (*)
Campo elétrico limite na superfície do solo, considerando as cargas espaciais e sem vento, no limite da faixa de passagem (kV/m)	5 (*)
Corrente iônica limite na superfície do solo, no limite da faixa de passagem (nA/m²)	5
Radiointerferência limite a 1,5m da superfície do solo e em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB/1µV/m)	42
Ruído audível limite a 1,5m da superfície do solo em tempo bom, no limite da faixa de passagem (dB(A))	42
Campo magnético limite a 1,5m da superfície do solo, no limite da faixa de passagem (µT)	118.000 (*)

(*) Limites estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL Nº 915, de 23 de fevereiro de 2021.

Parâmetros Ambientais

O sistema de transmissão em estudo contempla uma distância da ordem de 2.500 km. Essa distância elevada torna alta a probabilidade de que a rota da linha atravessasse regiões com características ambientais bastante diversas e diferenciadas entre si. Portanto, as distintas características ambientais exigem que a definição final dos parâmetros climáticos e geológicos, a serem adotados nos futuros projetos executivos, seja calcada em estudos minuciosos que considerem essas diversidades regionais.

Para o estudo de seleção da configuração econômica, os parâmetros ambientais devem representar valores característicos da rota como um todo, com requisitos de detalhes compatíveis com qualquer projeto básico de engenharia.

Apresentam-se na Tabela 15-2 os valores ambientais aqui considerados.

Tabela 15-2 – Parâmetros ambientais adotados na concepção das linhas de transmissão CC.

Parâmetro	Valor
Velocidade máxima do vento médio de 10 minutos	90 km/h
Velocidade máxima do vento médio de 30 s	100 km/h
Velocidade do vento para cálculo de temperatura do condutor	1 m/s
Temperatura do ar média máxima	33 °C
Temperatura do ar média	25 °C
Densidade relativa do ar (valor com 90 % de ser ultrapassado)	0,88
Radiação solar máxima	1000 W/m ²
Resistividade elétrica do solo	1000 Ω.m
Comprimento da LT sujeita à chuva (para o cálculo das perdas corona nos cabos)	25 %

15.1.3. Critérios básicos para concepção da linha CC

Tipo de estrutura

Com base na experiência existente no país, sobretudo com as linhas de transmissão em corrente contínua dos sistemas de Itaipu e do Madeira, foi considerada a concepção com 80 % estaiadas e 20 % autoportantes [14].

Dados dos cabos

Considerando as restrições para queda máxima de tensão na LT, foram considerados cabos condutores do tipo CAA, com as bitolas variando entre 2156 MCM e 2.515 MCM, com diferentes formações de alumínio/aço. Utilizaram-se dois cabos para-raios aterrados nas estruturas, sendo um cabo tipo EHS e outro tipo OPGW.

Feixe de subcondutores

Foi adotada a configuração com feixes de 6 subcondutores, com espaçamento entre condutores dos feixes igual a 0,60 m como recomendado nos estudos de Belo Monte e no bipolo Nordeste I, assim como indicado no estudo do CEPEL [14].

Dados dos vãos e das estruturas

Adotou-se o vão médio de 500 m, e a relação entre os vãos de peso e de vento de 0,7.

Custos dos componentes da LT

Calcularam-se os custos dos componentes de cada LT com base nos Custos Modulares ANEEL [7] e considerando o valor médio entre as duas regiões brasileiras que a linha atravessa, que são Nordeste e Sudeste.

Distâncias vertical entre polos e solo

A partir da experiência e condicionantes adotados com as linhas de transmissão do sistema HVDC associado ao Madeira e com os requisitos técnicos atuais, foi considerado 14,0 metros para a distância mínima vertical entre cada polo e o solo. Neste caso dada as características da transmissão VSC não se considera a condição de emergência.

Silhueta ilustrativa da torre típica

Os resultados da análise elaborada pelo CEPEL, para a nova linha em 600 kV, com seis subcondutores por polo, indicaram a silhueta ilustrada na Figura 15-1.

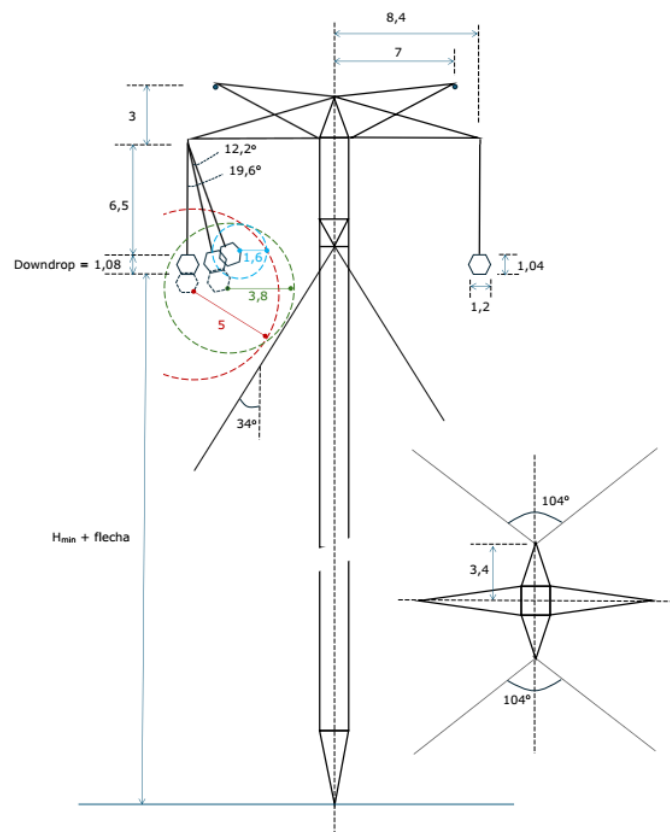


Figura 15-1 – Exemplo de silhueta de torre, caso com 6 sub condutores CAA, Kiwi

15.1.4. Determinação do condutor

Condicionantes do comprimento da LT

Para linhas de transmissão em HVDC bipolar muito longas, sobretudo quando se tem o requisito de transmissão no modo monopolar, com retorno pela terra e, também, metálico, faz-se necessário levar em conta a queda máxima de tensão na linha, entre a retificadora e a inversora.

Para as condições do estudo atual, considerando uma queda máxima de tensão na LT entre 5% e 6% e, comprimento da linha desde 2.500 km (comprimento adotado na fase inicial do planejado) até 2.700 km (adição de 8% do planejado), foram selecionados para avaliação técnico-econômica condutores CAA de 2156 MCM a 2515 MCM, como indicado na Tabela 15-3.

Tabela 15-3 – Queda de tensão total (%) na linha em 600 kV, potência nominal, por polo, em função do comprimento total e do condutor a 50 °C.

Condutor CAA (MCM e Formação Al/Aço)		Comprimento da linha CC (km)		
		2500	2600	2700
		(0%)	(+4%)	(+8%)
BLUEBIRD	(2156 ,84/19)	4,98	5,18	5,38
KIWI	(2167,72/7)	4,96	5,16	5,36
THRASHER	(2312, 76/19)	4,65	4,84	5,02
JOREE	(2515, 76/19)	4,24	4,41	4,58

Portanto, caso o comprimento final da linha seja acrescido, em função das particularidades da rota e da implantação, em cerca de 8 % ou pouco mais, a queda de tensão resultante na linha será da ordem de 5 % ou inferior para todos os condutores selecionados.

Seleção do condutor econômico

Como indicado no item anterior, para seleção do condutor mais econômico encontrou-se, inicialmente, um conjunto de soluções tecnicamente viáveis, que resultam em queda máxima de tensão em todo o comprimento da linha menor que 6 %.

As permanências de fluxo na linha, para as diversas condições de operação ao longo da vida útil estimada de 30 anos, resultou neste estudo, em fator de perdas igual a 0,644, com potência nominal igual a 3.000 MW.

Com custo das perdas iguais a R\$ 199,96/MW e taxa de atualização do capital 8 % ao ano, para os condutores tipo CAA analisados, as bitolas que atendem a todos os critérios e resultam em queda máxima de tensão na LT dentro dos limites considerados, estão entre 2156 MCM e 2515 MCM, como resumido na Tabela 15-4 e ilustrado na Figura 15-2, extraída do programa ELEKTRA.

Tabela 15-4 – Custos de instalação, perdas e total, em função do condutor, para linha em ± 600 kV

Condutor			Custo (kR\$/km)			
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	% (*)
Bluebird	2156	84/19	4.169,55	759,84	4.929,35	106,36
Kiwi	2167	45/7	3.877,76	755,84	4.633,6	100,00
Thrasher	2312	76/19	4.182,58	713,38	4.895,96	105,66
Joree	2515	76/ 19	4.476,92	652,27	5.129,19	110,70

(*) Percentual com relação ao de menor custo total

O condutor de menor custo total correspondeu ao de bitola 2167 MCM, “Kiwi”, como destacado na Tabela 15-4 e na Figura 15-2.

Considerando uma variação na potência nominal da transmissão CC de 3000 MW para 3400 MW, o condutor mais econômico se mantém, como ilustrado na Figura 15-3.

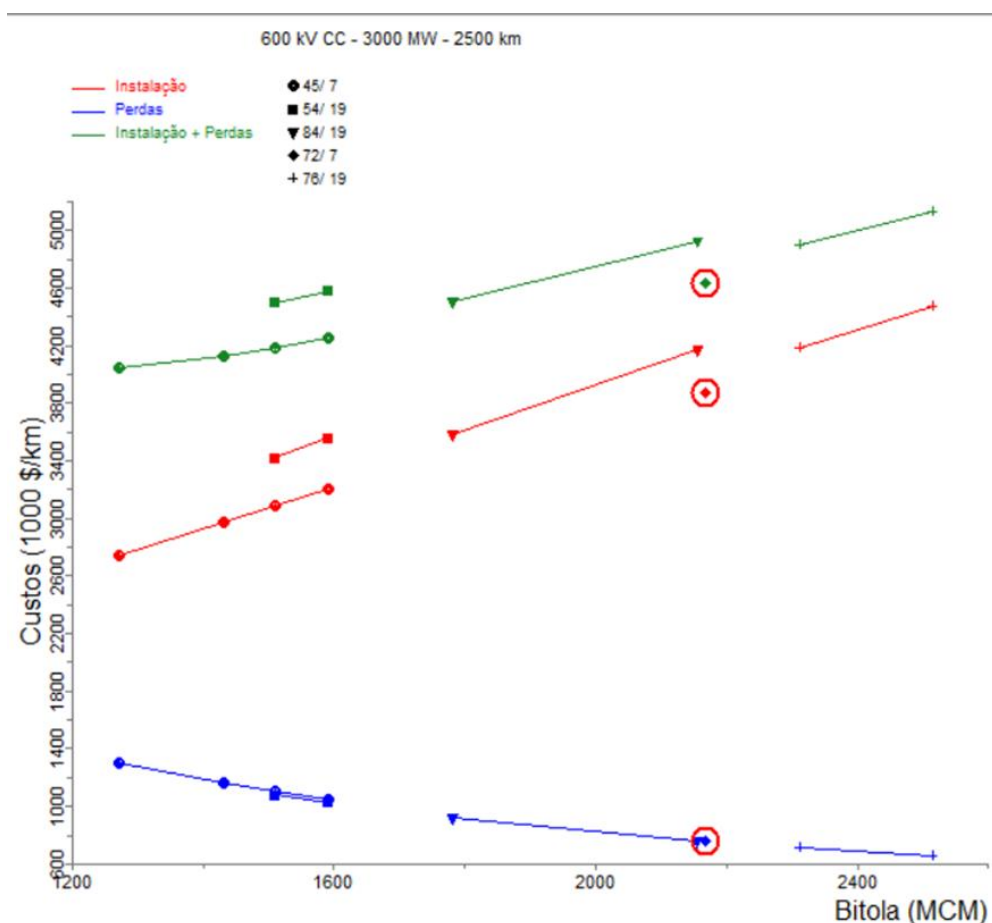


Figura 15-2 – Custos da LT em ± 600 kV CC, potência nominal 3000 MW, em função da bitola do condutor

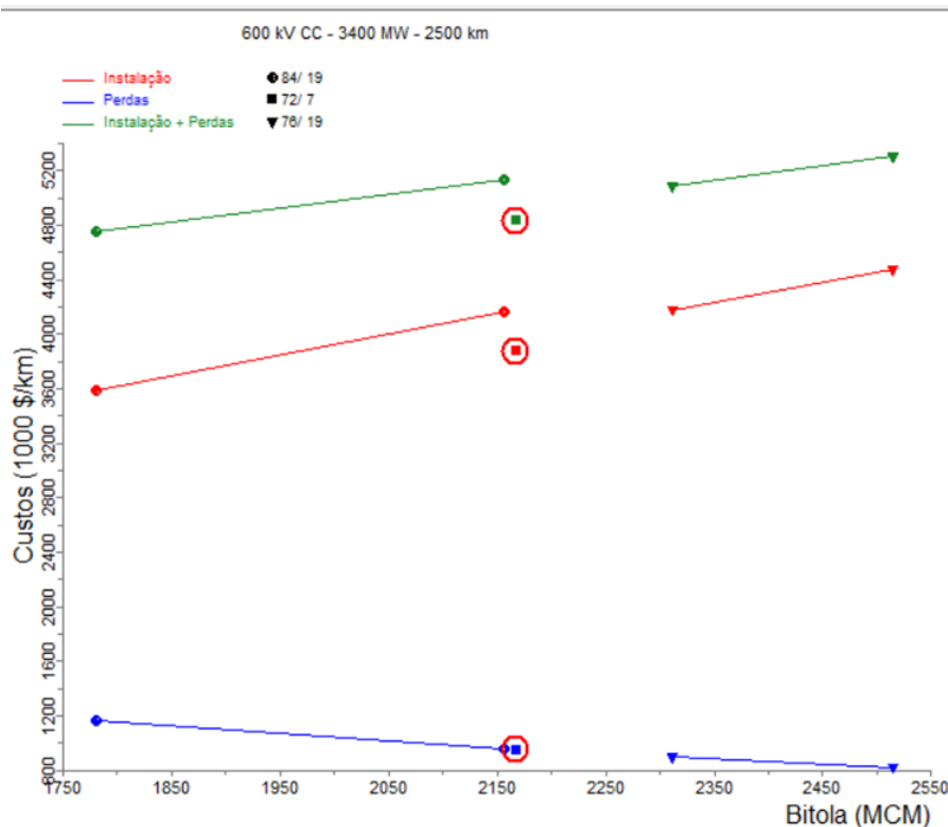


Figura 15-3 – Custos da LT em ± 600 kV CC, potência nominal 3400 MW, em função da bitola do condutor

15.1.5. Linha de transmissão CC indicada

Com base nas análises apresentadas nos itens anteriores, que incluíram a concepção básica da linha de transmissão em 600 kV CC, a avaliação dos condutores mais econômicos e o condicionamento de queda máxima de tensão na linha, foi indicado uma linha de transmissão em ± 600 kV, com 6 subcondutores por polo, feixes com 0,6 metros de distância entre sub condutores, constituídos por condutores tipo CAA de 2167 MCM de bitola, “Kiwi”.

A Tabela 15-5, extraída do programa ELEKTRA, apresenta um sumário dos principais resultados obtidos para a linha com esse condutor, potência nominal 3,0 GW.

A Figura 15-4, extraída do ELEKTRA, ilustra a planta de perfil para a linha com estruturas típicas e vão de 500 metros.

Os polos são horizontais com feixes circulares constituídos por 6 subcondutores, espaçados de 0,60 metros, com dois cabos para-raios, como ilustrado na Figura 15-4. A estrutura predominante é tipo estaiada.

Tabela 15-5 – Sumário dos principais resultados técnicos para LT 600 kV CC com 6 condutores por polo
CAA 2167 MCM, Kiwi, 3,0 GW

ESTRUTURA ESTAIADA	PREDOM.	PERDAS MÁXIMAS (kW/km)	30,3°C		
Altura - estrutura / hmin (m)	49,3 / 14,0	Condutores + Para-raios			
Força (kgf)		Joule (2500 km)	55,95		
Longitudinal	18975	Corona = 2,30 (Méd.chuva/t.bom)	5,83 (25%)	1,12 (75%)	
Transversal	14701	Estações conversoras	(2500 km)		
Vertical	14689	Duas estações	0,000		
Peso (kgf ou unidade)			Nominal	Fixa	
Estrutura	12391	PARÂMETROS (CA+60Hz)	42,4°C	50°C	
Fundação principal	0	Sequência positiva/negativa			
Fundação em âncora	0	Resistência (ohm/km)	0,00565	0,00577	
Cabos estruturais + estais	0	Reatância (ohm/km)	0,27357	0,27358	
Escavação (m³)		Admitância (µS/km)	5,98532	5,98725	
Volume	27	F.corr.hip. Resistência (2500 km)	inconsistent	inconsister	
Concretagem (m³)		F.corr.hip. Reatância (2500 km)	inconsistent	inconsister	
Volume	13	F.corr.hip. Admitância (2500 km)	inconsistent	inconsister	
FAIXA DE PASSAGEM		Sequência zero			
Largura (m)		Resistência (ohm/km)	0,20571	0,20793	
Por RI	33,5	Reatância (ohm/km)	0,81678	0,82107	
Por RA	0,0	Admitância (µS/km)	4,21024	4,21989	
Por CE	38,7	F.corr.hip. Resistência (2500 km)	inconsistent	inconsister	
Por CI	0,0	F.corr.hip. Reatância (2500 km)	inconsistent	inconsister	
Por CM	0,0	F.corr.hip. Admitância (2500 km)	inconsistent	inconsister	
Por Bal. de condutores (Final)	46,5	PARÂMETROS (CA-0,1Hz)	42,4°C	50°C	
Valor no limite da faixa		Impedância por polo			
RI (dB/1µV/m)	37,9	Indutância - própria (mH/km)	2,37938	2,37940	
RA (dB(A))	38,5	Indutância - mútua (mH/km)	1,65209	1,65211	
CE (kV/m)	7,53	PARÂMETROS (CC)	42,4°C	50°C	
CI (nA/m²)	0,0	Impedância por polo			
CM (µT)	12,3	Resistência (ohm/km)	0,00465	0,00476	
Valor máximo na faixa		DISTÂNCIAS (m)			
CE (kV/m)	13,92	polo A: Mín. entre cabos	0,600		
CI (nA/m²)		polo A: Máx. vertical	1,039		
CM (µT)	33,4	polo A: Máx. horizontal	1,200		
Dist. ao valor max. (m)		polo B: Mín. entre cabos	0,600		
CE - (m)	-11,50	polo B: Máx. vertical	1,039		
CI - (m)	-100,00	polo B: Máx. horizontal	1,200		
CM - (m)	0,00	polos A-B: Mín. entre cabos	15,800		

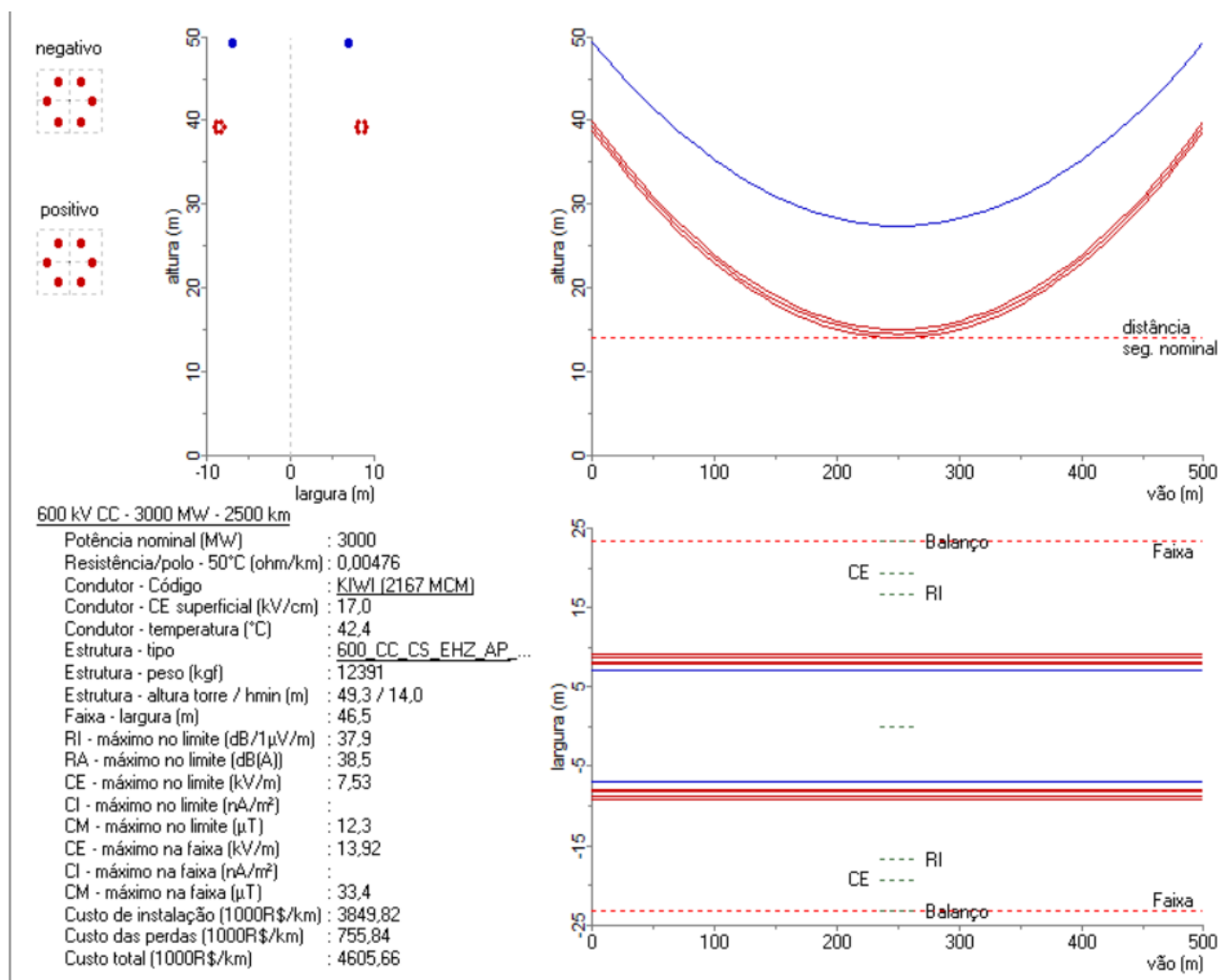


Figura 15-4 – Planta de perfil da linha em 600 kV CC com estruturas e vão típicos, 3,0 GW

Em função desses resultados e das conclusões das análises desenvolvidas pelo CEPEL, recomenda-se os seguintes valores mínimos para a concepção da linha de transmissão:

- Espaçamento entre polos: 17 metros;
- Altura mínima condutor solo: 14 metros
- Faixa de passagem: 55 metros

15.2. Conversoras HVDC

A concepção básica e os critérios para recomendação do bipolo objeto deste estudo de planejamento, que inclui suas conversoras, foram estabelecidos tendo em conta as informações consolidadas nas Tomadas de Subsídios sobre a tecnologia HVDC-VSC OHL que incluiu os principais fabricantes de sistemas HVDC, conforme detalhado no Capítulo 6.

15.2.1. Pontes Conversoras

Dentre as questões quanto à topologia das pontes conversoras investigadas, procurou-se identificar a configuração mais adequada para aplicação atual no caso brasileiro (linhas aéreas de elevada extensão), seja com 100% de pontes tipo Half-Bridge (HB), tipo 100% Full-Bridge (FB) ou mistas entre HB e FB.

A despeito de se considerar na prospecção de tecnologias a hipótese de alternativa de solução em Full Bridge (FB), a solução Half-Bridge (HB) foi indicada pela maioria dos fornecedores como a mais indicada, sob o ponto de vista técnico-econômico, para aplicações em projetos HVDC-VSC, dado que a utilização de válvulas FB aumentaria perdas e custos de projeto (OPEX e CAPEX).

Assim, concluiu-se que a configuração 100% HB é a mais indicada para o sistema brasileiro, tendo sido adotada também em projetos HVDC-VSC com linhas aéreas de alta potência (até 3 GW) no mercado internacional por diferentes fornecedores.

15.2.2. Potência nominal do bipolo

O bipolo em estudo foi concebido com possibilidade de operação em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde a transmitir da SE Angicos 500 kV para a SE Itaporanga 2 500 kV.

A potência nominal é a potência em regime contínuo no terminal CC em operação bipolar, com tensão 600 kV, medida entre o reator de alisamento e a linha CC, no lado de maior capacidade operando como retificador, que corresponde à SE Angicos.

Conforme indicado neste relatório, como forma de atender ao requisito de intercâmbio entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste foi adotada a potência nominal CC de 3.000 MW.

15.2.3. Perdas máximas nas conversoras

As perdas máximas admissíveis em cada estação conversora (retificador ou inversor) não deverão ser superiores a 1,0 % da sua potência nominal, incluindo a contribuição de todos os equipamentos e serviços auxiliares necessários a sua operação. Estas perdas devem ser avaliadas considerando as temperaturas máximas nos locais de instalação das conversoras.

15.2.4. Potência nominal das conversoras

Transmissão direta

Para a transmissão no sentido da SE Angicos para a SE Itaporanga 2 (sentido direto), a potência nominal do retificador deverá ser de 3.000 MW, considerando a tensão de 600 kV CC no retificador.

O terminal conversor localizado no Sudeste (Itaporanga 2), operando como inversor, deverá ser dimensionado para receber a potência máxima injetada no terminal retificador, deduzindo-se as perdas no retificador e na linha de transmissão.

A Tabela 15-6 apresenta uma estimativa do valor mínimo da potência da inversora em transmissão direta, ou seja, 2.867,3 MW (PCCcalculado) para Itaporanga 2. A partir desse resultado, a recomendação deste estudo para a potência nominal em corrente contínua da conversora de Itaporanga 2, operando como inversora é de 2.880 MW (Pcc).

Tabela 15-6 – Estimativa da potência da inversora em transmissão direta

TRANSMISSÃO		CONVERSORA-A (*)			LINHA DE TRANSMISSÃO (**)					CONVERSORA-B		
De A	Para B	Pca (MW)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	L (km)	Rpolo 20°C (Ω/km)	Rpolo 50°C (Ω/km)	In (kA)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	Perdas (MW)	Pca (MW)
Angicos	Itaporanga	3030,0	30,0	3.000	2.500	0,00425	0,00476	2,5	132,7	2.867,3	28,7	2.838,6

(*) tensão nominal, ± 600 kV CC; (**) 6 condutores tipo CAA 2167 MCM, Kiwi

Observe-se que esse valor de potência nominal foi recomendado tomando como base o comprimento da linha de transmissão, estimado em 2.500 km.

A potência nominal desse terminal quando operando como inversor poderá sofrer ajustes em função do comprimento real da linha, conhecido durante a elaboração do Projeto Básico. Em qualquer situação a inversora deve ser dimensionada de forma a não restringir a potência transmitida pela LT CC em condições meteorológicas favoráveis.

Transmissão reversa

As avaliações energéticas, consideradas neste relatório, indicam permanência reduzida de transmissão no sentido reverso, de tal forma que, a potência nominal da conversora de Itaporanga 2, operando como retificadora, foi estabelecida considerando essa premissa energética.

Segundo informações colhidas junto a fabricantes de equipamentos HVDC-VSC, durante estes estudos, o carregamento máximo nominal para operação como retificadora VSC, de uma conversora dimensionada na operação como inversora (transmissão direta), que não implique em custos adicionais, está limitada pela potência dos transformadores conversores.

Com esse critério, a conversora de Itaporanga 2 deve ser dimensionada para operar como retificadora, com potência nominal de 2.800 MW. A Tabela 15-7 apresenta um sumário com os resultados da avaliação da potência transmitida no sentido reverso.

Tabela 15-7 – Carregamento do bipolo em transmissão reversa

TRANSMISSÃO		CONVERSORA-A (*)			LINHA DE TRANSMISSÃO (**)					CONVERSORA-B		
A	B	Pca (MW)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	L (km)	Rpolo 20°C (Ω/km)	Rpolo 50°C (Ω/km)	In (kA)	Perdas (MW)	Pcc (MW)	Perdas (MW)	Pca (MW)
Itaporanga	Angicos	2838,6	28,1	2810,5	2.500	0,00425	0,00476	2,34	116,4	2693,5	26,9	2666,6

(*) tensão nominal, ± 600 kV CC; (**) 6 condutores tipo CAA 2167 MCM, Kiwi, por polo

15.2.5. Tensão nominal em transmissão reversa

Nas análises realizadas para especificação básica dos bipolos associados ao Madeira, a Belo Monte, assim como para o bipolo Nordeste I, foi recomendada a tensão nominal CC na operação reversa. Isto para reduzir os custos adicionais de perdas de transmissão, na hipótese da transmissão reversa ser concebida com tensão na retificadora ajustada à tensão resultante da tensão CC nessa conversora, quando operando como inversora, na transmissão direta.

Por essa razão, no caso atual, justifica-se recomendar a tensão nominal 600 kV CC para a conversora de Itaporanga 2, quando transmitindo em operação de retificação.

15.2.6. Arranjo das conversoras

No estágio atual de desenvolvimento da tecnologia de transmissão HVDC-VSC com linhas aéreas, sobretudo, para potência e tensão nominal elevadas, a topologia e os elementos integrantes das conversoras podem apresentar diferenças de fabricante para fabricante.

Sendo assim, e para permitir maior flexibilidade na concepção das instalações das conversoras, desde que atendam os critérios de planejamento, as recomendações deste relatório de planejamento e demais documentos licitatórios são de que deverá ser deixado a cargo do empreendedor, junto com o fabricante, aspectos de concepção da conversora, tendo em vista as possibilidades de fabricação e as restrições impostas para o transporte dos equipamentos.

Dentre as recomendações deste relatório, mas não limitadas a essas, destacam-se:

- Sistema de transmissão HVDC-VSC concebido para operação bipolar, com eletrodos de terra e retorno metálico;
- Conversoras tipo VSC, compostas por 100 % de válvulas Half-Bridge sendo observados os limites máximos de perdas nas conversoras, como definido na seção 15.2.3.
- Arranjo em que cada polo seja conectado ao lado CA a partir de disjuntores CA e transformadores independentes, de modo a possibilitar a operação monopolar, inclusive durante a falta em um dos polos.

A utilização de transformadores de 2 ou 3 enrolamentos não é relevante do ponto de vista de planejamento. Ressalta-se, no entanto, que se faz necessário recomendar um mínimo de 1 transformador reserva de cada tipo utilizado.

15.2.7. Eletrodos e linhas dos eletrodos

O eletrodo de cada conversora deve ser dimensionado para todas as condições de operação e, para limitar as perdas em operação com retorno pela terra, a resistência de aterramento do eletrodo de terra, incluindo linha, deve ser igual ou inferior a 0,35 Ω .

Em razão de interferências diversas, as instalações do eletrodo devem ser localizadas a uma distância mínima de cerca de 15 km da conversora. A localização do eletrodo será função de condicionantes locais, dentre os quais as características do solo e outras instalações existentes.

15.2.8. Máximo intercâmbio de potência reativa com a Rede CA

Para conversoras HVDC-VSC, com base na consulta aos fabricantes, a faixa típica de injeção e absorção de reativos é da ordem de 30% da potência nominal em situação de transmissão de potência ativa nominal, sem custo adicional das instalações. Ressalta-se que, em situações de operação com transmissão de potência ativa reduzida, poderá ser requisitado que os conversores operem em faixas maiores de absorção ou injeção de potência reativa, respeitando sempre os limites dos equipamentos.

Considerando esse limite, estão indicados na Tabela 15-8 as máximas potências reativas que poderão ser injetadas ou absorvidas pelo bipolo nas subestações de conexão do bipolo Nordeste II, quando em transmissão direta em potência nominal.

Tabela 15-8 – Máxima potência reativa injetada ou absorvida pelo bipolo Nordeste II

Conversora	Potência CC [MW]	Pot. Reativa Absorvida ou fornecida pelo elo [Mvar]	Transmissão
Angicos	3000	900	direta
Itaporanga 2	2860	858	direta

15.2.9. Capacidade de sobrecarga

Dada as características das conversoras com tecnologia VSC, que usualmente não permitem sobrecarga, o bipolo Nordeste II não foi planejado com requisito de sobrecarga, mesmo em condições climáticas favoráveis.

Além dessa limitação, em qualquer condição de operação, não é possível superar o limite de 1 pu da corrente nominal CC.

Todavia, conforme informações fornecidas pelos fabricantes, os valores máximos de capacidade de condução de corrente para os IGBTs (estado da arte), são de aproximadamente 3 kA. Logo, considerando um bipolo dimensionado para 600 kV e 3000 MW, em operação direta, obtém-se uma corrente nominal de aproximadamente 2,5 kA e de 2,33 kA em operação reversa. Dessa forma, na condição de transmissão direta, há uma capacidade natural de aproveitamento do equipamento até valores da ordem de 3400 MW a 3600 MW.

Assim, recomenda-se prever a utilização dessa capacidade adicional de transmissão de potência como uma sobrecarga virtual do equipamento, a ser empregada conforme critério do operador.

Ressalta-se, entretanto, que essa capacidade extra deve estar em consonância com os limites de condução de potência da linha de transmissão.

15.2.10. Potência mínima

O fluxo mínimo nos polos é consequência dos condicionantes de transmissão do sistema estudado. Requisitos de potência mínima, praticamente nula, não representam problemas tecnológicos para os fabricantes de conversoras VSC, nem custos adicionais. Desta forma, deverá ser previsto que o elo HVDC possa operar com potência desde zero até a potência nominal.

15.2.11. Configuração de operação

Recomenda-se as seguintes opções de operação:

- Operação normal, bipolar.
- Operação monopolar com retorno via terra.
- Operação monopolar com retorno metálico.

15.2.12. Operação em tensão reduzida (RVO)

A operação dos elos HVDC, com tensão reduzida, no modo RVO (*Reduced Voltage Operation*), objetiva, primordialmente: (i) a redução do risco de ocorrência de *flash-overs* quando sob condições climáticas desfavoráveis ou níveis elevados de poluição; e (ii) para a operação temporária da LT CC com o isolamento danificado.

Este modo de operação foi previsto na etapa de planejamento dos últimos projetos HVDC desenvolvidos no SIN, a saber, no sistema de transmissão CC do Madeira (tensão nominal de 600 kV), sistema de transmissão CC associado a UHE Belo Monte (tensão nominal de 800 kV), e para o bipolo Nordeste I, prevendo a possibilidade de redução da tensão de operação desses sistemas a diferentes patamares, até um limite inferior da tensão nominal. Nesses casos citados, que utilizam tecnologia HVDC-LCC, o limite inferior foi de 70%. No caso atual, com a tecnologia HVDC-VSC, existem limitações decorrentes da configuração indicada com válvulas *Half-Bridge*.

Com base nas recentes investigações com fabricantes, utilizando válvulas HB, a redução da tensão CC é conseguida através dos *taps* dos transformadores conversores, cuja faixa de variação deve ser mantida dentro de valores típicos, utilizados em conversoras HVDC, sob pena de impactar os custos do projeto. Respeitando essas indicações, o limite mínimo recomendado para a tensão CC deve ser igual a 80% da tensão nominal.

Desta forma, considerando uma margem de projeto, também recomendada pelos fabricantes, foi estabelecido limite mínimo de 85% da tensão nominal para o bipolo Nordeste II.

15.2.13. Eliminação de faltas temporárias

Com a utilização de conversoras constituída por pontes HB, a proteção do sistema, para isolamento de faltas temporárias no sistema CC, deverá ocorrer a partir da abertura dos disjuntores CA e outros equipamentos auxiliares para proteção e eliminação do defeito, conforme detalhado no Capítulo 12.

Segundo as informações obtidas com fabricantes, nestes casos, os tempos esperados para religamento, após extinção do defeito, podem ser de 1 até 2 segundos, seguindo sequência completa de abertura e fechamento de disjuntores CA e chaves CC. Através do modelo EMT/PSCAD desenvolvido, foi observado um tempo para reenergização do sistema após a falta de cerca de 2 segundos, além de um tempo total para recuperação da potência transmitida de cerca de 4 segundos após a falta. Desta forma, fica estabelecido em 5 segundos o tempo para recuperação de potência ativa após ocorrência de defeito no sistema CC.

No caso de falta permanente, o polo em falta pode operar no modo STATCOM para dar suporte de reativos à rede CA, sendo necessário seu isolamento da rede CC.

15.2.14. Operação com elevada penetração de IBRs na rede CA

Na fase de implantação do projeto será necessário a realização de estudos, com modelagem tipo EMT, para verificar a interação de controles do HVDC-VSC com os controles de equipamentos vizinhos. Nesses estudos deve-se dispor, preferencialmente, de modelos oficiais, tanto das plantas de geração conectadas por inversores (IBR), como do próprio HVDC-VSC.

Deve ser investigada a possibilidade da ocorrência de interações de controle e interações harmônicas entre o HVDC-VSC e equipamentos IBR vizinhos.

Caso se identifique problemas de ressonância, deve-se buscar soluções, dentre as quais, mas não se limitando a essas, ajustes de controle ou malhas de controle, de modo a alterar a impedância efetiva da instalação nas faixas de frequência mais problemáticas, ou mesmo, através da instalação de filtros passivos.

15.2.15. Requisitos de conversoras para operação em *Grid Forming* (GFM)

A despeito da crescente importância de conversoras operarem, em certas situações, como GFM, sobretudo quando instaladas em redes com forte presença de GRV, os requisitos para este modo de operação ainda estão em fase de desenvolvimento e discussão por parte de boa parte dos órgãos de planejamento e operação de sistemas elétricos no mundo, não havendo ainda um consenso claro. As definições de GFM podem ser diferentes para diferentes sistemas elétricos e operadores, em diferentes partes do mundo, a depender dos problemas e dificuldades encontrados e das oportunidades de mitigação destes que a operação como GFM proporciona.

Desta forma não há uma definição consensada, mas é possível estabelecer um conjunto de requisitos que fazem com que o sistema seja considerado GFM, como, por exemplo, necessidade

de responder rápido a eventos e contribuir para a estabilidade de tensão e frequência, conforme abordado com maior detalhe na seção 6.3.2.

Por essas razões, requisitos mais específicos para operação em GFM serão abordados de forma mais detalhada durante a fase de detalhamento dos estudos de planejamento e/ou no anexo técnico do edital da licitação, considerando aspectos de performance de sua resposta a determinados eventos, a fim de conferir flexibilidade ao projeto.

15.2.16. Requisitos de conversoras para operação em *black-start*

O sistema HVDC-VSC deverá ser provido de capacidade de operação em black-start em ambos os terminais, com a operação *black-start* em um terminal ocorrendo a partir de extração de potência do outro terminal desse sistema, sem a inclusão de elementos adicionais de armazenamento de energia para realização desta função.

15.2.17. Requisitos de conversoras para operação em modo STATCOM

Entende-se como modo de operação STATCOM a operação do conversor para o controle de tensão CA no seu ponto de conexão enquanto mantém-se a transmissão de potência ativa em zero. Durante este modo de operação, o conversor poderá fazer uso integral de sua capacidade de corrente para injeção ou absorção de potência reativa para o objetivo de controle de tensão CA, respeitando os limites operativos dos equipamentos.

O modo de operação STATCOM deverá ser acionado em caso de falhas na linha CC que levem à interrupção da capacidade de transmissão de potência ativa do sistema, após a atuação dos dispositivos de proteção para separação dos conversores e linha CC. Destaca-se que esse modo de controle deve estar disponível mesmo no caso de faltas permanentes na linha CC.

O modo de operação STATCOM pode, ainda, ser acionado a critério do ONS, a depender das necessidades operativas do sistema.

15.2.18. Filtros

Instalações VSC podem demandar instalação de filtros, em geral pequenos quando comparados aos dos projetos LCC. Comumente, não são filtros para compensar harmônicos gerados pelo próprio sistema VSC, mas sim por causa de fenômenos da rede CA já existente, como mitigar amplificação de distorção harmônica pré-existente na rede, filtrar alta frequência que o sistema de controle não consegue anular ou para mitigar interferências com elementos externos.

Por essas razões, e para permitir maior flexibilidade na concepção das instalações das conversoras, desde que atendam os critérios de planejamento, as recomendações deste relatório de planejamento e demais documentos licitatórios, caberá ao empreendedor, junto com o fabricante, a identificação das necessidades e concepção dos filtros para as conversoras VSC.

15.2.19. Sistema de controle

Nos estudos de estabilidade eletromecânica, a filosofia básica de controle do bipolo adotada considerou que a subestação retificadora controla potência e tensão no lado CA, enquanto a subestação inversora controla tensão nos lados CC e CA.

Foram considerados, ainda:

- Controle de potência que promove a rápida transferência de potência provocada pela emergência em um polo (sem violação da capacidade nominal e eventuais sobrecargas admissíveis), assim como mantém o valor da potência transmitida constante durante variações lentas de tensão CA.
- Controle de tomada de potência pelo bipolo, em função de eventos ocorridos na rede externa, comandados pelo seu sistema de controle, a partir do recebimento de sinais externos, aquisitados de outras subestações, linhas de transmissão e bipolos existentes e/ou planejados. Essa função tem o objetivo de possibilitar que o bipolo Nordeste II possa contribuir com o controle de tensão, frequência e estabilização do SIN após a ocorrência de perturbações (sem violação da capacidade nominal e eventuais sobrecargas admissíveis).
- Controle de transferência de potência para tomada em outros bipolos do SIN, em emergências.
- Controle de tensão CA no ponto de conexão do bipolo, a partir da malha de controle de potência reativa ou por operação em modo GFM, respeitados os limites de corrente, tensão e energia dos equipamentos.

Em suma, os sistemas de controle a serem fornecidos pelo empreendedor deverão atender a todos os requisitos de funcionalidade e desempenho estabelecidas nestes estudos, nos estudos de detalhamento e nos documentos licitatórios.

15.2.20. Principais constatações

Linhas de transmissão (solução de referência)

A linha de transmissão em 600 kV CC indicada neste estudo foi concebida a partir das linhas de transmissão (LTs) implantadas no SIN, para bipolos HVDC em 600 kV e 800 kV.

Para a alternativa de referência considerada, tendo em conta os requisitos de comprimento da LT superior a 2.500 km, tensão nominal 600 kV, potência nominal entre 3.000 MW e 3.400 MW, assim como queda máxima de tensão ao longo da linha entre 5% e 6%, foi indicada uma solução com 6 subcondutores por polo.

Essa solução em 600 kV CC, inédita no país, foi concebida pelo planejamento com apoio do CEPEL. A partir de uma concepção básica de linha de transmissão foram realizados os estudos de adequação e de otimização da linha, com utilização do programa ELEKTRA, atualizando-se os

condicionantes técnicos e econômicos para a nova solução. A metodologia e os critérios utilizados estão fundamentados no relatório do CEPEL indicado em referência [14].

Foi considerado, na otimização econômica, 6 subcondutores por polo; fator de perdas igual a 0,644, com potência nominal entre 3.000 MW e 3.400 MW; custo das perdas de R\$199,96/MW e taxa de atualização do capital de 8% ao ano. Para os condutores tipo CAA analisados, as bitolas que atendem a todos os critérios e resultam em queda máxima de tensão na LT dentro dos limites considerados, estão entre 2156 MCM e 2515 MCM. O condutor de menor custo total correspondeu ao de bitola 2167 MCM, “Kiwi”.

Assim, pelas avaliações expostas, justificou-se recomendar o condutor “Kiwi” (CAA 2167 MCM) para a nova linha objeto deste estudo.

Conversoras (solução de referência)

A concepção básica do bipolo HVDC objeto deste estudo, que inclui as conversoras, apoia-se na experiência pregressa na concepção dos bipolos em 600 kV e em 800 kV instalados no Brasil, com os necessários ajustes, decorrentes da tecnologia VSC.

O bipolo do estudo atual tem potência nominal igual a 3.000 MW e previsão de operar em dois sentidos de transmissão. A transmissão em sentido direto corresponde a transmitir potência da SE Angicos 500 kV para a SE Itaporanga 2 500 kV.

A potência nominal corresponde a potência nos terminais do retificador na transmissão direta, enquanto, a potência do inversor no terminal oposto é ajustada em função das perdas e comprimento das linhas CC. A recomendação para a potência nominal em corrente contínua na operação como inversora da conversora para Itaporanga 2 é de 2880 MW (Pcc). Na transmissão reversa, em função dos requisitos de transmissão, a conversora Itaporanga 2 operando como retificadora deve ser dimensionada para operar com potência nominal de 2.800 MW. A tensão CC nessa conversora, em transmissão reversa, deve ser mantida igual à tensão nominal 600 kV, para reduzir perdas.

16. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

16.1. Avaliação da evolução dos níveis de curto-circuito

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é essencial para o adequado dimensionamento dos equipamentos a serem empregados na expansão do sistema elétrico, bem como para a identificação de possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado. Para as análises, utilizou-se a base de dados de curto-circuito - PD2034.

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas, monofásicas e bifásicas nos barramentos das subestações na região de interesse (com tensão de operação igual ou superior a 345 kV nos

estados do RN, PR, SP e MG) para os anos de 2033 e 2035 representando as condições antes e após a implementação das obras, conforme a solução completa recomendada neste estudo

Nas análises de superação, foram considerados superados os disjuntores das subestações existentes cujos níveis de curto-circuito ultrapassaram 100% em relação à menor capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores instalados por nível de tensão. Foram classificados como em alerta os disjuntores com valores entre 90% e 100% dessa capacidade.

De forma objetiva, analisaram-se todos os resultados, sendo destacados na Tabela 16-6 apenas os disjuntores enquadrados nas condições de alerta e/ou superação. Foi identificada a superação dos disjuntores das subestações Santo Ângelo 345 kV e Tijuco Preto 500 kV, considerando os cenários pós entrada em operação das obras de expansão previstas neste estudo. Além disso, verificou-se que a subestação Milton Fornasaro 345 kV se encontra no limiar de superação, tanto nas condições pré-obras quanto pós-obras.

Diante desses resultados, foi realizado um estudo de *line-out* para os barramentos mencionados, com o objetivo de confirmar se a superação persiste ao se analisar individualmente cada disjuntor conectado.

Com base nessa avaliação, que identificou possível superação dos disjuntores de 345 kV associados à transformação 440/345 kV na SE Santo Ângelo, recomenda-se que seja realizado diagnóstico mais detalhado e eventual busca por soluções técnicas no estudo em curso para essa região, previsto na programação de estudos da EPE (EPE-DEE-RE-038/2025-rev0 – Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo – Parte II).

Para os demais equipamentos, a superação inicialmente detectada não se confirmou nas avaliações de *line-out*, conforme ilustrado na Figura 16-2 e na Figura 16-3.

Tabela 16-1 – Níveis de Curto-Circuito nas Barras da Região do Estudo.

BARRA	Vbase	Capacidade do Disjuntor	TRIFÁSICO (kA)				MONOFÁSICO (kA)				BIFÁSICO (kA)			
			ANTES		DEPOIS		ANTES		DEPOIS		ANTES		DEPOIS	
			2033	2035	2033	2035	2033	2035	2033	2035	2033	2035	2033	2035
BAURU--SP440	440	31,5	29,23	29,20	29,51	29,56	26,72	26,69	27,27	27,32	28,61	28,58	29,11	29,15
ARARAQ-SP440	440	40	38,48	38,47	39,08	39,14	33,8	33,65	36,38	36,42	37,42	37,37	38,47	38,53
EMBU---SP440	440	31,5	27,53	27,55	28,05	28,11	25,78	25,69	28,37	28,42	27,55	27,54	28,81	28,87
EMBU---SP345	345	40	37,29	37,32	38,23	38,25	33,32	33,26	35,33	35,35	36,82	36,84	37,96	37,97
SANGEL-SP440	440	32	29,08	29,10	30,09	31,64	27,72	27,73	28,55	29,75	29,33	29,34	30,09	31,58
S.ANGE-SP345	345	40	37,96	37,99	40,67	42,18	32,53	32,54	35,73	37,46	36,97	37	39,78	41,38
BANDEI-SP345	345	40	35,09	35,13	36,06	36,09	34,82	34,84	37,3	37,31	35,86	35,89	37,15	37,17
MFORNA-SP345	345	40	36,56	36,60	37,57	37,59	36,11	36,13	38,09	38,11	37,04	37,08	38,42	38,44
T.PRET-SP500	500	31,5	29,28	29,30	33,81	33,88	25,07	25,08	34,47	34,52	28,2	28,22	34,49	34,56
CAMPIN-SP500	500	31,5	27,46	27,50	28,73	28,76	20,15	20,16	24,81	24,83	25,52	25,55	27,65	27,69
ARARA2-SP500	500	50	41,38	41,40	43,73	43,78	43,41	43,42	45,06	45,1	42,64	42,66	44,72	44,77
BATEIAS	525	39,5	31,31	31,83	35,04	36,08	28,44	28,73	31,55	32,29	30,69	31,13	34,64	35,6
JAGUAR-MG345	345	40	34,28	34,33	36,05	35,83	34,1	34,14	36,82	36,71	34,58	34,62	36,86	36,71
ESTREI-MG345	345	40	35,98	36,03	38,89	38,56	33,65	33,67	36,51	36,54	35,24	35,28	38,16	38
ESTREI-MG500	500	40	36,85	36,90	37,74	37,56	38,84	38,87	39,1	38,94	38,13	38,17	38,74	38,56

X-----												
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura 16-1 – Análise de Curto-Circuito – *line out* – Barramento 345 kV da SE Santo Ângelo – 40 kA

X-----												
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura 16-2 – Análise de Curto-Circuito – *line out* – Barramento 345 kV da SE Milton Fornasaro – 40 kA

X-----X												
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura 16-3 – Análise de Curto-Circuito – *line out* – Barramento 500 kV da SE Tijucu Preto – 31,5 kA

16.2. Avaliação da potência de curto-circuito mínima e máxima nas conversoras

Esta seção apresenta a análise detalhada das condições limite — mínima e máxima — de potência de curto-circuito determinadas para as subestações de acoplamento ao sistema interligado do novo bipolo Angicos–Itaporanga 2. Adicionalmente, são avaliadas as variações na potência de curto-circuito (SCC) sob condições de rede alterada, considerando cenários N-1 e N-2.

Potência de Curto-Circuito nas Subestações das Conversoras

A Tabela 16-2 reúne os valores de curto-circuito mínimos e máximos obtidos para as subestações que abrigarão as conversoras. Observa-se uma maior amplitude de variação na subestação de Angicos, em comparação com a subestação de Itaporanga 2, reflexo direto da topologia de rede e da distribuição de geração renovável variável na região.

Destaca-se que a configuração completa de rede recomendada no estudo resulta, para um bipolo de 3000 MW, em um valor mínimo de SCR igual a 4, plenamente compatível com as recomendações técnicas de operação segura e estável para conversores HVDC.

Tabela 16-2 Valores de curto-circuito nas conversoras

Subestação	Curto	SCC [MVA]	SCR
Angicos	Mínimo	12242,0	4,08
	Máximo	18196,9	6,07
Itaporanga	Mínimo	16410,9	5,47
	Máximo	16925,5	5,64

Condições de Rede Alterada

As análises subsequentes avaliam o comportamento da potência de curto-circuito sob condições de rede alterada — N-1 e N-2 — envolvendo a indisponibilidade de linhas de transmissão ou compensadores síncronos diretamente conectados às subestações conversoras.

Na Tabela 16-3 são apresentados os valores de potência de curto-circuito mínima para a subestação de Angicos. Observa-se que as perdas de linhas em direção à subestação de Morro Verde produzem impacto reduzido, evidenciando uma rede malhada e robusta nessa direção.

A indisponibilidade de uma unidade de compensador síncrono em Açú ou João Câmara resultou em redução de apenas 5% nos valores de SCC. Em contrapartida, a perda dos circuitos entre Açú e Angicos tem efeito expressivo: a contingência N-2 (LT 500 kV Açú III – Angicos) é a mais crítica, com uma redução de aproximadamente 50% no nível de curto-circuito observado em Angicos.

Tabela 16-3 - Potência mínima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Angicos em N, N-1 e N-2

Contingência	Angicos SCC [MVA]	Variação	SCR
Sistema Completo	12242,0	-	4,08
LT 500 kV Angicos - Morro Verde, C1	12064,3	-1,5%	4,02
LT 500 kV Angicos - Morro Verde, C2 e C3	12034,9	-1,7%	4,01
LT 500 kV Açú III - Angicos, C1	10900,1	-11,0%	3,63
LT 500 kV Açú III - Angicos, C2	10705,6	-12,6%	3,57
LT 500 kV Açú III - Angicos C1 e C2	5755,3	-53,0%	1,92
1 Compensador Síncrono João Câmara	11585,9	-5,4%	3,86
1 Compensador Síncrono Açú III	11600,8	-5,2%	3,87

Já a Tabela 16-4 apresenta a análise equivalente para a condição de curto-circuito máxima em Angicos. As reduções de potência sob contingências seguem a mesma tendência da condição mínima, com valores ligeiramente superiores na direção da SE João Câmara. Novamente, a perda simultânea dos circuitos C1 e C2 da LT 500 kV Açú III – Angicos desponta como a contingência mais severa — uma consequência esperada dada a proximidade elétrica entre as duas subestações.

Tabela 16-4 - Potência máxima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Angicos em N, N-1 e N-2

Contingência	Angicos SCC [MVA]	Variação	SCR
Sistema Completo	18196,9	-	6,07
LT 500 kV Angicos - Morro Verde, C1	17682,5	-2,8%	5,89
LT 500 kV Angicos - Morro Verde, C2 e C3	17599,4	-3,3%	5,87
LT 500 kV Açú III - Angicos, C1	16042,8	-11,8%	5,35
LT 500 kV Açú III - Angicos, C2	15725,9	-13,6%	5,24
LT 500 kV Açú III - Angicos C1 e C2	9063,6	-50,2%	3,02
1 Compensador Síncrono João Câmara	17717,0	-2,6%	5,91
1 Compensador Síncrono Açú III	17205,8	-5,4%	5,74

Análise análoga foi conduzida para a subestação de Itaporanga 2. Diferentemente de Angicos, todas as contingências de linha avaliadas impactam de forma perceptível os valores de potência de curto-circuito observados. Entre as situações analisadas, destaca-se a perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (C1) como a mais crítica do ponto de vista da potência de curto-circuito.

A Tabela 16-5 apresenta os valores de potência mínima em Itaporanga 2 sob condições N, N-1 e N-2, enquanto a Tabela 16-6 exibe os correspondentes valores máximos. A proximidade entre ambos indica estabilidade dos níveis de curto-circuito nessa região.

Tabela 16-5 - Potência mínima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Itaporanga 2 em N, N-1 e N-2

Contingência	Itaporanga 2 SCC [MVA]	Variação	SCR
Sistema Completo	16410,9	-	5,47
LT 500 kV Araraquara 2 - Itaporanga, C1	12338,5	-24,8%	4,11
LT 500 kV Itaporanga - Itaberá, C1	15177,2	-7,5%	5,06
LT 500 kV Itaporanga - Itaberá, C1 e C2	12662,7	-22,8%	4,22
LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1	15000,6	-8,6%	5,00
LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 e C2	12391,7	-24,5%	4,13
TR 765/500 kV Itaberá	11224,8	-31,6%	3,74

Tabela 16-6 - Potência máxima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Itaporanga em N, N-1 e N-2

Contingência	Itaporanga 2 SCC [MVA]	Variação	SCR
Sistema Completo	16925,5	-	5,64
LT 500 kV Araraquara 2 - Itaporanga, C1	12653,6	-22,9%	4,22
LT 500 kV Itaporanga - Itaberá, C1	15614,6	-4,9%	5,20
LT 500 kV Itaporanga - Itaberá, C1 e C2	12963,8	-21,0%	4,32
LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1	15429,1	-6,0%	5,14
LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 e C2	12693,7	-22,7%	4,23
TR 765/500 kV Itaberá	11468,3	-30,1%	3,82

17. REFERÊNCIAS

- [1] Manitoba HVDC - Research Center, "PSCAD Knowledge Base - MMC Technologies," [Online]. Available: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/234>.
- [2] ONS, "Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão," 2022.
- [3] N. H. e. al, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. pp. 3271-3281, Julho 2021.
- [4] EPE, "EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5," 2020.
- [5] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – CCPE/CTET -Janeiro/2001", 2001.
- [6] EPE, "EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas," 2022.
- [7] ANEEL, "Base de Preços de Referência ANEEL 03/2024".
- [8] ANEEL, "Manual De Controle Patrimonial Do Setor Elétrico MCPSE," 2015.
- [9] EPE, "Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste (versão 3)," 2023.
- [10] P. R. T. d. Energia, "Inserção de um Sistema de Transmissão de Ultra-Alta Tensão em Corrente Alternada (UATCA) no Brasil", PD-10733-0320 Aneel," Brasília, 202X.
- [11] J. A. e. o. Cardoso, "INSERÇÃO DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ULTRA ALTA TENSÃO EM 1000 KV CA NO BRASIL – PANORAMA DE UMA PRIMEIRA APLICAÇÃO NO SIN," *XXVII SNPTEE - GPL* 19, 13 a 16 Outubro 2013.
- [12] J. A. e. o. Jardini, Transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada – Pesquisa Aplicada no Sistema Elétrico Brasileiro, Brasília: Teixeira Gráfica e Editora, 2017.
- [13] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, L. Xiaonan e S. Engelken, "Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends— A Review," *IEEE Open Journal of Industry Applications*, 2021.
- [14] CEPEL, "Concepção de alternativas de referência de linha de transmissão em ± 600 kV CC para os estudos do bipolo Nordeste II brasileiro, Relatório de Projeto – DGA - 3432/2024," Rio de Janeiro, out-2024.
- [15] CEPEL, "Concepção de alternativas de referência de linha de transmissão em ± 600 kV CC para os estudos do bipolo nordeste II brasileiro – Parte 2: alternativa ± 525 kV, Relatório de Serviço Técnico – DGA - 1232/2025," 2025.
- [16] ONS, "PTC-ONS 0772/2025 - Tempos de Falha de Comutação," 2025.
- [17] ONS, "RT-ONS DPL 0215/2024 - IDENTIFICAÇÃO DO FENÔMENO DE FALHA DE COMUTACAO NO SIN - 2024," 2024.

- [18] CEPEL, “ELEKTRA: Dimensionamento, Cálculo de Custos e Otimização das Linhas de Transmissão,” [Online]. Available: <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
- [19] INMET, “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima,” [Online]. Available: <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [20] ABNT, NBR 5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica., 1985.
- [21] J. M. d. B. e. a. Bezerra, Recapacitação de Linhas Aéreas de Transmissão: desenvolvimento sustentável do sistema elétrico, São Paulo: Blucher, 2023.
- [22] J. J. A. de Paula, Cabos Elétricos e de Potência: dimensionamento., São Paulo: Blucher, 2023.
- [23] Idaho National Laboratory, Advanced Conductor Scan Project, 2023.
- [24] E. M. e. al, “Reconductoring using HTLS conductors: Case study for a 220 kV double circuit transmission LINE in Romania,” IEEE PES 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance (ESMO), Providence, RI, USA, 2011.
- [25] C. E. Authority., Reconductoring using HTLS conductors: Guidelines for Rationalised Use of High Performance Conductors, 2019.
- [26] EPE, “EPE-DEE-IT-030/2025 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento,” 2025.
- [27] ANEEL, “Resolução Normativa da Aneel nº 915,” Brasília, 2021.

18. ANEXOS

18.1. Anexo I – Plano de obras das alternativas

18.1.1. Plano de obras – Alternativas de conexão do bipolo na Região Nordeste

São apresentados a seguir os planos de obras das quatro alternativas de pontos de conexão do bipolo Nordeste II, avaliadas na fase inicial do estudo.

18.1.1.1. Alternativa 1 – Angicos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						26.571.813,57	14.244.072,32	2.360.306,00	4.967.309,59
SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.704.350,23	2.001.345,17	329.047,92	709.801,45
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
LT 600 kV CC ANGICOS - ITAPORANGA 2 (Nova)						9.694.400,00	5.237.582,67	861.128,67	1.857.572,51
Linha CC ±600 kV, 2500 km, 6 x 2167 MCM (Kiw)		2033	2.500,0	1,0	3877,76	9.694.400,00	5.237.582,67	861.128,67	1.857.572,51
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km		2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)					51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)					88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)					111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km	2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)					164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km	2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)					1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km	2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)					883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)					1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76

LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)					321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)					321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo NA	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

18.1.1.2. Alternativa 2 – Queimada Nova II

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						25.617.615,92	13.728.549,02	2.275.547,07	4.784.427,97
SE 600/500 kV QUEIMADA NOVA 3 (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.704.350,23	2.001.345,17	329.047,92	709.801,45
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
LT 600 kV CC QUEIMADA NOVA 3 - ITAPORANGA 2 (Nova)						8.143.296,00	4.399.569,45	723.348,08	1.560.360,91
Linha CC ±600 kV, 2100 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)		2033	2.100,0	1,0	3877,76	8.143.296,00	4.399.569,45	723.348,08	1.560.360,91
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km		2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95		878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km	2035	1,0	1,0	153235,30		153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						893.995,56	482.997,98	79.411,33	171.301,12
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 299 km	2033	299,0	1,0	2721,99		813.875,01	439.711,34	72.294,43	155.948,99
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	####	3208,70		839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	####	2746,90		206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de 200 m)	2033	45,0	####	2746,90		148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65		32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18		15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51		1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)						1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00		277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00		84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV ARINOS (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JAIBA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV QUEIMADA NOVA 2 - QUEIMADA NOVA 3, C1 (Nova)					109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km	2033	30,0	1,0	2721,99	81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 500 kV QUEIMADA NOVA 2 - QUEIMADA NOVA 3, C2 (Nova)					109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km	2033	30,0	1,0	2721,99	81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 500 kV QUEIMADA NOVA 2 - QUEIMADA NOVA 3, C3 (Nova)					109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km	2033	30,0	1,0	2721,99	81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 230 kV CAMPINA GRANDE II - PARAÍSO, C3 (Nova)					153.560,24	82.963,82	13.640,36	29.424,13
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 118 km	2033	118,0	1,0	1104,18	130.293,24	70.393,38	11.573,61	24.965,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
LT 500 kV CURRAL NOVO II - MILAGRES II, C2 (Nova)					615.482,21	332.525,89	54.671,71	117.934,36
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 214 km	2033	214,0	1,0	2469,23	528.415,22	285.486,30	46.937,77	101.251,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	2033	3,0	1,0	6388,81	19.166,43	10.355,03	1.702,50	3.672,54
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3834,34	3.834,34	2.071,57	340,59	734,71
LT 230 kV AÇU III - MORADA NOVA 2, C2 (Nova)					222.019,40	119.950,17	19.721,41	42.541,79
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 180 km	2033	180,0	1,0	1104,18	198.752,40	107.379,74	17.654,67	38.083,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95

18.1.1.3. Alternativa 3 – Milagres

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						26.287.663,08	14.090.554,65	2.335.065,64	4.912.862,68
SE 600/500 kV MILAGRES 3 (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.704.350,23	2.001.345,17	329.047,92	709.801,45
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
LT 600 kV CC MILAGRES 3 - ITAPORANGA 2 (Nova)						9.112.736,00	4.923.327,71	809.460,95	1.746.118,16
Linha CC ±600 kV, 2350 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)		2033	2.350,0	1,0	3877,76	9.112.736,00	4.923.327,71	809.460,95	1.746.118,16
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km		2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)							1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95			878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22		27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22		27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19		3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19		3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)							153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr	2035	1,0	1,0	153235,30			153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)							893.995,56	482.997,98	79.411,33	171.301,12
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 299 km	2033	299,0	1,0	2721,99			813.875,01	439.711,34	72.294,43	155.948,99
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91		19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91		25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19		3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19		3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)							936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	#####	3208,70			839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98		20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98		20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06		13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06		13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02		15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87		3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87		3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15		4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)							401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	#####	2746,90			206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	#####	2746,90			148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06		13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06		13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02		15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15		4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)							59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3* ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65			32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18			15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92			9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51			1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)							1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95			634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95			634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95		45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95		45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90		27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90		27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19		7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19		7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)							277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00			277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)							84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00			84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)							316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51			14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90			278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69			15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36			3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91			4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)							316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51			14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90			278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69			15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36			3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91			4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)							312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51			14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90			278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69			15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36			3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91			4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)							316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51			14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90			278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69			15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36			3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91			4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)							321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)							321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)							313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD		2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD		2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV MILAGRES 2 - MILAGRES 3, C1 (Nova)							109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km		2033	30,0	1,0	2721,99		81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 2	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 3	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 500 kV MILAGRES 2 - MILAGRES 3, C2 (Nova)							109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km		2033	30,0	1,0	2721,99		81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 2	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 3	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 500 kV MILAGRES 2 - MILAGRES 3, C3 (Nova)							109.355,50	59.081,37	9.713,77	20.953,93
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 30 km		2033	30,0	1,0	2721,99		81.659,70	44.118,20	7.253,62	15.647,06
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 2	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	MILAGRES 3	2033	1,0	1,0	13847,90		13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
LT 230 kV CAMPINA GRANDE II - PARAÍSO, C3 (Nova)							153.560,24	82.963,82	13.640,36	29.424,13
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 118 km		2033	118,0	1,0	1104,18		130.293,24	70.393,38	11.573,61	24.965,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campina Grande II	2033	1,0	1,0	10501,25		10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Paraíso	2033	1,0	1,0	10501,25		10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	Campina Grande II	2033	1,0	1,0	1132,25		1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	Paraíso	2033	1,0	1,0	1132,25		1.132,25	611,72	100,57	216,95
LT 230 kV AÇU III - MORADA NOVA 2, C2 (Nova)							222.019,40	119.950,17	19.721,41	42.541,79
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 180 km		2033	180,0	1,0	1104,18		198.752,40	107.379,74	17.654,67	38.083,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Açu III	2033	1,0	1,0	10501,25		10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova 2	2033	1,0	1,0	10501,25		10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	Açu III	2033	1,0	1,0	1132,25		1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	Morada Nova 2	2033	1,0	1,0	1132,25		1.132,25	611,72	100,57	216,95

18.1.1.4. Alternativa 4 – Santa Brígida

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						26.074.315,88	13.975.289,79	2.316.114,56	4.871.982,59
SE 600/500 kV SANTA BRÍGIDA (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.704.350,23	2.001.345,17	329.047,92	709.801,45
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
LT 600 kV CC SANTA BRÍGIDA - ITAPORANGA 2 (Nova)						8.337.184,00	4.504.321,10	740.570,66	1.597.512,36
Linha CC ±600 kV, 2150 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)		2033	2.150,0	1,0	3877,76	8.337.184,00	4.504.321,10	740.570,66	1.597.512,36
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km		2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95		878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr	2035	1,0	1,0	153235,30		153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						893.995,56	482.997,98	79.411,33	171.301,12
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 299 km	2033	299,0	1,0	2721,99		813.875,01	439.711,34	72.294,43	155.948,99
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	#####	3208,70		839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	#####	2746,90		206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	#####	2746,90		148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65		32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18		15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51		1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)						1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00		277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00		84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN		2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD		2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD		2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 230 kV CAMPINA GRANDE II - PARAÍSO, C3 (Nova)						153.560,24	82.963,82	13.640,36	29.424,13
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 118 km		2033	118,0	1,0	1104,18	130.293,24	70.393,38	11.573,61	24.965,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campina Grande II	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Paraíso	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	Campina Grande II	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	Paraíso	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
LT 230 kV AÇU III - MORADA NOVA 2, C2 (Nova)						222.019,40	119.950,17	19.721,41	42.541,79
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 180 km		2033	180,0	1,0	1104,18	198.752,40	107.379,74	17.654,67	38.083,53
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Açu III	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Morada Nova 2	2033	1,0	1,0	10501,25	10.501,25	5.673,50	932,80	2.012,18
MIM - 230 kV	Açu III	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
MIM - 230 kV	Morada Nova 2	2033	1,0	1,0	1132,25	1.132,25	611,72	100,57	216,95
LT 500 kV XINGÓ - ANGEL, C1 (Nova)						580.912,99	313.849,21	51.601,01	111.310,45
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 200 km		2033	200,0	1,0	2469,23	493.846,00	266.809,63	43.867,07	94.627,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	XINGÓ	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ANGEL	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	XINGÓ	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ANGEL	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	XINGÓ	2033	3,0	1,0	6388,81	19.166,43	10.355,03	1.702,50	3.672,54
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ANGEL	2033	1,0	1,0	3834,34	3.834,34	2.071,57	340,59	734,71
MIM - 500 kV	XINGÓ	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	ANGEL	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SECC LT 500 kV PAULO AFONSO IV - JEREMOABA, C1, NA SE SANTA BRÍGIDA (Nova)						76.281,14	41.212,32	6.775,86	14.616,45
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,8 km		2033	2,8	1,0	4362,47	12.214,92	6.599,34	1.085,02	2.340,54
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV PAULO AFONSO IV - XINGÓ, C1, NA SE SANTA BRÍGIDA (Nova)						129.503,27	69.966,59	11.503,44	24.814,50
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2033	15,0	1,0	4362,47	65.437,05	35.353,60	5.812,61	12.538,59
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV PAULO AFONSO IV - SANTA BRÍGIDA, C1 (Nova)						103.573,90	55.957,76	9.200,20	19.846,10
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 16 km		2033	16,0	1,0	2469,23	39.507,68	21.344,77	3.509,37	7.570,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	PAULO AFONSO IV	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	SANTA BRÍGIDA	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	PAULO AFONSO IV	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	SANTA BRÍGIDA	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	PAULO AFONSO IV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	SANTA BRÍGIDA	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

18.1.2. Plano de obras – Alternativas de conexão do bipolo nas Regiões Sul/Sudeste

São apresentados a seguir os planos de obras das quatro alternativas de pontos de conexão do bipolo Nordeste II e suas combinações com alternativas de tecnologia. Estas alternativas representam a etapa final de comparações de alternativas deste estudo.

18.1.2.1. Alternativa 1A – Curitiba Oeste – LCC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						30.321.658,20	16.112.728,40	2.693.395,07	5.511.206,62
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.638.540,29	1.965.790,10	323.202,20	697.191,41
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	5,0	1,0	14432,51	72.162,55	38.987,18	6.410,01	13.827,28
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21767,65	21.767,65	11.760,38	1.933,56	4.170,96
SE 800/525 kV CURITIBA OESTE (Ampliação/Adequação)						3.604.522,38	1.947.411,29	320.180,47	690.673,14
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16432,84	49.298,52	26.634,46	4.379,06	9.446,23
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2033	6,0	1,0	15048,02	90.288,12	48.779,86	8.020,06	17.300,37
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	15048,02	30.096,04	16.259,95	2.673,35	5.766,79
LT 800 kV CC ANGICOS - CURITIBA OESTE (Nova)						10.557.454,95	5.703.864,41	937.791,63	2.022.945,01
Linha CC ±800 kV, 2915 km, 6 x 1272 MCM (Bittern)		2033	2.835,0	1,0	3723,97	10.557.454,95	5.703.864,41	937.791,63	2.022.945,01
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km		2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km		2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40

LT 500 kV CAMPINAS - ITABERÁ, C1 (Nova)					1.179.362,48	546.273,02	104.759,74	125.051,13
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km	2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Campinas	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Itaberá	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04
MIM - 500 kV	Campinas	2035	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.024,36	771,76
MIM - 500 kV	Itaberá	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)					176.577,88	81.789,72	15.684,96	18.723,05
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2035	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	41.332,37	7.926,38	9.461,68
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	7.809,57	1.497,65	1.787,74
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	6.363,97	1.220,43	1.456,82
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	22863,58	22.863,58	10.590,26	2.030,91	2.424,29
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0					
MIM - 765 kV	2035	1,0	1,0	4136,44	4.136,44	1.915,97	367,43	438,60
MIG (Terreno Rural)	2035	1,0	1,0	29744,77	29.744,77	13.777,58	2.642,15	3.153,92
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)					684.507,10	317.059,23	60.803,01	72.580,22
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2035	200,0	1,0	2855,40	571.080,00	264.520,54	50.727,57	60.553,22
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2035	4,0	1,0	5756,33	23.025,32	10.665,18	2.045,28
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2035	4,0	1,0	5756,33	23.025,32	10.665,18	2.045,28
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	12477,72	12.477,72	5.779,60	1.108,36
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	12477,72	12.477,72	5.779,60	1.108,36
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	13649,81	13.649,81	6.322,50	1.212,48
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	13649,81	13.649,81	6.322,50	1.212,48
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	3455,57	3.455,57	1.600,60	306,95
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	3455,57	3.455,57	1.600,60	306,95
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	4105,13	4.105,13	1.901,47	364,65
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	4105,13	4.105,13	1.901,47	364,65
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JÁIBA (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.2. Alternativa 1B – Curitiba Oeste – VSC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						27.005.777,75	14.313.427,87	2.398.853,92	4.867.143,13
SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51
SE 600/525 kV CURITIBA OESTE (Nova)						3.720.384,16	2.010.007,80	330.472,18	712.873,76
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2033	6,0	1,0	15048,02	90.288,12	48.779,86	8.020,06	17.300,37
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	15048,02	30.096,04	16.259,95	2.673,35	5.766,79
LT 600 kV CC ANGICOS - CURITIBA OESTE (Nova)						10.993.449,60	5.939.418,75	976.519,91	2.106.487,23
Linha CC ±600 kV, 2915 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)		2033	2.835,0	1,0	3877,76	10.993.449,60	5.939.418,75	976.519,91	2.106.487,23
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km		2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km		2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV CAMPINAS - ITABERÁ, C1 (Nova)						1.179.362,48	546.273,02	104.759,74	125.051,13
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Campinas	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Itaberá	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	Campinas	2035	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.024,36	771,76	921,24
MIM - 500 kV	Itaberá	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62

LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	#####	3208,70		839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	#####	2746,90		206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	#####	2746,90		148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65		32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18		15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51		1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						202.848,17	93.957,95	18.018,48	21.508,56
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2035	4,0	1,0	25925,01		103.700,04	48.033,18	9.211,41	10.995,61
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	19151,14		19.151,14	8.870,68	1.701,15	2.030,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15635,00		15.635,00	7.242,03	1.388,82	1.657,82
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	25571,35		25.571,35	11.844,48	2.271,44	2.711,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0						
MIM - 765 kV	2035	1,0	1,0	4524,37		4.524,37	2.095,66	401,89	479,73
MIG (Terreno Rural)	2035	1,0	1,0	34266,27		34.266,27	15.871,91	3.043,78	3.633,35
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)						759.871,08	351.967,34	67.497,40	80.571,28
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2035	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00		277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00		84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPE (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)							321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)							313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD			2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD			2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

18.1.2.3. Alternativa 2A – Itaporanga 2 – LCC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						30.702.119,05	16.475.547,85	2.727.190,44	5.758.729,58
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.638.540,29	1.965.790,10	323.202,20	697.191,41
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	5,0	1,0	14432,51	72.162,55	38.987,18	6.410,01	13.827,28
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21767,65	21.767,65	11.760,38	1.933,56	4.170,96
SE 800/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.632.813,36	1.962.696,02	322.693,49	696.094,06
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	5,0	1,0	14917,50	74.587,50	40.297,31	6.625,42	14.291,93
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16290,31	48.870,93	26.403,44	4.341,08	9.364,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			3,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
LT 800 kV CC ANGICOS - ITAPORANGA (Nova)						9.309.925,00	5.029.862,79	826.976,74	1.783.902,13
Linha CC ±800 kV, 2500 km, 6 x 1272 MCM (Bitem)		2033	2.500,0	1,0	3723,97	9.309.925,00	5.029.862,79	826.976,74	1.783.902,13
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km		2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km		2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ	Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)					51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)					88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)					111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km	2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)					164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km	2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)					1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)					153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr	2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)					883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70	838.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)					1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54

LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)					621.149,11	335.587,54	55.175,08	119.020,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	15760,69	31.521,38	17.030,02	2.799,96	6.039,90
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)					624.562,47	337.431,67	55.478,28	119.674,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	15760,69	31.521,38	17.030,02	2.799,96	6.039,90
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JAÍBA (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.4. Alternativa 2B – Itaporanga 2 – VSC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN				
						26.571.813,57	14.244.072,32	2.360.306,00	4.967.309,59				
SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)						3.713.050,77	2.006.045,80	329.820,77	711.468,59				
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC:					2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barrar					2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						5,0							
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						5,0							
MIM - 500 kV					2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66	
MIG (Terreno Rural)					2033	1,0	1,0	21697,43	21.697,43	11.722,45	1.927,33	4.157,51	
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)						3.704.350,23	2.001.345,17	329.047,92	709.801,45				
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC:					2033	1,0	1,0	3600000,00	3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barrar					2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						3,0							
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						3,0							
MIM - 500 kV					2033	1,0	1,0	21720,73	21.720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97	
MIG (Terreno Rural)					2033	1,0	1,0	22959,50	22.959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34	
LT 600 kV CC ANGICOS - ITAPORANGA (Nova)						9.694.400,00	5.237.582,67	861.128,67	1.857.572,51				
Linha CC ±600 kV, 2500 km, 6 x 2167 MCM (Kiwí)					2033	2.500,0	1,0	3877,76	9.694.400,00	5.237.582,67	861.128,67	1.857.572,51	
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						189.227,46	102.233,71	16.808,59	36.258,43				
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ					2033	4,0	1,0	22308,37	89.233,48	48.210,07	7.926,38	17.098,29	
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM					2033	1,0	1,0	16860,27	16.860,27	9.109,08	1.497,65	3.230,65	
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM					2033	1,0	1,0	13739,34	13.739,34	7.422,94	1.220,43	2.632,64	
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM					2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						5,0							
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						5,0							
MIM - 765 kV					2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86	
MIG (Terreno Rural)					2033	1,0	1,0	34774,27	34.774,27	18.787,46	3.088,91	6.663,20	
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C1 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km					2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV					Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C2 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km					2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV					Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - ITAPORANGA 2, C3 (Nova)						188.708,65	101.953,41	16.762,51	36.159,02				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km					2033	45,0	1,0	2721,99	122.489,55	66.177,29	10.880,43	23.470,58	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaberá	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV					Itaberá	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV					Itaporanga 2	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)						760.989,43	411.138,91	67.596,74	145.815,42				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km					2033	240,0	1,0	2721,99	653.277,60	352.945,56	58.028,97	125.176,44	
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ					Araraquara 2	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ					Itaporanga	2033	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	14.270,66	2.346,29	5.061,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Araraquara 2	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM					Araraquara 2	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					Itaporanga	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV					Itaporanga	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97				
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km					2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25	
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km					2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
MIM - 500 kV					2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66	
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28				
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km					2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68	
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km					2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68	
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34	
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91	
MIM - 500 kV					2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66	

SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km	2033	10,0	1,0	4759,37		47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13397,69		26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51		28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82		8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km	2033	42,0	1,0	2403,02		100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	Angicos	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13397,69	Monte Verde	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	Angicos	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	Monte Verde	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	Angicos	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	Monte Verde	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	2033	277,0	1,0	3170,95		878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	6765,22	São Gonçalo do Pará	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	6765,22	Itajubá 3	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	São Gonçalo do Pará	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	Itajubá 3	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	São Gonçalo do Pará	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	Itajubá 3	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	São Gonçalo do Pará	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	Itajubá 3	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	São Gonçalo do Pará	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	Itajubá 3	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 ki	2035	1,0	1,0	153235,30		153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	2033	295,0	1,0	2721,99		802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	2033	3,0	1,0	6356,91	Assis	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	6356,91	Marimbondo II	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	Assis	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	Marimbondo II	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	Assis	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	Marimbondo II	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,088	3208,70		839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	Abdon Batista 2	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	Curitiba Oeste	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	Abdon Batista 2	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	Curitiba Oeste	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15048,02	Abdon Batista 2	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	Abdon Batista 2	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	Curitiba Oeste	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	2035	1,0	1,0	4382,15	Abdon Batista 2	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90		206.017,50	111.304,84	18.300,41	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de 2033	2033	45,0	1,200	2746,90		148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	Curitiba Oeste	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	Joinville Sul	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15048,02	Joinville Sul	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	2033	1,0	1,0	4382,15	Joinville Sul	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65		32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18		15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51		1.193,51	644,82	106,02	228,69
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)						1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6441,95	ITABERÁ	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6441,95	CURITIBA OESTE	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	ITABERÁ	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	CURITIBA OESTE	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	ITABERÁ	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	CURITIBA OESTE	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	ITABERÁ	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	CURITIBA OESTE	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	ITABERÁ	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	CURITIBA OESTE	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00		277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapacitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00		84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033		1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033		1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033		1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033		1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033		1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033		1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033		1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033		1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033		1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033		1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033		1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033		1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033		1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033		1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)						321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	✓	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	✓	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	✓	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	✓	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIG-A	2033		1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033		1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033		1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033		1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033		1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

18.1.2.5. Alternativa 3A – Assis – LCC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						32.120.986,78	17.037.052,58	2.853.224,81	5.802.910,13
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.638.540,29	1.965.790,10	323.202,20	697.191,41
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	5,0	1,0	14432,51	72.162,55	38.987,18	6.410,01	13.827,28
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21767,65	21.767,65	11.760,38	1.933,56	4.170,96
SE 800/500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)						3.613.141,50	1.952.067,93	320.946,09	692.324,68
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	14917,50	44.752,50	24.178,38	3.975,25	8.575,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	22808,93	22.808,93	12.322,96	2.026,06	4.370,49
LT 800 kV CC ANGICOS - ASSIS (Nova)						9.397.438,30	5.077.143,50	834.750,32	1.800.670,81
Linha CC ±800 kV, 2523,5 km, 6 x 1272 MCM (Bitterm)		2033	2523,5	1,0	3723,97	9.397.438,30	5.077.143,50	834.750,32	1.800.670,81
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr		2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km		2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40

LT 500 kV CAMPINAS - ITABERÁ, C1 (Nova)					1.179.362,48	546.273,02	104.759,74	125.051,13	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km		2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Campinas	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ	Itaberá	2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN	Campinas	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	Campinas	2035	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.024,36	771,76	921,24
MIM - 500 kV	Itaberá	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05	
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km		2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44	
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km		2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de		2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68	
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)					560.161,92	302.638,06	49.757,75	107.334,27	
1ª ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	25925,01	103.700,04	56.025,90	9.211,41	19.870,27
Compensador Síncrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	19151,14	19.151,14	10.346,77	1.701,15	3.669,61
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	8.447,10	1.388,82	2.995,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	14917,50	44.752,50	24.178,38	3.975,25	8.575,16
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2,0						
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	13573,12	13.573,12	7.333,13	1.205,67	2.600,79
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34520,27	34.520,27	18.650,23	3.066,35	6.614,53
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)					759.871,08	410.534,70	67.497,40	145.601,13	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km		2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					759.871,08	351.967,34	67.497,40	80.571,28	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km		2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C1 (Nova)					721.347,78	389.721,76	64.075,47	138.219,57	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itaberá	2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Assis	2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C2 (Nova)					721.347,78	334.123,59	64.075,47	76.486,54	
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km		2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Itaberá	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	Assis	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23

LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,96	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPE (Ampliação/Adequação)					621.149,11	335.587,54	55.175,08	119.020,21
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	15760,69	31.521,38	17.030,02	2.799,96	6.039,90
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,96	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,96	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,96	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JAIBA (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.6. Alternativa 3B – Assis – VSC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)							
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN				
						27.974.058,21	14.796.596,11	2.484.863,79	5.008.304,94				
SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)						3.700.371,81	1.999.195,75	328.694,53	709.039,13				
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC:						3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59				
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra						2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM							5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM							5,0						
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	21014,56	21.014,56	11.353,51	1.866,67	4.026,66
MIG (Terreno Rural)						2033	1,0	1,0	21627,21	21.627,21	11.684,51	1.921,09	4.144,05
SE 600/500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)						3.697.396,43	1.997.588,24	328.430,24	708.469,01				
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC:						3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59				
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	3,0	1,0	14917,50	44.752,50	24.178,38	3.975,25	8.575,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barra						2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIG (Terreno Rural)						2033	1,0	1,0	22808,93	22.808,93	12.322,96	2.026,06	4.370,49
LT 600 kV CC ANGICOS - ASSIS (Nova)						9.785.527,36	5.286.815,95	869.223,28	1.875.033,70				
Linha CC ±600 kV, 2523,5 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)						2033	2523,5	1,0	3877,76	9.785.527,36	5.286.815,95	869.223,28	1.875.033,70
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97				
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km						2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km						2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28				
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km						2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km						2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49				
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km						2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km						2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50				
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km						2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97				
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 ki						2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85				
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km						2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ						2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40

LT 500 kV CAMPINAS - ITABERÁ, C1 (Nova)						1.179.362,48	546.273,02	104.759,74	125.051,13				
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 330 km						2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6807,42	27.229,68	12.612,61	2.418,74	2.887,24
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo AN						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN						2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo AN						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV						2035	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.024,36	771,76	921,24
MIM - 500 kV						2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)										936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km						2035	245,0	#####	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ						2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ						2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV						2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)										401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km						2033	75,0	#####	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de 2033						2033	45,0	#####	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV						2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)										59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ						2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4						2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV						2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)										212.150,92	114.618,54	18.844,82	40.650,86
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ						2033	4,0	1,0	25925,01	103.700,04	56.025,90	9.211,41	19.870,27
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	19151,14	19.151,14	10.346,77	1.701,15	3.669,61
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	8.447,10	1.388,82	2.995,87
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM								2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM								2,0					
MIM - 765 kV						2033	1,0	1,0	13573,12	13.573,12	7.333,13	1.205,67	2.600,79
MIG (Terreno Rural)						2033	1,0	1,0	34520,27	34.520,27	18.650,23	3.066,35	6.614,53
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)										759.871,08	410.534,70	67.497,40	145.601,13
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km						2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV						2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)										759.871,08	351.967,34	67.497,40	80.571,28
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km						2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV						2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV						2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C1 (Nova)										721.347,78	389.721,76	64.075,47	138.219,57
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km						2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2033	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	13.921,54	2.288,89	4.937,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV ITABERÁ - ASSIS, C2 (Nova)										721.347,78	334.123,59	64.075,47	76.486,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km						2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ						2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)										277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km						2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)										84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km						2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20

SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)								316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)								316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)								312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)								316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM			2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)								321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)								321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN			2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A			2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)								313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar			2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD			2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD			2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV			2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

18.1.2.7. Alternativa 4A – Campinas 2 – LCC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						30.505.122,75	16.369.116,88	2.709.691,76	5.720.982,54
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.638.540,29	1.965.790,10	323.202,20	697.191,41
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	5,0	1,0	14432,51	72.162,55	38.987,18	6.410,01	13.827,28
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21767,65	21.767,65	11.760,38	1.933,56	4.170,96
SE 800/500 kV CAMPINAS 2 (Nova)						3.955.634,66	2.137.106,33	351.368,87	757.950,80
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
Compensador Sincrono, 4 x (-200/+300) Mvar		2033	4,0	1,0	278279,90	1.113.119,60	601.383,88	98.875,56	213.288,12
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	4,0	1,0	16290,31	65.161,24	35.204,59	5.788,11	12.485,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	6,0	1,0	14917,50	89.505,00	48.356,77	7.950,50	17.150,32
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						4,0			
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						1,0			
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	23260,64	23.260,64	12.567,00	2.066,18	4.457,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	34753,18	34.753,18	18.776,06	3.087,04	6.659,16
LT 800 kV CC ANGICOS - CAMPINAS 2 (Nova)						8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
Linha CC ±800 kV, 2317,5 km, 6 x 1272 MCM (Bitem)		2033	2317,5	1,0	3723,97	8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 ki		2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km		2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.558,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40

LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00		277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00		84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70		839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90		206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	1,200	2746,90		148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2 (Nova)						79.603,90	43.007,51	7.071,01	15.253,14
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2033	2,0	1,0	4710,81		9.421,62	5.090,21	836,90	1.805,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90		27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19		3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65		32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18		15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92		9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51		1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						508.147,31	274.536,18	45.137,42	97.367,60
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	25082,15		100.328,60	54.204,42	8.911,93	19.224,26
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	18528,51		18.528,51	10.010,38	1.645,84	3.550,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68		15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	24739,99		24.739,99	13.366,25	2.197,59	4.740,50
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM				2,0					
MIM - 765 kV	2033	1,0	1,0	4377,28		4.377,28	2.364,91	388,82	838,74
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	32370,24		32.370,24	17.488,63	2.875,37	6.202,56
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 e C2 (CS) (Nova)						2.336.421,82	1.262.296,01	207.538,35	447.688,66
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2033	330,0	1,0	3170,95		1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2033	330,0	1,0	3170,95		1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Campinas 2	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Itaberá	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	Campinas 2	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)						1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95		634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)						608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90		556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31		32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51		14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69		15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91		4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JÁIBA (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)						318.176,00	171.900,59	28.262,76	60.966,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50		14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90		278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31		16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90		556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31		32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)						631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90		556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31		32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36		3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)						623.319,57	336.760,17	55.367,88	119.436,10
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90		556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31		32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15		4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50		29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90		556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31		32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29		8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.8. Alternativa 4B – Campinas 2 – VSC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						26.970.256,98	14.459.338,90	2.395.698,71	5.043.656,51
SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)						3.700.371,81	1.999.195,75	328.694,53	709.039,13
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC						3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras						14432,51	15.594,87	2.564,01	5.530,91
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						5,0			
MIM - 500 kV						21014,56	11.353,51	1.866,67	4.026,66
MIG (Terreno Rural)						21627,21	11.684,51	1.921,09	4.144,05
SE 600/500 kV CAMPINAS 2 (Nova)						3.719.267,73	2.009.404,63	330.373,01	712.659,84
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC						3.600.000,00	1.944.967,98	319.778,76	689.806,59
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14917,50	24.178,38	3.975,25	8.575,16
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras						14917,50	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						4,0			
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						1,0			
MIG (Terreno Rural)						22959,50	12.404,30	2.039,43	4.399,34
MIM - 500 kV						21720,73	11.735,03	1.929,40	4.161,97
LT 600 kV CC ANGICOS - CAMPINAS 2 (Nova)						8.986.708,80	4.855.239,14	798.266,28	1.721.969,72
Linha CC ±600 kV, 2317,5 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)						3877,76	8.986.708,80	4.855.239,14	798.266,28
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km						2469,23	987,69	533,62	87,73
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km						2469,23	987,69	533,62	87,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13397,69	26.795,38	14.476,71	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV						8405,82	8.405,82	4.541,40	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km						2469,23	12.346,15	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km						2469,23	12.346,15	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13397,69	26.795,38	14.476,71	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV						8405,82	8.405,82	4.541,40	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km						4759,37	47.593,70	25.713,40	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13397,69	26.795,38	14.476,71	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	28.865,02	15.594,87	5.530,91
MIM - 500 kV						8405,82	8.405,82	4.541,40	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km						2403,02	100.926,84	54.527,63	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	14.432,51	7.797,44	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14432,51	14.432,51	7.797,44	2.765,46
MIM - 500 kV						4202,91	4.202,91	2.270,70	805,33
MIM - 500 kV						4202,91	4.202,91	2.270,70	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km						3170,95	878.353,15	474.546,88	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ						6765,22	27.060,88	14.620,15	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ						6765,22	27.060,88	14.620,15	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						3963,19	3.963,19	2.141,19	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						3963,19	3.963,19	2.141,19	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13847,90	13.847,90	7.481,59	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13847,90	13.847,90	7.481,59	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14917,50	14.917,50	8.059,46	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM						14917,50	14.917,50	8.059,46	2.858,39
MIM - 500 kV						4344,15	4.344,15	2.347,01	832,40
MIM - 500 kV						4344,15	4.344,15	2.347,01	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km						153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km						2721,99	802.987,05	433.828,92	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ						6356,91	19.070,73	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ						6356,91	25.427,64	13.737,76	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13847,90	13.847,90	7.481,59	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM						13847,90	13.847,90	7.481,59	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						3963,19	3.963,19	2.141,19	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM						3963,19	3.963,19	2.141,19	759,40

LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km		2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km		2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 245 km		2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km		2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de		2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2 (Nova)						79.603,90	43.007,51	7.071,01	15.253,14
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2033	2,0	1,0	4710,81	9.421,62	5.090,21	836,90	1.805,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)						59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV		2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)						207.626,55	112.174,16	18.442,93	39.783,93
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ		2033	4,0	1,0	25925,01	103.700,04	56.025,90	9.211,41	19.870,27
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	19151,14	19.151,14	10.346,77	1.701,15	3.669,61
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	8.447,10	1.388,82	2.995,87
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	13.815,40	2.271,44	4.899,80
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM					2,0				
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM					2,0				
MIM - 765 kV		2033	1,0	1,0	9048,75	9.048,75	4.888,76	803,78	1.733,86
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	34520,27	34.520,27	18.650,23	3.066,35	6.614,53
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 e C2 (CS) (Nova)						2.336.421,82	1.262.296,01	207.538,35	447.688,66
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km		2033	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km		2033	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Campinas 2	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	Itaberá	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Campinas 2	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itaberá	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	Campinas 2	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	Itaberá	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)						1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km		2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km		2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	ITABERÁ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	CURITIBA OESTE	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	ITABERÁ	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	CURITIBA OESTE	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	ITABERÁ	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	CURITIBA OESTE	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A		2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar		2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33

SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)								316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51				14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90				278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69				15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36				3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91				4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)								321.589,36	173.744,72	28.565,96	61.620,68
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50				14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90				278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31				16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36				3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29				8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)								313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90				278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	16290,31				16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50				14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15				4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)								318.176,00	171.900,59	28.262,76	60.966,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50				14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90				278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31				16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29				8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.9. Alternativa 5A - Multi Terminal 3GW

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						33.724.560,63	17.942.353,16	2.995.666,16	6.153.411,86
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.595.242,76	1.942.397,80	319.356,19	688.895,05
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	33623,30	33.623,30	18.165,62	2.986,67	6.442,66
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21767,65	21.767,65	11.760,38	1.933,56	4.170,96
SE 800/500 kV CAMPINAS 2 (Nova)						3.699.738,32	1.998.853,50	328.638,26	708.917,75
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16290,31	48.870,93	26.403,44	4.341,08	9.364,30
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	8,0	1,0	14917,50	119.340,00	64.475,69	10.600,67	22.867,09
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			4,0						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	43441,47	43.441,47	23.470,07	3.858,79	8.323,95
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	23411,22	23.411,22	12.648,35	2.079,56	4.485,89
SE 800/525 kV CURITIBA OESTE (Nova)						3.574.426,34	1.931.151,33	317.507,12	684.906,35
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16432,84	49.298,52	26.634,46	4.379,06	9.446,23
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2033	6,0	1,0	15048,02	90.288,12	48.779,86	8.020,06	17.300,37
LT 800 kV CC ANGICOS - CAMPINAS 2 (Nova)						8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
Linha CC ±800 kV, 2317,5 km, 6 x 1272 MCM (Bittem)		2033	2317,5	1,0	3723,97	8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
LT 800 kV CC CAMPINAS 2 - CURITIBA OESTE (Nova)						1.861.985,00	1.005.972,56	165.395,35	356.780,43
Linha CC ±800 kV, 500 km, 6 x 1272 MCM (Bittem)		2033	500,0	1,0	3723,97	1.861.985,00	1.005.972,56	165.395,35	356.780,43
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr	2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)					883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV,3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV,3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de	2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.833,40
MIM - 525 kV	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2 (Nova)					79.603,90	43.007,51	7.071,01	15.253,14
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2033	2,0	1,0	4710,81	9.421,62	5.090,21	836,90	1.805,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)					500.389,72	253.225,79	44.448,33	76.872,96
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2035	4,0	1,0	25925,01	103.700,04	48.033,18	9.211,41	10.995,61
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	19151,14	19.151,14	8.870,68	1.701,15	2.030,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	7.242,03	1.388,82	1.657,82
Compensador Síncrono, 3 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	11.844,48	2.271,44	2.711,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1,0					
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			1,0					
MIM - 765 kV	2035	1,0	1,0	4524,37	4.524,37	2.095,66	401,89	479,73
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIG (Terreno Rural)	2035	1,0	1,0	34266,27	34.266,27	15.871,91	3.043,78	3.633,35
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 (Nova)					1.173.386,98	543.505,21	104.228,95	124.417,53
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	12.234,79	2.346,29	2.800,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	12.234,79	2.346,29	2.800,75
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)					759.871,08	351.967,34	67.497,40	80.571,28
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Síncrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40	
SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33	
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33	
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33	
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)						316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95	
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33	
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)						312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33	
SE 500 kV JAIBA (Ampliação/Adequação)						313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40	
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)						318.176,00	171.900,59	28.262,76	60.966,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39	
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79	
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)						627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79	
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)						631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87	
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79	
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)						623.319,57	336.760,17	55.367,88	119.436,10
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40	
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)						627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77	
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06	
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87	
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79	

18.1.2.10. Alternativa 5B - Multi Terminal 1.5GW

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						32.907.889,42	17.501.131,12	2.923.123,36	5.996.927,09
SE 800/500 kV ANGICOS (Nova)						3.578.571,55	1.933.390,86	317.875,33	685.700,63
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2600000,00	2.600.000,00	1.404.699,10	230.951,33	498.193,65
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
Compensador Síncrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	15760,69	47.282,07	25.545,03	4.199,94	9.059,86
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			5,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	16811,65	16.811,65	9.082,81	1.493,34	3.221,33
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	21908,09	21.908,09	11.836,26	1.946,04	4.197,87
SE 800/500 kV CAMPINAS 2 (Nova)						3.299.738,32	1.782.745,94	293.107,29	632.272,57
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2200000,00	2.200.000,00	1.188.591,55	195.420,35	421.548,47
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	8,0	1,0	14917,50	119.340,00	64.475,69	10.600,67	22.867,09
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barras		2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Síncrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16290,31	48.870,93	26.403,44	4.341,08	9.364,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			4,0						
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			1,0						
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	43441,47	43.441,47	23.470,07	3.858,79	8.323,95
MIG (Terreno Rural)		2033	1,0	1,0	23411,22	23.411,22	12.648,35	2.079,56	4.485,89
SE 800/525 kV CURITIBA OESTE (Nova)						3.174.426,34	1.715.043,78	281.976,14	608.261,17
Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC		2033	1,0	1,0	2200000,00	2.200.000,00	1.188.591,55	195.420,35	421.548,47
Compensador Síncrono, 3 x (-200/+300) Mvar		2033	3,0	1,0	278279,90	834.839,70	451.037,91	74.156,67	159.966,09
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM		2033	3,0	1,0	16432,84	49.298,52	26.634,46	4.379,06	9.446,23
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM		2033	6,0	1,0	15048,02	90.288,12	48.779,86	8.020,06	17.300,37
LT 800 kV CC ANGICOS - CAMPINAS 2 (Nova)						8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
Linha CC ±800 kV, 2317,5 km, 6 x 1272 MCM (Bittern)		2033	2317,5	1,0	3723,97	8.630.300,48	4.662.682,81	766.607,44	1.653.677,27
LT 800 kV CC CAMPINAS 2 - CURITIBA OESTE (Nova)						1.861.985,00	1.005.972,56	165.395,35	356.780,43
Linha CC ±800 kV, 500 km, 6 x 1272 MCM (Bittern)		2033	500,0	1,0	3723,97	1.861.985,00	1.005.972,56	165.395,35	356.780,43
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						88.758,52	47.953,47	7.884,19	17.007,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						111.659,92	60.326,38	9.918,46	21.395,49
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						164.993,06	89.140,62	14.655,91	31.614,81
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV	Angicos	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
MIM - 500 kV	Monte Verde	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km	2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)					883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km	2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)					84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km	2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)					936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)					401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento dc	2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68
SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2 (Nova)					79.603,90	43.007,51	7.071,01	15.253,14
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2033	2,0	1,0	4710,81	9.421,62	5.090,21	836,90	1.805,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)					500.389,72	253.225,79	44.448,33	76.872,96
1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2035	4,0	1,0	25925,01	103.700,04	48.033,18	9.211,41	10.995,61
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	19151,14	19.151,14	8.870,68	1.701,15	2.030,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	7.242,03	1.388,82	1.657,82
Compensador Sincrono, 3 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	25571,35	25.571,35	11.844,48	2.271,44	2.711,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		1,0						
MIM - 765 kV	2035	1,0	1,0	4524,37	4.524,37	2.095,66	401,89	479,73
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIG (Terreno Rural)	2035	1,0	1,0	34266,27	34.266,27	15.871,91	3.043,78	3.633,35
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 (Nova)					1.173.386,98	543.505,21	104.228,95	124.417,53
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2035	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	484.691,92	92.950,23	110.954,18
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	12.234,79	2.346,29	2.800,75
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6603,50	26.414,00	12.234,79	2.346,29	2.800,75
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 (Nova)					759.871,08	351.967,34	67.497,40	80.571,28
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2035	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	293.752,68	56.333,47	67.244,96
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2035	4,0	1,0	6441,95	25.767,80	11.935,48	2.288,89	2.732,23
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	6.414,26	1.230,07	1.468,33
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	6.909,69	1.325,08	1.581,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2035	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	1.835,72	352,04	420,23
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
MIM - 500 kV	2035	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.012,18	385,88	460,62
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)					608.402,07	328.700,71	54.042,79	116.577,71
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40

SE 500 kV RESENDE (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV IGAPORÁ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JUSSIAPÉ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV OUROLÂNDIA (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV QUEIMADA NOVA (Ampliação/Adequação)					316.089,37	170.773,25	28.077,41	60.566,81
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ (Ampliação/Adequação)					312.676,01	168.929,12	27.774,21	59.912,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15760,69	15.760,69	8.515,01	1.399,98	3.019,95
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4202,91	4.202,91	2.270,70	373,33	805,33
SE 500 kV JAIBA (Ampliação/Adequação)					313.831,86	169.553,59	27.876,88	60.134,25
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					318.176,00	171.900,59	28.262,76	60.966,64
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
Compensador Sincrono, 1 x (-200/+300) Mvar	2033	1,0	1,0	278279,90	278.279,90	150.345,97	24.718,89	53.322,03
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	1,0	1,0	16290,31	16.290,31	8.801,15	1.447,03	3.121,43
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)					631.077,07	340.951,30	56.056,96	120.922,53
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIG-A	2033	1,0	1,0	3413,36	3.413,36	1.844,13	303,20	654,04
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500 kV ASSIS (Ampliação/Adequação)					623.319,57	336.760,17	55.367,88	119.436,10
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
SE 500 kV RIBEIRÃO PRETO (Ampliação/Adequação)					627.663,71	339.107,17	55.753,76	120.268,49
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
Compensador Sincrono, 2 x (-200/+300) Mvar	2033	2,0	1,0	278279,90	556.559,80	300.691,94	49.437,78	106.644,06
CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	2033	2,0	1,0	16290,31	32.580,62	17.602,30	2.894,05	6.242,87
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79

18.1.2.11. Alternativa 6 - 1000 kV

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						38.627.354,85	20.757.306,16	3.431.168,79	7.277.307,34
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)						51.609,09	27.882,79	4.584,30	9.888,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km		2033	0,4	1,0	2469,23	987,69	533,62	87,73	189,25
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	1,0	14432,51	14.432,51	7.797,44	1.282,00	2.765,46
MIM - 500 kV		2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)						51.487,68	27.817,19	4.573,52	9.865,71
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km		2033	5,0	1,0	2469,23	12.346,15	6.670,24	1.096,68	2.365,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)						74.389,08	40.190,11	6.607,79	14.253,91
Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km		2033	10,0	1,0	4759,37	47.593,70	25.713,40	4.227,63	9.119,57
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2033	2,0	1,0	13397,69	26.795,38	14.476,71	2.380,16	5.134,34
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)						127.722,22	69.004,34	11.345,24	24.473,23
Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km		2033	42,0	1,0	2403,02	100.926,84	54.527,63	8.965,07	19.338,89
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Angicos	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Monte Verde	2033	1,0	1,0	13397,69	13.397,69	7.238,36	1.190,08	2.567,17
LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)						1.006.620,39	543.845,68	89.415,51	192.881,50
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km		2033	277,0	1,0	3170,95	878.353,15	474.546,88	78.021,86	168.303,83
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	São Gonçalo do Pará	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ	Itajubá 3	2033	4,0	1,0	6765,22	27.060,88	14.620,15	2.403,75	5.185,21
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	14917,50	14.917,50	8.059,46	1.325,08	2.858,39
MIM - 500 kV	São Gonçalo do Pará	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
MIM - 500 kV	Itajubá 3	2033	1,0	1,0	4344,15	4.344,15	2.347,01	385,88	832,40
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 kr		2035	1,0	1,0	153235,30	153.235,30	70.977,59	13.611,50	16.247,97
LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)						883.107,60	477.115,56	78.444,18	169.214,85
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km		2033	295,0	1,0	2721,99	802.987,05	433.828,92	71.327,28	153.862,71
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ	Assis	2033	3,0	1,0	6356,91	19.070,73	10.303,32	1.694,00	3.654,20
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ	Marimbondo II	2033	4,0	1,0	6356,91	25.427,64	13.737,76	2.258,67	4.872,26
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	13847,90	13.847,90	7.481,59	1.230,07	2.653,44
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Assis	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Marimbondo II	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
Circuito Simples 500 kV,3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km		2035	1,0	1,0	277240,00	277.240,00	128.415,76	24.626,52	29.396,54
LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 Recapitação (Ampliação/Adequação)						84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
Circuito Simples 500 kV,3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km		2035	1,0	1,0	84570,00	84.570,00	39.172,27	7.512,14	8.967,20
LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)						936.153,96	433.620,42	83.156,15	99.263,05
Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km		2035	245,0	1,068	3208,70	839.588,05	388.891,72	74.578,45	89.023,89
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Abdon Batista 2	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ	Curitiba Oeste	2035	3,0	1,0	6866,98	20.600,94	9.542,22	1.829,93	2.184,38
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	6.470,38	1.240,84	1.481,18
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	6.970,14	1.336,68	1.595,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2035	1,0	1,0	3997,87	3.997,87	1.851,79	355,12	423,91
MIM - 525 kV	Abdon Batista 2	2035	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.029,78	389,26	464,65
LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)						401.718,39	217.035,95	35.683,61	76.974,44
Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km		2033	75,0	1,000	2746,90	206.017,50	111.304,84	18.300,01	39.475,62
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento de		2033	45,0	1,200	2746,90	148.332,60	80.139,49	13.176,00	28.422,45
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Curitiba Oeste	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	13969,06	13.969,06	7.547,05	1.240,84	2.676,65
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	8.129,98	1.336,68	2.883,40
MIM - 525 kV	Joinville Sul	2033	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	2.367,54	389,26	839,68

SECC LT 500 kV ARARAQUARA 2 - FERNÃO DIAS, C1, NA SE CAMPINAS 2 (Nova)					79.603,90	43.007,51	7.071,01	15.253,14
Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2033	2,0	1,0	4710,81	9.421,62	5.090,21	836,90	1.805,30
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	3963,19	3.963,19	2.141,19	352,04	759,40
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)					59.190,56	31.978,82	5.257,75	11.341,68
3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2033	3,0	1,0	10974,65	32.923,95	17.787,79	2.924,55	6.308,65
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15405,18	15.405,18	8.322,94	1.368,40	2.951,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	1,0	9667,92	9.667,92	5.223,28	858,78	1.852,50
MIM - 230 kV	2033	1,0	1,0	1193,51	1.193,51	644,82	106,02	228,69
SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)					195.280,61	105.504,04	17.346,28	37.418,29
1º ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	25082,15	100.328,60	54.204,42	8.911,93	19.224,26
CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	18528,51	18.528,51	10.010,38	1.645,84	3.550,30
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68	15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	24739,99	24.739,99	13.366,25	2.197,59	4.740,50
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM				1,0				
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM				1,0				
MIM - 765 kV	2033	1,0	1,0	4377,28	4.377,28	2.364,91	388,82	838,74
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	32179,55	32.179,55	17.385,61	2.858,43	6.166,02
LT 500 kV CAMPINAS 2 - ITABERÁ, C1 e C2 (CS) (Nova)					2.336.421,82	1.262.296,01	207.538,35	447.688,66
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2033	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 330 km	2033	330,0	1,0	3170,95	1.046.413,50	565.344,65	92.950,23	200.506,37
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 75 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6807,42	47.651,94	25.744,86	4.232,80	9.130,73
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)					1.506.858,24	814.108,62	133.850,35	288.733,54
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	2033	200,0	1,0	3170,95	634.190,00	342.633,12	56.333,47	121.519,01
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2033	7,0	1,0	6441,95	45.093,65	24.362,70	4.005,55	8.640,53
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	13847,90	27.695,80	14.963,18	2.460,15	5.306,87
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	3963,19	7.926,38	4.282,38	704,08	1.518,80
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
LT 1000 kV ANGICOS - MILAGRES, C1 (Nova)					2.777.070,68	1.500.364,88	246.680,06	532.122,69
Circuito Simples 1000 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 366 km	2033	366,0	1,0	3646,98	1.334.794,68	721.148,03	118.566,39	255.763,94
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV MILAGRES - JUAZEIRO III, C1 (Nova)					2.692.720,34	1.454.793,01	239.187,44	515.960,07
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 333 km	2033	333,0	1,0	3646,98	1.214.444,34	656.126,49	107.875,97	232.703,25
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 450 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	182000,00	182.000,00	98.328,94	16.166,59	34.873,56
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 450 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	182000,00	182.000,00	98.328,94	16.166,59	34.873,56
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV JUAZEIRO III - MORRO DO CHAPÉU, C1 (Nova)					2.610.370,00	1.410.301,69	231.872,47	500.180,68
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 300 km	2033	300,0	1,0	3646,98	1.094.094,00	591.104,94	97.185,56	209.642,57
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 550 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	201000,00	201.000,00	108.594,05	17.854,31	38.514,20
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 550 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	201000,00	201.000,00	108.594,05	17.854,31	38.514,20
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30

LT 1000 kV MORRO DO CHAPÉU - POÇÕES, C1 (Nova)					2.955.893,50	1.596.977,28	262.564,43	566.387,45
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 375 km	2033	375,0	1,0	3646,98	1.367.617,50	738.881,18	121.481,95	262.053,21
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 650 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	237000,00	237.000,00	128.043,73	21.052,10	45.412,27
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 650 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	237000,00	237.000,00	128.043,73	21.052,10	45.412,27
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV POÇÕES - PADRE PARAÍSO, C1 (Nova)					2.681.779,40	1.448.881,96	238.215,58	513.863,64
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 330 km	2033	330,0	1,0	3646,98	1.203.503,40	650.215,44	106.904,12	230.606,83
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 450 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	182000,00	182.000,00	98.328,94	16.166,59	34.873,56
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 450 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	182000,00	182.000,00	98.328,94	16.166,59	34.873,56
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV PADRE PARAÍSO - ITABIRA, C1 (Nova)					3.173.373,60	1.714.475,01	281.882,63	608.059,45
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 380 km	2033	380,0	1,0	4555,52	1.731.097,60	935.258,17	153.768,96	331.700,71
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV ITABIRA - VARGINHA 4, C1 (Nova)					2.711.338,00	1.464.851,56	240.841,20	519.527,45
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 300 km	2033	300,0	1,0	3983,54	1.195.062,00	645.654,81	106.154,29	228.989,35
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 550 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	201000,00	201.000,00	108.594,05	17.854,31	38.514,20
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 550 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	201000,00	201.000,00	108.594,05	17.854,31	38.514,20
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
LT 1000 kV VARGINHA 4 - CAMPINAS 2, C1 (Nova)					2.238.984,00	1.209.653,39	198.883,20	429.018,31
Circuito Simples 765 kV, 4 x 1590 MCM (FALCON), 200 km	2033	200,0	1,0	3983,54	796.708,00	430.436,54	70.769,53	152.659,56
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Capacitor Série 1000 kV, 1 x 350 Mvar 3Φ	2033	1,0	1,0	164000,00	164.000,00	88.604,10	14.567,70	31.424,52
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
Reator de Linha Fixo 1000 kV, (3+1R) x 200 Mvar 1Φ	2033	4,0	1,0	48000,00	192.000,00	103.731,63	17.054,87	36.789,69
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	86213,00	86.213,00	46.578,20	7.658,08	16.519,53
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
CCS (Conexão de Capacitor Série) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	97346,00	97.346,00	52.593,01	8.647,00	18.652,75
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
EL (Entrada de Linha) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	99751,00	99.751,00	53.892,36	8.860,63	19.113,58
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	81828,00	81.828,00	44.209,12	7.268,57	15.679,30
SE 1000/500 kV ANGICOS (Nova)					1.348.649,23	728.633,22	119.797,05	258.418,65
1° e 2° ATF 1000/500 kV, (6+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	7,0	1,0	115000,00	805.000,00	434.916,45	71.506,08	154.248,42
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	100304,00	200.608,00	108.382,26	17.819,49	38.439,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	15126,68	30.253,36	16.344,95	2.687,33	5.796,94
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	21627,21	21.627,21	11.684,51	1.921,09	4.144,05
SE 1000/500 kV MILAGRES (Nova)					888.153,41	479.841,65	78.892,39	170.181,69
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68	15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	21562,07	21.562,07	11.649,32	1.915,30	4.131,57

SE 1000/500 kV JUAZEIRO (Nova)					888.217,36	479.876,20	78.898,07	170.193,94
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68	15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	21626,02	21.626,02	11.683,87	1.920,98	4.143,83
SE 1000/500 kV MORRO DO CHAPÉU (Nova)					888.186,34	479.859,44	78.895,31	170.188,00
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68	15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	21595,00	21.595,00	11.667,11	1.918,23	4.137,88
SE 1000/500 kV POÇÕES (Nova)					888.186,34	479.859,44	78.895,31	170.188,00
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15126,68	15.126,68	8.172,47	1.343,66	2.898,47
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14432,51	28.865,02	15.594,87	2.564,01	5.530,91
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8405,82	8.405,82	4.541,40	746,67	1.610,66
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	21595,00	21.595,00	11.667,11	1.918,23	4.137,88
SE 1000/500 kV PADRE PARAÍSO (Nova)					891.015,07	481.387,72	79.146,58	170.730,02
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	8.447,10	1.388,82	2.995,87
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	22380,49	22.380,49	12.091,48	1.988,00	4.288,39
SE 1000/500 kV ITABIRA (Nova)					891.015,07	481.387,72	79.146,58	170.730,02
1° ATF 1000/500 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	115000,00	460.000,00	248.523,69	40.860,62	88.141,95
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	15635,00	15.635,00	8.447,10	1.388,82	2.995,87
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	22380,49	22.380,49	12.091,48	1.988,00	4.288,39
SE 1000/345 kV VARGINHA 4 (Nova)					524.811,16	283.539,14	46.617,63	100.560,61
1° ATF 1000/345 kV, (3+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	4,0	1,0	32928,89	131.715,56	71.161,82	11.699,96	25.238,41
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	100304,00	100.304,00	54.191,13	8.909,75	19.219,54
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	12631,86	12.631,86	6.824,60	1.122,06	2.420,43
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2033	1,0	1,0	12129,70	12.129,70	6.553,30	1.077,45	2.324,21
MIM - 345 kV	2033	1,0	1,0	3227,32	3.227,32	1.743,62	286,67	618,40
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	19318,72	19.318,72	10.437,30	1.716,03	3.701,72
SE 1000/500 kV CAMPINAS 2 (Nova)					1.352.382,51	730.650,19	120.128,67	259.133,99
1° e 2° ATF 1000/500 kV, (6+1R) x 1000 MVA 1Φ	2033	7,0	1,0	115000,00	805.000,00	434.916,45	71.506,08	154.248,42
CT (Conexão de Transformador) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	100304,00	200.608,00	108.382,26	17.819,49	38.439,09
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	15635,00	31.270,00	16.894,21	2.777,63	5.991,74
IB (Interligação de Barras) 1000 kV, Arranjo DJM	2033	3,0	1,0	81828,00	245.484,00	132.627,37	21.805,71	47.037,91
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2033	2,0	1,0	14917,50	29.835,00	16.118,92	2.650,17	5.716,77
MIM - 500 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIM - 1000 kV	2033	1,0	1,0	8688,29	8.688,29	4.694,01	771,76	1.664,79
MIG (Terreno Rural)	2033	1,0	1,0	22808,93	22.808,93	12.322,96	2.026,06	4.370,49

18.2. Anexo II – Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica

18.2.1. SE 500 kV Araraquara 2



ARARAQUARA
TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

Rio de Janeiro, 08 de outubro de 2024
ARARAQUARA/CG-RR/103/24

À
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
Av. Rio Branco, 01 – 11º andar
20.090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
Assunto: Resposta ao Ofício nº 629/2024/DEE/EPE - Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Araraquara 2

Prezados Senhores,

A Araraquara Transmissora de Energia S.A. ("ARARAQUARA"), concessionária de transmissão de energia, vem em atenção ao ofício em referência, informar sobre a disponibilidade física no setor de 500 kV da SE Araraquara 2, conforme formulário em anexo.

Destaca-se que as informações consideram apenas as premissas elencadas pela EPE no formulário de consulta recebido juntamente com o ofício supracitado para a análise solicitada, sendo necessários estudos e verificação de campo para constatar a efetiva viabilidade técnica.

Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente.

Ramon Sade Haddad
Diretor Presidente

Este documento foi assinado digitalmente por Ramon Sade Haddad.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://verifsign.portaldesinaturas.com.br> e utilize o código 64F3-8720-4B4B-A025.



PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal Vertsign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://vertsign.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/64F3-8720-4B4B-A025> ou vá até o site <https://vertsign.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 64F3-8720-4B4B-A025



Hash do Documento

88677CC7AE29CC13936CA24A17E06A78895CF8F9E9D8875E769484CF2C544C07

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 08/10/2024 é(são) :

☒ Ramon Sade Haddad - ***.517.086-** em 08/10/2024 14:23 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital



INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)




ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Araraquara 2

Concessionária Proprietária: Araraquara Transmissora de Energia


1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
	CRL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

* Nova EL referentes a LT 500 kV Araraquara 2 – Itaberá C1.

** Avaliar possibilidade de conexão em IB existente (vão oposto ao C2 da saída para Nova Ponte 3). Se não for possível, considerar novo vão (novo IB) para esta nova entrada de linha.

2. Módulos de Equipamentos

	Reator de linha	Quantidade: 3+1R	Potência (Mvar): 60	Tensão (kV): 500	Fase: 1Ø
---	-----------------	------------------	---------------------	------------------	----------

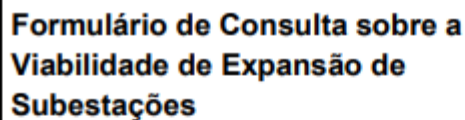
Obs.1: Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.

Obs.2: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

3. Planta da Subestação

Apresentada uma proposta de conexão conforme anexo 1.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Página: 2 - 4

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade: <u>1</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: <u>1</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input type="checkbox"/>	IB *	Quantidade: <u> </u>	Tensão (kV): <u> </u>	Arranjo: <u> </u>

☒ Reator de Linha Quantidade: 1 Potência (Mvar): 60 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____

☒ Sim

☐ Não



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/09/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

6. Observações da EPE

a - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

b - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.

c - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

d - Informar os possíveis acessos de projetos de geração previstos/em prospecção que sejam de conhecimento da Araraquara Transmissora de Energia no setor de 500 kV da SE Araraquara 2. Gentileza considerar os equipamentos/módulos desta consulta quando do início do processo de conexão de projetos de geração na SE Araraquara 2. A EPE encontra-se à disposição para tirar quaisquer dúvidas ao longo do processo.

7. Observações da Proprietária

A DEPENDER DO TRAÇADO DA LINHA HÁ POSSIBILIDADE DE TRAVESSIA DAS LTS:

- LT FERNÃO DIAS 500 kV (MATA DE SANTA GENEVRA)

- LT ITATIIBA 500 kV (MATA DE SANTA GENEVRA)

- LT TAUBATÉ 500 kV (COPEL)

NÃO É POSSIVEL APROVEITAR A FASE RESERVA, DEVIDO O REATOR EXISTENTE TER POTENCIA DIFERENTE (45,3 MVar).

24 de Setembro de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago
de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.09.24 11:35:24 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

18.2.2. SE 500 kV Assis 2

DocuSign Envelope ID: F6D4ADBE-C4EC-43AB-8E6E-C95342AD770F



Rio de Janeiro, 16 de dezembro de 2021.
TAESA nº 300/2021

À

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica - DEE

Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro

CEP nº 20.091-040 - Rio de Janeiro/RJ

Atenção: Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 1781/2021/DEE/EPE, de 17 de novembro de 2021 - Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Assis.

Referência: Processo nº 48002.002797/2021-29.

Anexo: (i) Formulário de Consulta EPE contendo Diagrama unifilar referente à SE Assis.

Senhor Superintendente,

A **TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. ("TAESA")**, concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Praça XV de Novembro, nº 20, 6º andar, salas 601 e 602, Centro, CEP 20.010-010, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ("CNPJ") sob o nº 07.859.971/0001-30, vem, perante a **DIRETORIA DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA da EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ("DEE/EPE")**, apresentar resposta ao Ofício nº 1781/2021/DEE/EPE.

Primeiramente, é importante salientar a tempestividade da presente, tendo em vista que o referido Ofício foi recebido pela Companhia em 18 de novembro (quinta-feira) e o prazo máximo para resposta

GREG -RCA

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.
Praça XV de Novembro, 20, salas 601 e 602, Centro - Rio de Janeiro/RJ
Tel + 55 (21) 2212 6000 - Fax + 55 (21) 2212 6040 - www.taesa.com.br





Fis. 2 de 2 - Carta TAESA nº 300/2021, de 16 de dezembro de 2021.

foi estabelecido para 30 (trinta) dias após a data do recebimento, qual seja, **dia 20 de dezembro de 2021 (segunda-feira)**.

Conforme se verifica, por meio do referido, foi solicitado à Companhia, informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da TAESA, quanto à viabilidade de expansão da subestação Assis, bem como o diagrama unifilar da subestação, indicando o espaço físico a ser ocupado pelas novas instalações e o terreno que já integra as subestações.

Neste sentido, em integral e tempestivo atendimento à solicitação da DEE/EPE, realizada através do Ofício nº 1781/2021/DEE/EPE, encaminhamos, em anexo, o formulário de consulta disponibilizado por essa EPE, preenchido com as informações solicitadas.

Sendo o que nos cabia para o momento, nos colocamos à inteira disposição para prestar quaisquer informações e/ou esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

ST48D7C00564543

MARCO ANTÔNIO RESENDE FARIA

Diretor Técnico

DocuSigned by:

8A30C690C077A54

GLIENDER PEREIRA DE MENDONÇA

Gerente Regulatório e Institucional

DocuSigned by:

3A1F00509F71A54

EDUARDO MACHADO ARTEIRO DE OLIVEIRA

Engenheiro de Transmissão

GREG - RCA

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.
Praça XV de Novembro, 20, salas 601 e 602, Centro - Rio de Janeiro/RJ
Tel + 55 (21) 2212-6000 - Fax + 55 (21) 2212-6040 - www.taesa.com.br



DS
RCA/EL

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais.

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Assis **Concessionária Proprietária:** TAESA

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DIM
	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DIM
	CRB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DIM

2. Módulos de Equipamentos

	Reator de linha	Quantidade: 6+1R	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
	Reator de Barra	Quantidade: 3	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico

3. Planta da Subestação

A planta da subestação com os detalhes de expansão propostos encontra-se nas Figuras A e B anexas.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (BI), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão do transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BDH), ANEL (AN), Disjuntor e Mela (DIM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 17/11/2021

Revisão:

Página: 3 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Solicita-se que a resposta a esta consulta seja dividida em duas partes:

I) Dados solicitados nos itens 1 e 2 do formulário – viabilidade de expansão para conexão de novas Linhas de Transmissão CA

1 - Solicita-se informação sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial das conexões indicadas neste formulário, quais sejam, 2 EL, 2CRL e 1 CRB. Em caso de atendimento parcial, favor indicar a quantidade de módulos cuja expansão seria viável.

2 - Pressupõe-se, a partir do diagrama unifilar que consta no R4 dos empreendimentos planejados LT 500kV Assis - Ponta Grossa C1 e C2 e Subestação Assis, realizado pela ISA CTEEP, que seria possível a conexão de até 3 novas EL na SE Assis (Figura A).

3 - Caso exista alguma expansão ou informação relevante que inviabilize a expansão de algumas das linhas indicadas no item anterior, por favor indicar na resposta à esta consulta.

II) Viabilidade de expansão para conexão de pátio CC

1 - Solicita-se informação sobre a viabilidade de expansão da SE 500kV Assis, com expansão do barramento em 600m a partir do vão em que se conecta a LT 500kV Assis - Ponta Grossa C1 e C2. A área deve ter dimensão aproximada de 435.000 m², devendo comportar pátio CC, para conexão de conversora 500kVca/800kVcc, bem como filtros harmônicos e previsão de expansão futura.

2 - Por gentileza sugerir outro posicionamento, se necessário, assim como óbices ou dificuldades de implantação.

Favor considerar, na resposta, a configuração final da subestação com todas as linhas planejadas e em fase de execução.

6. Observações da Proprietária:

1 - Foi considerado que as e-EL associadas ao CRL e a instalação do reator de barras serão realizadas nos três bays disponíveis na subestação, a saber: Completar o vão da COPEL (LT Londrina C-2) e completar os 2 bays objetos do Lote 1 leilão 02/21 (LT Ponta Grossa C1 e C2), conforme indicado no unifilar enviado pela EPE.

2 - Sobre a consulta de espaço destinado à implantação do HVDC, deverá ser deixado o espaço de 1 vão completo após os 2 bays pertencentes à expansão Lote 1 leilão 02/21 já comprometido com ampliações futuras na subestação. Adicionalmente, no local indicado para a ampliação do HVDC, existe interferência com torre de telecomunicações que deverá ser remanejada, necessidade de aquisição de terreno e supressão vegetal.

17 de novembro de 2021

Data da Solicitação

JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.11.17 18:57:24 -03'00'

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

14 de Dezembro de 2021

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Eduardo Machado Arêzo de Oliveira
José Ernesto Viquei Fassarela
Cargo: Engenheiros Eletricistas

ANEXO ➔ DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA ALTERNATIVA PROPOSTA

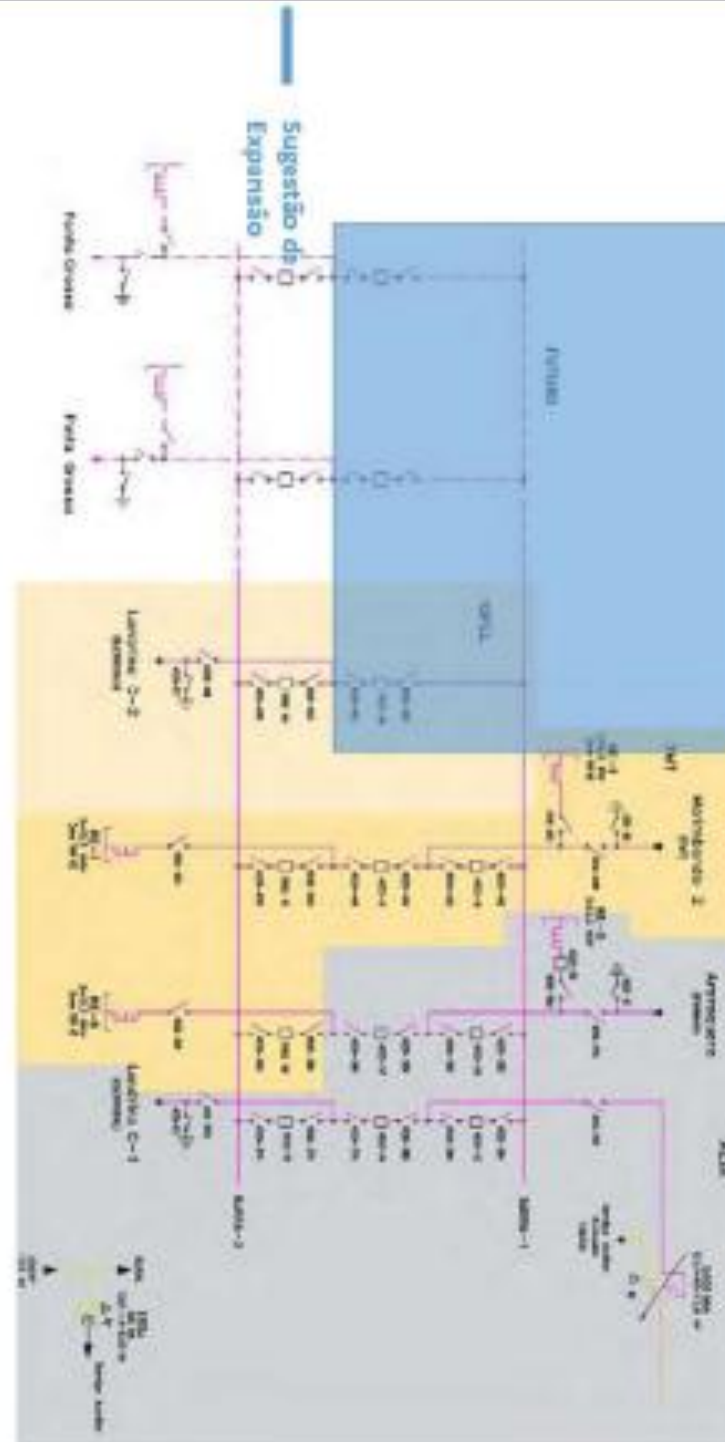


Figura A

18.2.3. SE 500/345 kV Campinas

DocuSign Envelope ID: 3151639E-7B1E-436A-A86A-3389D547312B



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia e
Expansão – VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar
20030-000 – Rio de Janeiro – RJ Tel.:
(21) 2514-5020 - 5792

CE-EETAM 011/2024

Rio de Janeiro, 15/08/2024

Ao Senhor

THIAGO DOURADO MARTINS

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Praça Pio X, 54 – Centro

20091-040 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão das SE Cachoeira Paulista, Campinas, Ivaiporã, Poços de Caldas e Resende

Referência: Processo 48002.001858/2024-83

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício nº 0490/2024/DEE/EPE, de 15 de julho de 2024, encaminhamos os formulários preenchidos em anexo com informações sobre a consulta de viabilidade de expansão de instalações de transmissão.

Assim sendo, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

Marcelo Guimarães dos Santos

Marcelo Guimarães dos Santos

Projetos Eletromecânicos de Transmissão – EETAM

CLASSIFICAÇÃO: INTERNA



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/07/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Campinas

Concessionária Proprietária: Eletrobras

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 3* Tensão (kV): 500 Arranjo: ANEL
- ☒ EL Quantidade: 1** Tensão (kV): 500 Arranjo: ANEL
- ☒ CC Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: ANEL

* Número referencial de IBs. Favor confirmar a quantidade necessária.

** Linha em direção à subestação Itaberá.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 3 + 1R Potência (Mvar): 70 Tensão (kV): 500 Fase: 1
- ☒ Compensador Síncrono Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 500 Potência nominal -180/300 Mvar*

3. Diagrama Unifilar

Anexo.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/07/2024

Revisão:

Página: 2- 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500kV Arranjo: ANEL
- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500kV Arranjo: ANEL
- ☒ CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500kV Arranjo: ANEL

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 3+1R Potência (Mvar): 70 Tensão (kV): 500 kV Fase: _____
- ☒ Compensador Síncrono Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 500 kV Potência nominal 180/300 Mvar

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 135 m x 377 m
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Para completar o ANEL necessita 4x1B
- ☐ Não _____

- Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim
- ☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

A entrada da linha deverá ocorrer conforme a filosofia existente (encabeçando sentido "norte"), de modo a permitir a expansão dos pátios 500 kV e demais. Em frente da subestação ("norte") há diversas casas sugerindo que a linha de transmissão contorne a lateral da subestação próximo da planta solar existente (a ser avaliado no futuro). Necessário elaborar o traçado de modo que o mesmo não impeça a futura expansão da subestação e de linhas de transmissão. Não foi observado travessias com outras LTs na chegada da subestação.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/07/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas uma linha ou se há outras configurações viáveis.

b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.

c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.

e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

Rio de Janeiro, 15 de julho de 2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.07.15 20:53:26 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Rio de Janeiro, 07 de agosto de 2024

Data da Entrega do Formulário

Marcelo Guimarães dos Santos

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Marcelo Guimarães dos Santos

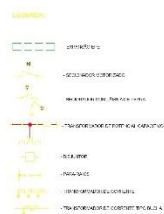
Cargo: Gerente - EETAM

Atualmente o patio de 500 kV não apresenta vãos vagos, pois há obras esperadas e em andamento na subestação: Campinas 15R (reator de barra), 16R (reator de barra) e LT Marimbondo 2 (leilão). Ao lado esquerda da subestação há possibilidade de implantação de novo patio de 500 kV em outra cota de terraplanagem frente ao remanejamento de instalações de almojarifado e terraplanagem do novo terreno. Veja Figura.

Seguindo a filosofia existente da subestação, para completar o arranjo ANEL será necessário quatro módulos de interligação de barra, ou seja, dois disjuntores centrais mais dois disjuntores completando o anel, permitindo a conexão de dois compensadores e uma entrada de linha. Veja diagrama unifilar.

O espaço destinado ao Compensador Síncrono 1 apresenta espaço considerável para implantação (60 m x 153 m), já o espaço reservado para o Compensador Síncrono 2 apresenta espaço mais otimizado para implantação (53 m x 68 m). O banco de reator de linha ficaria no próprio vão destinado a entrada de linha, veja arranjo. Necessário verificar pertinencia de disjuntor manobrável do reator de linha pelos estudos elétricos. Foi considerado equipamentos típicos para o compensador síncrono, devendo ser confirmado os equipamentos para vão de conexão e equipamento compensador síncrono em momento oportuno.





CONVENÇÕES

FF	VERSÃO
FFC	SYNOPSIS DESENVOLVIDA POR CACILLO
FFS	SYNOPSIS DESENVOLVIDA POR SÉRGIO
FC	SYNOPSIS DESENVOLVIDA POR CACILLO
SS	DESAFIO
SSC	DESAFIO DESENVOLVIDO POR CACILLO
SSS	DESAFIO DESENVOLVIDO POR SÉRGIO

UNIVERSITY OF ALABAMA, 100 UNIVERSITY BLVD., TUSCALOOSA, AL 35487-0001, U.S.A.

[illegible][illegible][illegible]

Certificado de Conclusão

Identificação de envelope: 5245D064DEA64455804C712343C3CE3E

Status: Concluído

Assunto: Complete with DocuSign: SE Campinas.pdf

Envelope fonte:

Documentar páginas: 6

Assinaturas: 1

Remetente do envelope:

Certificar páginas: 1

Rubrica: 0

ALDA OLIVEIRA DE SOUSA BRAGA

Assinatura guiada: Ativado

Rua da Quintanda, 196

Selo com Envelopeld (ID do envelope): Ativado

Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 20091-005

Fuso horário: (UTC-03:00) Brasília

abraca@eletrobras.com

Endereço IP: 187.16.89.220

Rastreamento de registros

Status: Original

Portador: ALDA OLIVEIRA DE SOUSA BRAGA

Local: DocuSign

07/08/2024 17:08:37

abraca@eletrobras.com

Eventos do signatário**Assinatura****Registro de hora e data**

Marcelo Guimarães dos Santos

dosantos@eletrobras.com

Marcelo Guimarães dos Santos

Enviado: 07/08/2024 17:10:33

Visualizado: 07/08/2024 17:21:21

Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)

Assinado: 07/08/2024 17:21:31

Adoção de assinatura: Estilo pré-selecionado

Usando endereço IP: 179.82.115.79

Termos de Assinatura e Registro Eletrônico:

Não oferecido através do DocuSign

Eventos do signatário presencial**Assinatura****Registro de hora e data****Eventos de entrega do editor****Status****Registro de hora e data****Evento de entrega do agente****Status****Registro de hora e data****Eventos de entrega intermediários****Status****Registro de hora e data****Eventos de entrega certificados****Status****Registro de hora e data****Eventos de cópia****Status****Registro de hora e data**

Rafael Guimaraes de Azevedo Pereira

rafaelg@eletrobras.com

Copiado

Enviado: 07/08/2024 17:10:33

Visualizado: 08/08/2024 15:22:42

Nível de segurança: E-mail, Autenticação da conta (Nenhuma)

Termos de Assinatura e Registro Eletrônico:

Não oferecido através do DocuSign

Eventos com testemunhas**Assinatura****Registro de hora e data****Eventos do tabelião****Assinatura****Registro de hora e data****Eventos de resumo do envelope****Status****Carimbo de data/hora**

Envelope enviado

Com hash/criptografado

07/08/2024 17:10:33

Entrega certificada

Segurança verificada

07/08/2024 17:21:21

Assinatura concluída

Segurança verificada

07/08/2024 17:21:31

Concluído

Segurança verificada

07/08/2024 17:21:31

Eventos de pagamento**Status****Carimbo de data/hora**

18.2.4. SE 500/138 kV Itajubá 3 e SE 500/138 kV São Gonçalo do Pará

Docusign Envelope ID: 3B6CB779-ACED-4D27-B60F-73257778BE66

CLASSIFICAÇÃO: RESERVADO



Ilmo. Sr.

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco nº 1 - 11º andar
20.090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nossa Referência: DP/ET-0088/2024

Data: 25/07/2024

Sua Referência: Ofício nº 0309/2024/DEE/EPE, de 19/04/2024

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão das SEs São Gonçalo do Pará e Itajubá 3

Senhor Superintendente:

1. Em resposta ao ofício supracitado encaminhamos as observações em relação à viabilidade de instalação de novos módulos¹ nas subestações Itajubá 3 e São Gonçalo do Pará, detalhados a seguir:

SE Itajubá 3:

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 500 kV, arranjo DJM:
 - Manobra
 - 2 EL, 2 CRL, 2 IB e 1 CC
 - Equipamentos
 - 7 reatores de linha; e,
 - 1 Compensador Síncrono.
- Para essa análise foram estudadas 5 alternativas (solicitadas pela EPE via E-mail) a saber:
 - a) 2x ELs 500 kV com seus respectivos reatores fixos de LT (2x CRLs) + 1x CC (Compensador síncrono)
 - b) 1x EL 500 kV com seu respectivo reator fixo de LT (1x CRL) + 1x CC (Compensador síncrono)
 - c) 2x ELs 500 kV com seus respectivos reatores fixos de LT (2x CRLs)
 - d) Apenas 1x EL 500 kV com seu respectivo reator fixo de LT (1x CRL)
 - e) Apenas 1x CC (Compensador síncrono)

¹ **EL** – entrada de linha; **CC** – conexão de compensador síncrono; **CT** – conexão de transformador; **IB** – interligação de barramentos; **CRL** - conexão reator de linha; **CRB** – conexão de reator de barra, **DJM** – arranjo físico disjuntor e meio; **BDD** – arranjo físico barra dupla disjuntor duplo



- As alternativas que contemplam a instalação de compensador síncrono na SE Itajubá 3 não são recomendadas, uma vez que requer grande espaço físico (conexão de compensador síncrono, interligação de barras, banco de transformadores e o próprio compensador síncrono) em uma instalação que apresenta elevada declividade em área adjacente ao pátio de 500 kV. Quando o compensador está associado a linhas de transmissão a condição é ainda mais severa, pois o lado oposto ao indicado para as LT apresenta um desnível muito elevado inviabilizando a instalação de equipamentos pesados na crista do aterro com mais de 12 metros de altura;
- A alternativa “c” requer a construção de dois novos vãos (2 EL + 2 IB) de 500 kV para a conexão das LT's provenientes da SE Varginha 4, onde se tem as seguintes considerações:
 - i. Ampliação se dará em terreno muito íngreme, implicando em volumes expressivos de terraplenagem. Envolve corte, aterro e empréstimo de terra cujos quantitativos são desproporcionais ao que se considera como razoável para a área ampliada.
 - ii. Na área de corte, onde está indicada as saídas das LT é necessário utilizar solução especial de contenção de taludes (como muros de arrimo) devido à proximidade com a primeira torre da LT Cachoeira Paulista;
 - iii. Para implantação das duas LT para Varginha 4, é necessário considerar aspectos fundiários e ambientais, tendo em vista que o terreno da Cemig é insuficiente para essa ampliação. A presença de uma vegetação mais densa no off-set do aterro existente é um indicativo de alerta para acúmulo de águas naquela região. As intervenções podem ser ambientalmente questionadas
- Conforme figura 1, a seguir, é mostrado o local de ampliação do pátio de 500 kV.

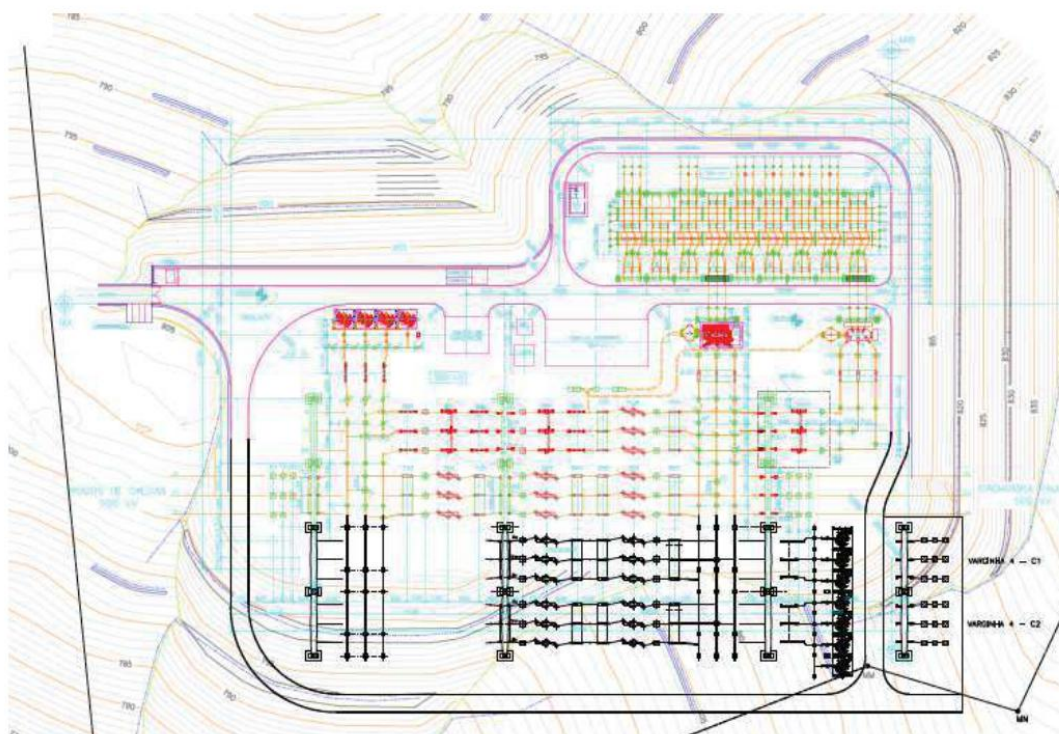


Figura 1 – SE Itajubá 3 – Croqui 1 – 2 LT's e 7 reatores

- A alternativa “d” requer a construção de um novo vão (EL + IB) de 500 kV para a conexão da LT proveniente da SE Varginha 4, tem-se as seguintes considerações:
 - i. Há a necessidade de utilizar solução especial de contenção de taludes (como muros de arrimo) devido à proximidade com a primeira torre da LT Cachoeira Paulista, bem como necessidade de corte e aterro;
 - ii. Os aspectos fundiários e ambientais também são presentes nessa solução, porém em quantitativos bem inferiores se comparados à alternativa c. O terreno da instalação comporta a ampliação do pátio de equipamentos, porém não há espaço suficiente para a contenção dos taludes e drenagem pluvial, sendo necessária, portanto, a aquisição de área.
- Conforme figura 2, a seguir, é mostrado o local de ampliação do pátio de 500 kV.

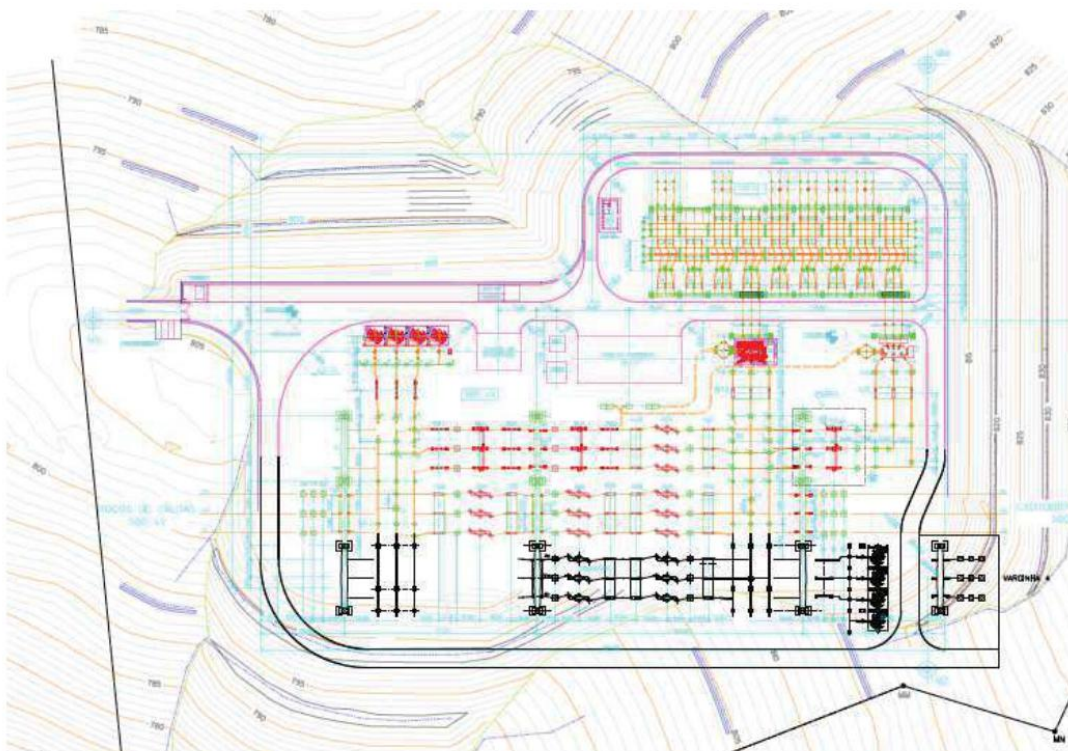


Figura 2 – SE Itajubá 3 – Croqui 1 – 1 LT e 4 reatores

- Para avaliações mais detalhadas faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes de planejamento, engenharia de projetos de subestações e de linha.

SE São Gonçalo do Pará:

- Solicitação de instalação dos seguintes módulos em 500 kV, arranjo DJM:
 - Manobra
 - 2 EL, 2 CRL e 2 IB
 - Equipamentos
 - 7 reatores de linha;
- Em virtude da inviabilidade da instalação de um compensador síncrono na SE Itajubá 3 a Cemig GT avaliou a instalação desse equipamento nessa SE. Foi avaliado ainda uma variação do pedido inicial com apenas uma LT, com 1 EL, 1B, 1 CRL e o compensador síncrono
- A análise da viabilidade técnica da ampliação da subestação teve como premissa a consideração das obras associados aos leilões 001/2022 e 01/2023, contemplando



assim a 1ª e 2ª LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará, bem como os bancos reatores de linha e barras, indicados estudo de planejamento da EPE-DEE-RE-064/2020-rev 1. Totalizando seis vãos completos de 500 kV.

- Avaliou-se pela necessidade de ampliação do pátio de 500 kV, com aquisição de área externa, adjacente ao terreno da subestação, em complementariedade a área prevista para as obras dos leilões 001/2022 e 01/2023.
- Nessa situação, haverá necessidade de supressão de vegetação local e terraplenagem. Cabe informar que demais aspectos associados ao licenciamento ambiental não foram avaliados nessa etapa, assim como aspectos relativos aos encaminhamentos das linhas de transmissão no entorno da SE.
- O local de ampliação do pátio de 500 kV necessita de infraestrutura para instalação de novos módulos de conexão e de equipamentos, sendo necessária a extensão dos barramentos 1 e 2 para integração desses novos ativos.
- Para avaliações mais detalhadas faz-se necessária uma visita técnica ao local com a presença das equipes de planejamento, engenharia de projetos de subestações e de linha.
- Cabe informar que na SE São Gonçalo do Pará estão em processo de consolidação as seguintes obras de reforço:
 - I. Ampliação da transformação 500-138 kV, com a substituição dos transformadores T1 e T2 de unidades trifásicas de 300 MVA para bancos trifásicos de 600 MVA, cada e transferência do transformador T3 para o local do T1;
 - II. Desativação dos reatores trifásicos dos terciários dos transformadores T1 e T2 e instalação de um reator na barra de 500 kV, 3 x 33,3 Mvar.
 - III. Demais obras associadas, tais como substituição das barras 1 e 2 de 138 kV, instalação de 1 nova seção de conexão de transformador, substituição de equipamentos das conexões dos transformadores a serem ampliados.
- É indicado que as novas linhas de 500 kV saiam em direção oposta as chegadas de linhas da SE Buritizeiro 3, evitando assim que a(s) linha(s) São Gonçalo do Pará – Varginha 4 cruzem nas imediações desta SE com 4 linhas de 500 kV. Na direção indicada os cruzamentos serão reduzidos pela metade.
- Nas figuras 3 e 4, a seguir, é mostrado o local de ampliação do pátio de 500 kV.



Figura 3 – SE São Gonçalo do Pará – Croqui 1 – 2 LT's, 7 reatores e um compensador síncrono



Figura 4 – SE São Gonçalo do Pará – Croqui 1 – 1 LT, 4 reatores e um compensador síncrono

3. Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais, bem como para futuros detalhamentos da viabilidade dessas novas instalações de transmissão.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

Marcelo José Fiorino de Castro

D32A280F380F40D

Marcelo José Fiorino de Castro
Gerente de Expansão da Geração – DP/EG
(Superintendente Interino)

Av. Barbacena, 1219 - 4º Andar - Ala B - Santo Agostinho - CEP 30190-131
Belo Horizonte - MG - Brasil - Tel.: (31) 3506-4639
88278

Em sua resposta, favor citar nossa referência

Revisão: 09/2012



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Itajubá 3

Concessionária Proprietária: CEMIG

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2** Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 2* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

* Novas ELs referentes a LT 500 kV Varginha 4 – Itajubá 3 C1 e C2 (CS).

** Avaliar possibilidade de conexão em IB existente. Se não for possível, considerar novo vão (novo IB) para esta nova entrada de linha.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 6 + 1R Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Obs.1: Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.

Obs.2: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

3. Diagrama Unifilar

N/A

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 1 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 3+1R Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
- ☒ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
- ☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim

☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

19/04/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Assinado de forma digital por Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Dados: 2024.04.19 19:25:08 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

DocuSigned by:
Marcelo José Fiorino de Castro

D32A280F380F40D

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Marcelo José Fiorino de Castro
Cargo: Gerente de Expansão da Geração - DP/EG (Superintendente Interino)



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: São Gonçalo do Pará

Concessionária Proprietária: CEMIG

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2** Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 2* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

* Novas ELs referentes a LT 500 kV Varginha 4 – São Gonçalo do Pará C1 e C2 (CS).

** Avaliar possibilidade de conexão em IB existente. Se não for possível, considerar novo vão (novo IB) para esta nova entrada de linha.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 6 + 1R Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Obs.1: Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.

Obs.2: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

3. Diagrama Unifilar

N/A

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM☒ CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Reator de linha fixo Quantidade: 6+1R Potência (Mvar): 50 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?



Sim

Área Prevista: 24.000 m2

Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?



Sim

Equipamentos Necessários: _____



Não



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

19/04/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.04.19 19:25:21 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

—DocuSigned by:

Marcelo José Fiorino de Castro

—D32A280F380F40D

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Marcelo José Fiorino de Castro

Cargo: Gerente de Expansão da Geração - DP/EG (Superintendente Interino)

18.2.5. SE 765 kV Itaberá

DocuSign Envelope ID: 33869BA9-F1DF-48E4-91A0-41A546A1CC04



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia e
Expansão – VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ Tel.:
(21) 2514-5020 - 5792

EETAM - CE 002/2024

Recife, 01/07/2024

Ao Senhor

THIAGO DOURADO MARTINS

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética - EPE Praça Pio X, 54 - Centro

20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre viabilidade de expansão das SEs Itaberá e Ibiúna e recapacitações da LT 500 kV Cachoeira Paulista-Taubaté C1 e da LT 500 kV Cachoeira Paulista-Tijuco Preto

Referência: Processo 48002.001051/2024-41

Senhor Superintendente,

1. O Ofício 0308/2024/DEE/EPE, de 19 de abril de 2024, nos consultou sobre a viabilidade de expansão e implantação das subestações (SEs) Itaberá e Ibiúna, e das recapacitações da Linha de Transmissão (LT) 500 kV Cachoeira Paulista - Taubaté C1 e da LT 500 kV Cachoeira Paulista - Tijuco Preto.
2. Conforme solicitado no ofício supracitado, seguem os formulários de viabilidade devidamente preenchidos. Além disso, estamos enviando os desenhos dos estudos de viabilidade para melhor entendimento.

Assim sendo, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

Marcelo Guimarães dos Santos

66BA047CDFEE4BA

Marcelo Guimarães dos Santos

Projetos Eletromecânicos de Transmissão – EETAM

Anexos:

1. Estudo de Viabilidade EPE – Itaberá - Cenário 1-A1
2. Estudo de Viabilidade EPE - Itaberá - Cenário 2-A1
3. Estudo de Viabilidade EPE - Itaberá - Cenário 3-A1
4. Estudo EPE Cenário 3-A1
5. Estudo Viabilidade EPE-IBIUNA
6. Formulário_SE Ibiúna - EETAM_signed
7. Formulário_SE Itaberá-EETAM (1)_signed

CLASSIFICAÇÃO: INTERNA



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 12

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Itaberá

Concessionária Proprietária: FURNAS

Considerar os diferentes cenários de planejamento descritos abaixo, indicando a viabilidade de cada um deles.

Cenário 1 (Novo pátio de 500 kV)

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:
- ☒ IB Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6 + 1R Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 18 + 3R Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Obs.1: Considerar, inicialmente, 6 entradas de linha de 500 kV (com reatores de linha fixo em ambos os terminais). Novo pátio de 500kV com 4x saídas ao Norte (p/ Araras e Assis) e 2x saídas ao Sul (p/ Curitiba Oeste) e uma fase reserva para cada uma das saídas. Visando definir a área mínima para o novo pátio, solicitamos avaliar o espaço disponível para mais 7x ELs 500 kV, 2x CTs 500/440kV e área reservada para compensadores síncronos destinados para expansão futura do novo pátio (totalizando 8x IBs) – vide diagrama a seguir.

Obs.2: Na impossibilidade de expansão contígua à subestação, informar se há possibilidade de expansão total ou parcial (com redução das conexões futuras indicadas).

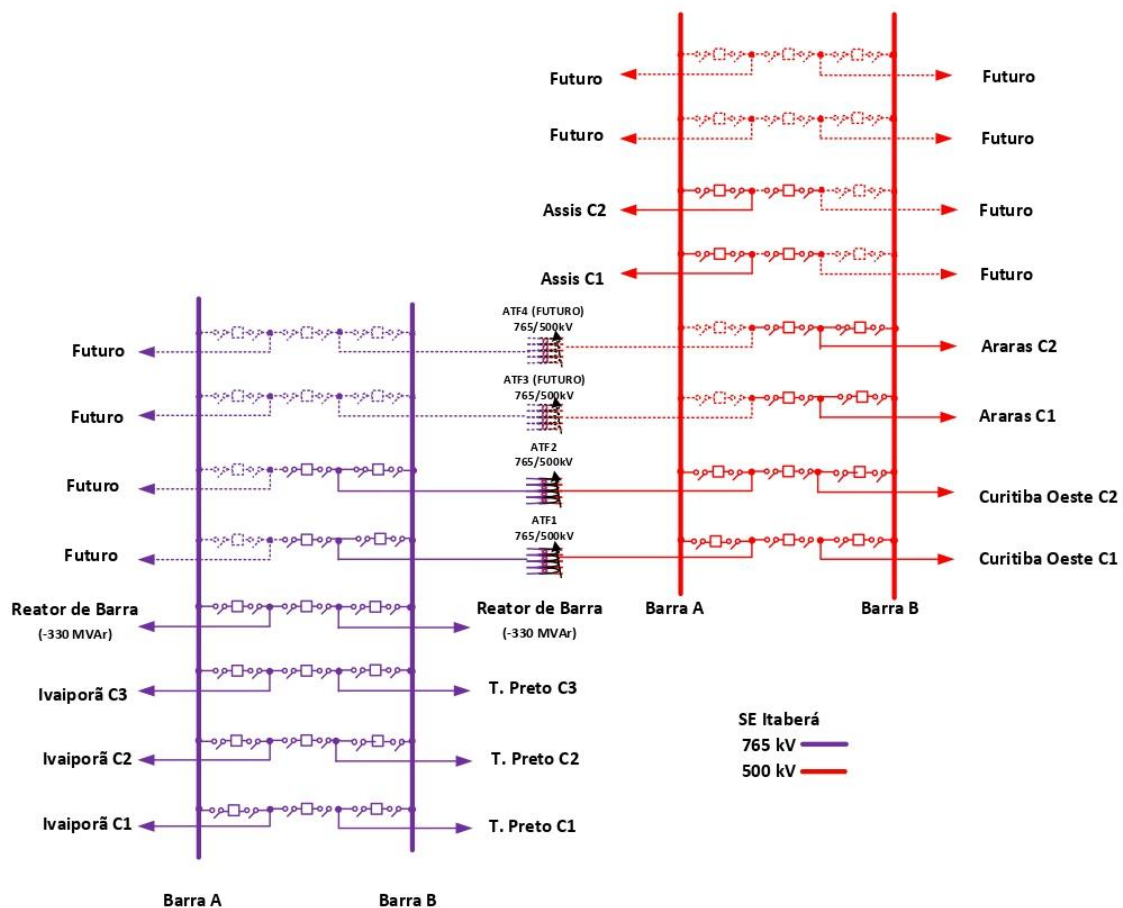
Obs.3: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Unifilar





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 3 - 12

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

Cenário 2 (Conversora no novo pátio de 500 kV)

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter:
- ☒ IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ Pátio de 435.000 m², com dimensões aproximadas de 725m x 600m, para conversores e filtros – CC (a ser conectado no novo pátio 500 kV)
- ☒ Área de 20.000 m², para compensadores síncronos.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6 + 1R Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 12 + 2R** Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Obs.1: Considerar, inicialmente, 4 entradas de linha de 500 kV (com reatores de linha fixo em ambos os terminais). Novo pátio de 500kV com 2x saídas ao Norte (p/ Araras) e 2x saídas ao Sul (p/ Curitiba Oeste) e uma fase reserva para cada uma das saídas. Visando definir a área mínima para o novo pátio, solicitamos avaliar o espaço disponível para mais 5x ELs 500 kV, 2x CTs 765/500kV, 2x IBs 765 kV e área reservada para compensadores síncronos destinados para expansão futura do novo pátio (totalizando 8x IBs) – vide diagrama a seguir.

Obs.2: Na impossibilidade de expansão contígua à subestação, informar se há possibilidade de expansão total ou parcial (com redução das conexões futuras indicadas).

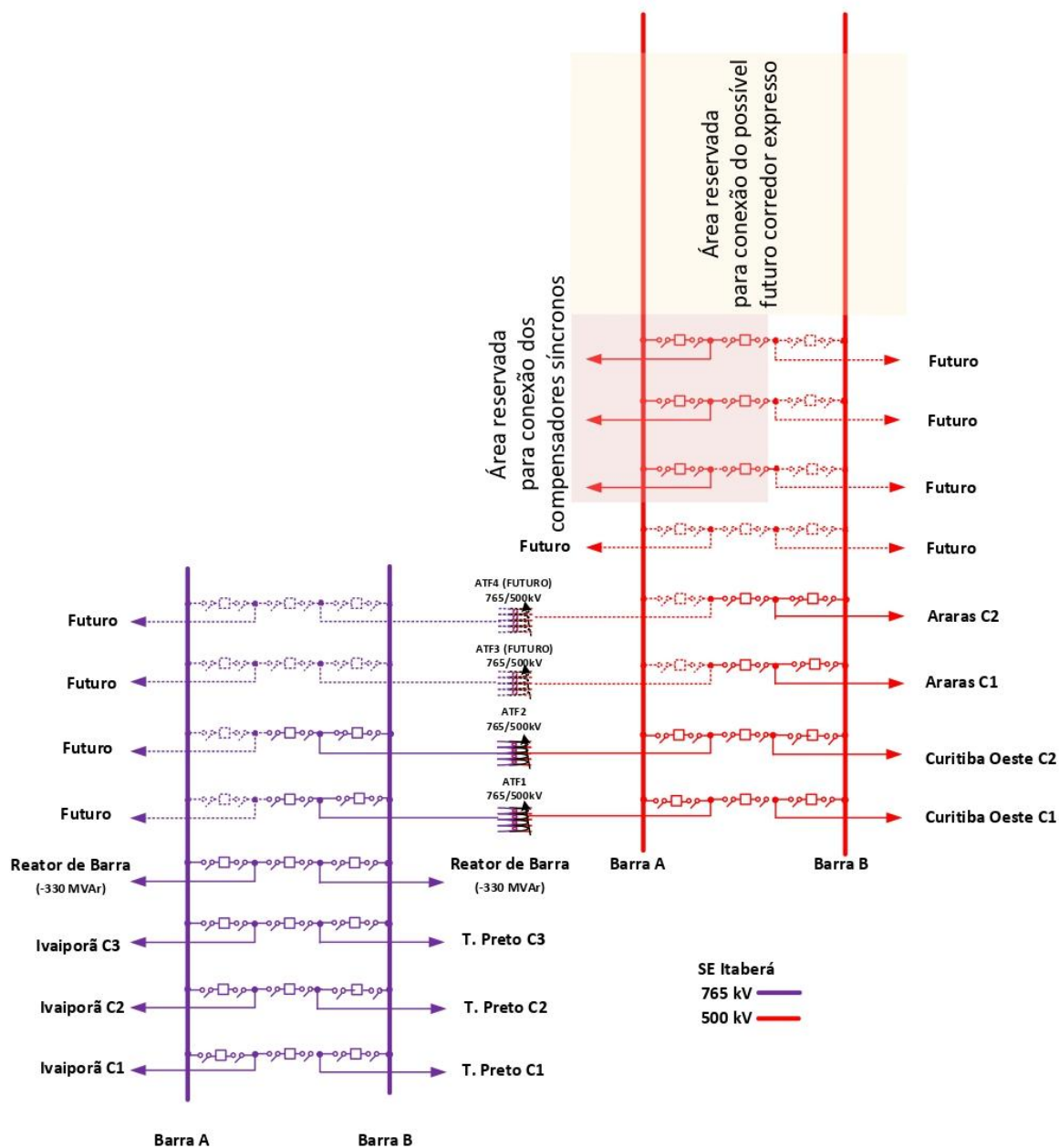
Obs.3: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Unifilar





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 5 - 12

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

Cenário 3 (Conversora CA/CC no pátio de 765 kV)

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____
- ☒ IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ Pátio de 435.000 m², com dimensões aproximadas de 725m x 600m, para conversores e filtros – CC (a ser conectado no pátio existente de 765 kV)
- ☒ Área de 20.000 m², para compensadores síncronos.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autotransformadores Quantidade: 6 + 1R Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de Linha Fixo Quantidade: 12 + 2R** Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

Obs.1: Considerar, inicialmente, 4 entradas de linha de 500 kV (com reatores de linha fixo em ambos os terminais). Novo pátio de 500kV com 2x saídas ao Norte (p/ Araras) e 2x saídas ao Sul (p/ Curitiba Oeste) e uma fase reserva para cada uma das saídas. Visando definir a área mínima para o novo pátio, solicitamos avaliar o espaço disponível para mais 8x ELs 500 kV, 2x CTs 765/500kV e 2x IBs 765 kV destinados para expansão futura do novo pátio (totalizando 8x IBs) – vide diagrama a seguir.

Obs.2: Na impossibilidade de expansão contígua à subestação, informar se há possibilidade de expansão total ou parcial (com redução das conexões futuras indicadas).

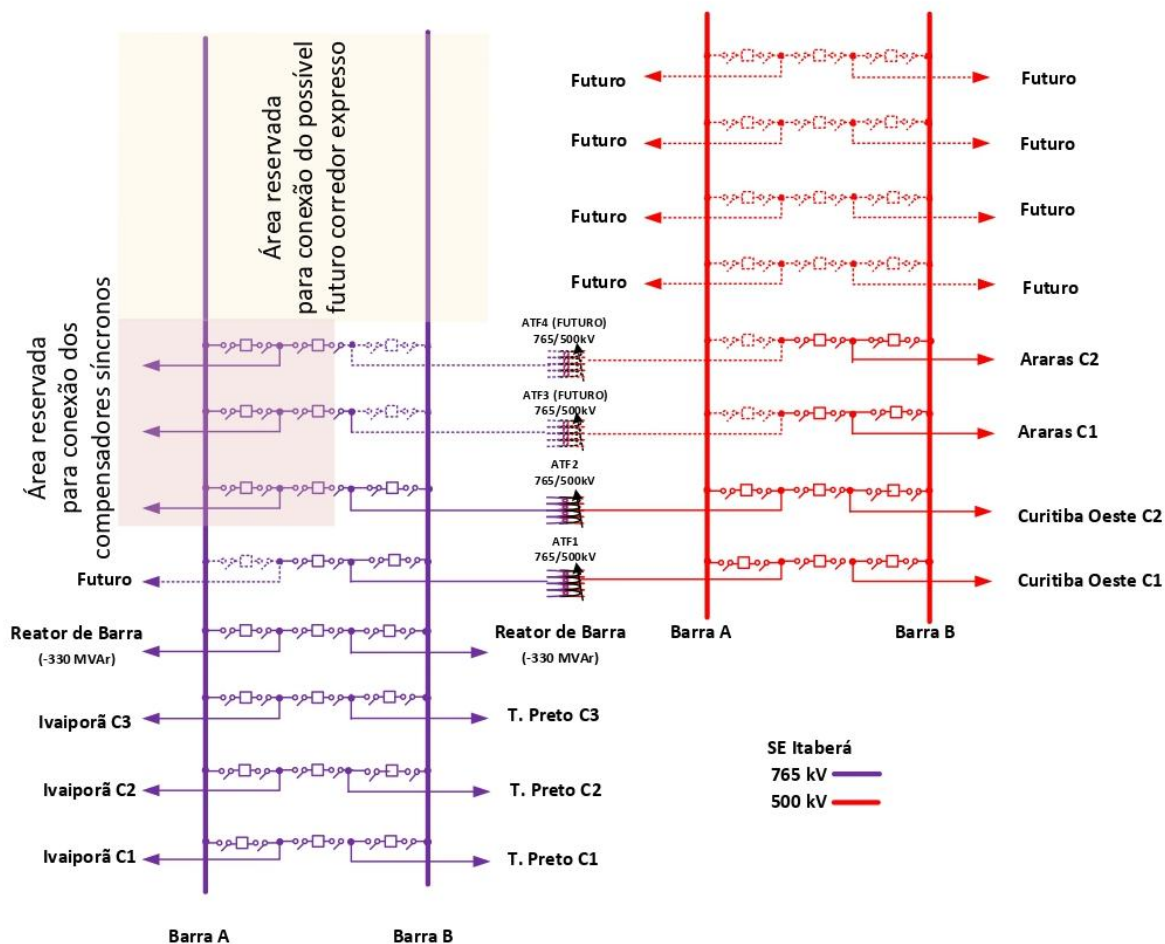
Obs.3: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

3. Diagrama Unifilar





Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 7 - 12

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

Cenário 1

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____
- ☒ IB Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 6 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autortransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 21 Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 8 - 12

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☒ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

A proposta apresentada considera a localização do novo pátio de 500kV na direção Sul. Todas as LTs existentes entram na subestação pela direção Leste-Oeste. Desta forma, as linhas em direção Norte (Assis e Araras) sofrerão cruzamento com as LTs existentes (Tijuco Preto / Ivaiporã). Caso seja necessário a redução dos cruzamentos, o novo pátio deverá ser alocado ao Norte da Subestação, após os novos reatores de barra 765kV em implantação. Esta configuração exige a compra de terreno em área contígua a subestação.

5. Observações

Conforme planta de localização anexa, além dos vãos solicitados nos itens 1 a 3, é possível ampliar mais dois vãos completos de 500kV (4EL com reator + 2 IB), 2 bancos de transformadores 765/500kV e suas respectivas conexões em ambos os pátios, assim como os 2 IBs necessários em 765kV. Esta configuração completa está em acordo com o unifilar de referência final, contemplando 8 IBs no total de 500kV.

Não foi considerada a solicitação descrita no Obs.1. Este escopo não estava claramente identificado nas propostas de ampliação futura ou com o escopo solicitado.

Outro ponto de atenção é com a área industrial existente, onde haverá necessidade de relocação de edificações e atenção com saídas de LTs sobre edificações administrativas de apoio.

Este estudo não contempla nenhuma avaliação de impacto ambiental.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

Cenário 2**1. Módulos de Manobra**

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____
- ☒ IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ Pátio de 435.000 m², com dimensões aproximadas de 725m x 600m, para conversores e filtros – CC (a ser conectado no novo pátio de 500 kV)
- ☒ Área de 20.000 m², para compensadores síncronos.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autortransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 14 Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 880.00 m² (estimado)
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Para conexão do pátio da
- ☐ Não conversora, são necessários 2 vãos de conexão.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 10 - 12

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☒ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

A proposta apresentada considera a localização do novo pátio de 500kV na direção Norte. Todas as LTs existentes entram na subestação pela direção Leste-Oeste. Desta forma, as linhas em direção Sul (Curitiba Oeste) sofrerão cruzamento com as LTs existentes (Tijuco Preto / Ivaiporã). Esta solução não possibilita o aproveitamento de área da subestação, sendo necessário aquisição de praticamente total das novas instalações.

5. Observações

Conforme planta de localização anexa, além dos vãos solicitados nos itens 1 a 3, é possível ampliar outros 2 bancos de transformadores 765/500kV e suas respectivas conexões em ambos os pátios, assim como os 2 IBs necessários em 765kV; e mais 5 EL com reator e área destinada a compensadores síncronos (equivalente a 3 EL) no novo pátio de 500kV. Esta configuração completa está em acordo com o unifilar de referência final, contemplando 8 IBs no total de 500kV.

Com relação a área destinada a conversora, será necessária aquisição de terreno conforme indicado no item 3.

Para a interligação do novo pátio 500kV a conversora, foram consideradas mais 2 conexões em 500kV e seus respectivos IBs. Como não há maiores informações sobre o escopo deste novo pátio CC, não foi possível fornecer maiores detalhes além da delimitação da área solicitada.

Este estudo não contempla nenhuma avaliação de impacto ambiental ou fundiário.

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

Cenário 3

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 765 Arranjo: DJM
- ☒ EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 765/500 Arranjo Prim.: DJM Sec.: DJM Ter: _____
- ☒ IB Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CRL Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ Pátio de 435.000 m², com dimensões aproximadas de 725m x 600m, para conversores e filtros – CC (a ser conectado no pátio existente de 765 kV)
- ☒ Área de 20.000 m², para compensadores síncronos.

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Autortransformadores Quantidade: 7 Potência (MVA): 550 Tensão Prim./Sec. (kV) 765/500 Fase: 1
- ☒ Reator de linha fixo Quantidade: 14 Potência (Mvar): 40 Tensão (kV): 500 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 580.000 m²
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Para conexão do pátio da
- ☐ Não conversora, são necessários 2 vãos de conexão 765kV.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 12 - 12

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim

☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

A proposta apresentada considera a localização do novo pátio de 500kV na direção Sul. Todas as LTs existentes entram na subestação pelas direção Leste-Oeste. Desta forma, as linhas em direção Norte (Araras) sofrerão cruzamento com as LTs existentes (Tijuco Preto / Ivaiporã). Caso seja necessário a redução dos cruzamentos, o novo pátio deverá ser alocado ao Norte da Subestação, após os novos reatores de barra 765kV em implantação. Esta configuração exige a compra de terreno em área contígua a subestação.

5. Observações

Conforme planta de localização anexa, além dos vãos solicitados nos itens 1 a 3, é possível ampliar outros 2 bancos de transformadores 765/500kV e suas respectivas conexões em ambos os pátios, assim como os 2 IBs necessários em 765kV e área destinada a compensadores síncronos (equivalente a 3 EL); e mais 8 EL com reator no novo pátio de 500kV. Esta configuração completa está em acordo com o unifilar de referência final, contemplando 8 IBs no total de 500kV.

Com relação a área destinada a conversora, será necessária aquisição de terreno conforme indicado no item 3.

Para a interligação do pátio 765kV a conversora, foram consideradas mais 2 conexões em 765kV e seus respectivos IBs. Como não há maiores informações sobre o escopo deste novo pátio CC, não foi possível fornecer maiores detalhes além da delimitação da área solicitada.

Outro ponto de atenção é com a área industrial existente, onde haverá necessidade de relocação de edificações e atenção com saídas de LTs sobre edificações administrativas de apoio.

Este estudo não contempla nenhuma avaliação de impacto ambiental.

19/04/2024

Data da Solicitação

28/06/2024

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria R. Dourado Martins

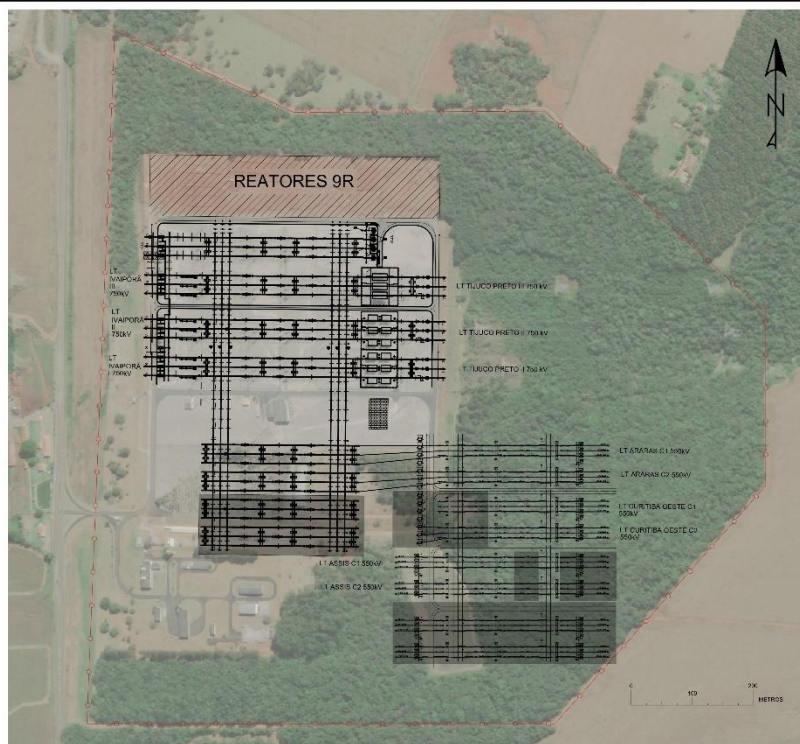
Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Fellipe Lessa Neves

Cargo: Eng. Eletricista - Eletromecânica





18.2.6. SE 500/230 kV Juazeiro da Bahia III

DocuSign Envelope ID: 1F08DD52-1772-4ABA-94A9-1B8228BAE838



São Paulo, 21 de maio de 2024.

Carta ARG.D.E.V.008/2024

A

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Praça Pio X, 54, 5º andar – Centro

CEP.: 20.091-040 – Rio de Janeiro – RJ.

A/C: Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Resposta ao Ofício nº 0304/2024/DEE/EPE – Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Juazeiro III.

Referência: Ofício nº 0304/2024/DEE/EPE – Processo nº 48002.001047/2024-82.

Prezado Sr.,

A **ARGO V TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. ("ARGO V")**, concessionária de transmissão de energia elétrica, com sede no município de São Paulo, estado de São Paulo, situada na Rua Tabapuã, 841, 2º andar, conjunto 23, Itaim Bibi, CEP: 04533-013, inscrita no CNPJ sob o nº 21.728.083/0001-00, vem por meio desta, em resposta ao Vosso ofício em referência, expor o que segue:

- 1) Informamos que há viabilidade física para implantação do 3º banco de Autotransformadores (ATF) 500 / 230 kV (3 x 100 MVA) na SE Juazeiro III e disponibilizamos em anexo o Formulário de Consulta devidamente preenchido, contendo as informações e esclarecimentos necessários para utilização nos estudos que estão sendo desenvolvidos pela EPE;
- 2) Adicionalmente, anexamos a Planta de Localização e o Diagrama Unifilar atualizado da SE Juazeiro III, destacando o posicionamento sugerido para implantação do futuro 3º ATF 500 / 230 kV (3 x 100 MVA);

- 3) Ressaltamos que as informações indicadas pela ARGO V nesta consulta de viabilidade já consideram as expansões previstas na SE Juazeiro III, incluindo as obras homologadas no Leilão 01/2023 – Lote 1 e Parecer de Acesso emitidos para conexão de obras de geração;
- 4) Por fim, ratificamos nosso compromisso de colaborar junto à EPE com todas as informações necessárias para o desenvolvimento e expansão do sistema de transmissão nacional, bem como na realização das obras de reforços que se fizerem recomendadas nas instalações da ARGO.

Sendo o que tínhamos para o momento, subscreve-se.

Atenciosamente,

Wallace Honorato Moreira

ARGO V TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.

Anexos:

- (i) *Resposta ARGO_Formulário de Consulta - Juazeiro III.pdf*
- (ii) *Arranjo SE Juazeiro III - Ofício 0304-2024-DEE-EPE.pdf*
- (iii) *SE Juazeiro III - Diagrama Pré-Operacional_Rev.20.pdf*



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 25/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Juazeiro III

Concessionária Proprietária: ARGO

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: _____

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 3 + 1R* Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230 Fase: 1

* Referente ao futuro 3º ATF 500/230 kV – Avaliar possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente e, em caso negativo, considerar uma nova fase reserva para o 3º ATF.

Obs.1: Considerar na resposta possíveis reforços, adequações e acessos de projetos de geração com CUST assinado sendo realizados na subestação assim como eventuais restrições físicas na SE e sua respectiva Área de Desenvolvimento da Subestação - ADS.

Obs.2: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

3. Diagrama Unifilar

N/A.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 25/04/2024
		Revisão:
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1 Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500 / 230 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter: N/A

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV) 500 / 230 Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: INSTALAÇÃO DE SINCRONIZADOR NO DISJUNTOR 15D3 (INTERLIGAÇÃO DE BARRAS)
☐ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 25/04/2024

Revisão:

Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?

☐ Sim

☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

5. Observações

É POSSÍVEL O COMPARTILHAMENTO DO FUTURO 3º ATF 500/230 kV COM A UNIDADE RESERVA EXISTENTE QUE, ATUALMENTE, É COMPARTILHADA PELO 1º E 2º ATF 500/230 kV, AMBOS EM OPERAÇÃO PELA ARGO V. DESTA FORMA, CONSIDERAMOS PARA O 3º ATF 500/230 kV A CONFIGURAÇÃO 3 x 100 MVA.

HÁ AINDA VIABILIDADE FÍSICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UM 4º ATF 500/230 kV NO FUTURO - ESTE NA CONFIGURAÇÃO 3+1R x 100 MVA.

ANEXO PLANTA/ARRANJO E DIAGRAMA UNIFILAR DA SE JUAZEIRO III CONTENDO, DE FORMA ESQUEMÁTICA, O POSICIONAMENTO PREVISTO PARA O 3º ATF 500/230 kV E JÁ CONSIDERANDO TODAS EXPANSÕES PREVISTAS PARA ESSA SUBESTAÇÃO.

25/04/2024

Data da Solicitação

21/05/2024

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

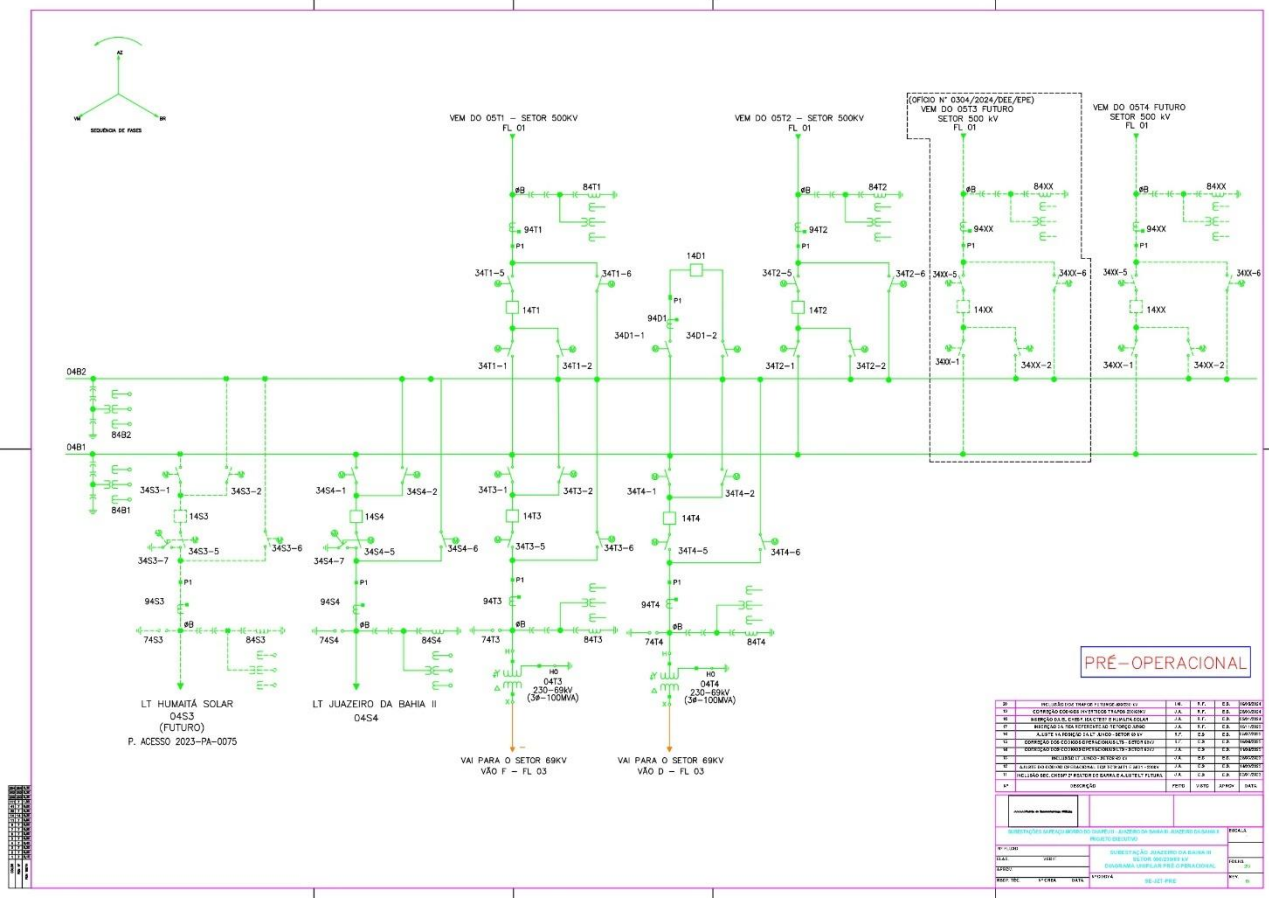
STE/DEE/EPE

Wallace H. Moreira

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: WALLACE HONORATO MOREIRA

Cargo: GERENTE DE ENGENHARIA



[illegible]

				
SUBSTITUIÇÃO SÁTIPOA BOMBA DO SUPORTE - JUNTADA DA BARRA II - JUNTADA DA BARRA II (PRODUTO DEGRADADO)				PRÉ-LA
Nº (Linha) 01-01 DATA 12/02/2012 Emissão 12/02/2012	VENC. 12/02/2012	SUBSTITUIÇÃO SÁTIPOA BARRA II SETOR 85 W DIAGRAMA DE FLUXO DE OPERAÇÃO	Nº (Linha) 01-01 DATA 12/02/2012	VENC. 12/02/2012

18.2.7. SE 500 kV Lorena, 500/440 kV Taubaté



São Paulo, 06 de setembro de 2024

CT/EP/2186/2024

Ao Senhor.

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão de SEs e os custos referenciais de recapacitações de LTs de 345 e 440 kV na região de São Paulo.

Senhor Superintendente,

Em atenção ao Ofício nº 0491/2024/DEE/EPE, de 15 de julho de 2024 foi avaliada a viabilidade de expansão das subestações Lorena, Santo Angelo e Taubaté, bem como os custos referenciais de recapacitações dos bays das LTs : (i) LT 440 kV Araras – Araraquara C1 e C2 de 1524/1524 para 2030/2400 MVA, (ii) LT 440 kV Araraquara – Piracicaba C1 de 1524/1524 para 2030/2400 MVA, (iii) LT 440 kV Piracicaba – Santa Bárbara D' Oeste C1 de 1524/1524 para 2030/2400 MVA, (iv) LT 440 kV Santa Bárbara D' Oeste – Ribeirão Preto C1 de 1524/1524 para 2030/2400 MVA e (v) LT 345 kV Leste - Ramon Filho de 1195/ 1195 para 3000/3000 MVA.

Apresentamos nos arquivos em anexo o detalhamento das consultas solicitadas.

Sem mais para o momento, reforçamos nossos votos de estima e considerações.

Atenciosamente,

Yeewan Joshi Otero

Gerente Executivo Estruturação e Execução de R&M

COMPANHIA DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA
CNPJ: 02.998.611/0001-04

Avenida das Nações Unidas, 14.171
São Paulo - SP - 04794-000
Torre Crystal - 6º andar
Tel: +55 11 3138-7000


www.isacteep.com.br



SE LORENA E SE TAUBATÉ

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA

OFÍCIO 0491-2024-DEE-EPE

RT-EE-082-2024

Emissão:

Diretoria de Projetos

Departamento Soluções em Subestações

São Paulo, 20 de agosto de 2024.

Revisão: R0

Departamento Soluções em Subestações

Telefone (11)3138-7000

Avenida das Nações Unidas, 14.171

04794-000- São Paulo –SP

ÍNDICE DE MODIFICAÇÕES					
Índice revisão	Data modificação	Modificações			
0	20/08/2024	Emissão inicial			
REVISÃO – APROVAÇÃO					
Revisão No.		0			
Elaborado por	Nome	Douglas			
	Data	20/08/2024			
Revisado por	Nome	Fabio R. Ramos			
	Data	20/08/2024			
Aprovado por	Nome	Fernando M. Weisshaupt			
	Data	20/08/2024			

ÍNDICE

1	OBJETIVO	4
2	SE LORENA	4
2.1	Cenário A: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 2 CC 500kV	5
2.2	Cenário B: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 1 CC 500kV	6
2.3	Cenário C: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV	7
2.4	Cenário D: 3 EL 500kV (um com REL) / 3IB 500kV / 1 CC 500kV	8
2.5	Cenário E: 2 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 2 CC 500kV	9
2.6	Avaliação:	10
3	SE TAUBATÉ	10
3.1	Cenário único: 1 CC 500kV	11
3.2	Avaliação:	12

1 OBJETIVO

Este documento apresenta os estudos de viabilidade física realizadas na SE Lorena e na SE Taubaté conforme solicitação da EPE através do ofício 0491-2024-DEE-EPE. O estudo realizado na SE Santo Ângelo foi disponibilizado em documento separado.

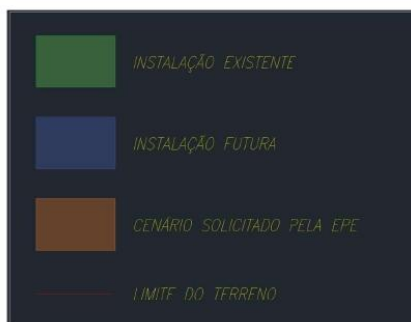
2 SE LORENA

A avaliação foi baseada nos cenários solicitados pelo Rodrigo Cabral (EPE) por e-mail em 05/08/2024, conforme a seguir, sendo descartado a opção B do ofício original:

Dado que a área disponível para expansão da Subestação é limitada por uma Área de Preservação Permanente (APP) e por uma área reservada para a expansão de um novo pátio em tensão de 88 kV, pedimos que considere os seguintes cenários para a análise:

- a) 4 novas linhas CA e 2 Compensadores Sincronos;
- b) 4 novas linhas CA e 1 Compensador Síncrono;
- c) 4 novas linhas CA;
- d) 3 novas linhas CA e 1 Compensador Síncrono;
- e) 2 novas linhas CA e 2 Compensadores Sincronos

Dessa forma, seguem abaixo os croquis de cada cenário solicitado. A instalação destacada em verde é existente, a laranja é o estudo em questão, a azul e a ampliação futura solicitada no edital do leilão da implantação da subestação e a linha vermelha indica o limite do terreno.

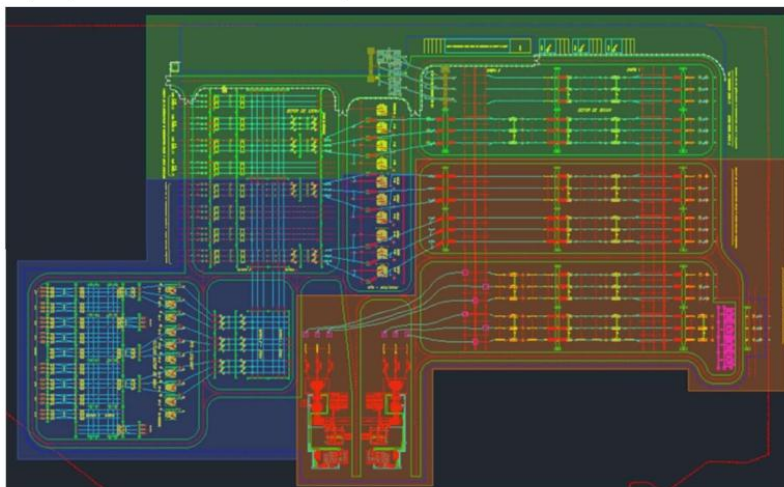


2.1 Cenário A: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 2 CC 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.



Croqui representando o detalhe do arranjo.

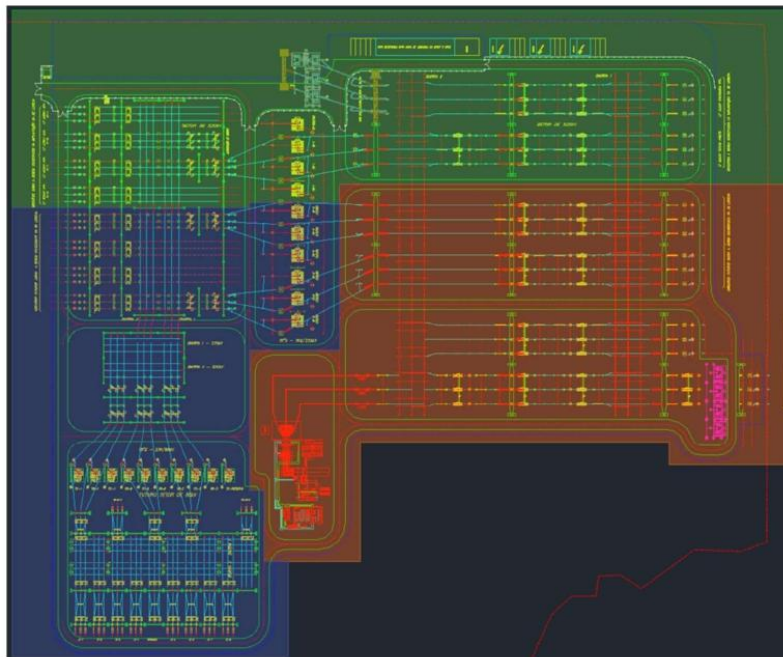


2.2 Cenário B: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 1 CC 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.



Croqui representando o detalhe do arranjo.

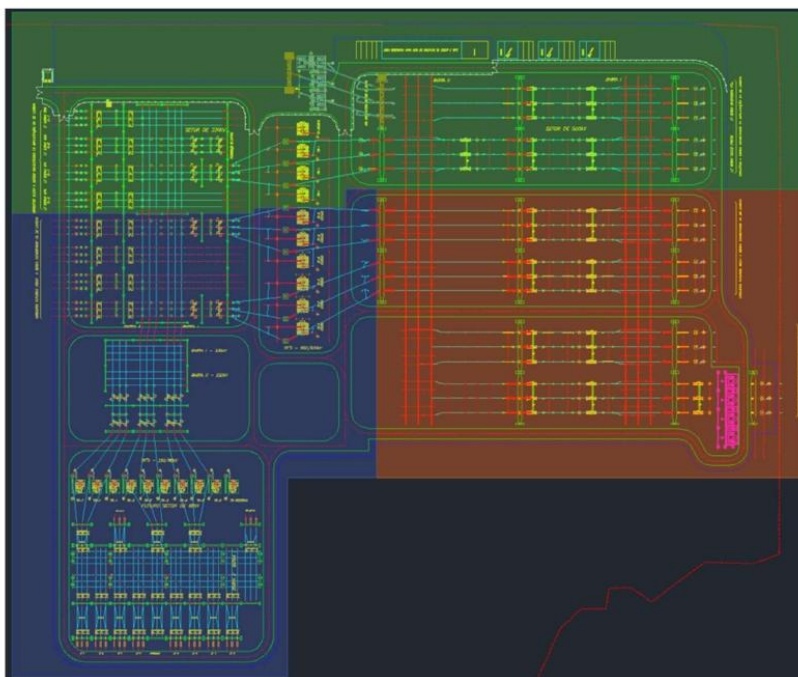


2.3 Cenário C: 4 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.



Croqui representando o detalhe do arranjo.

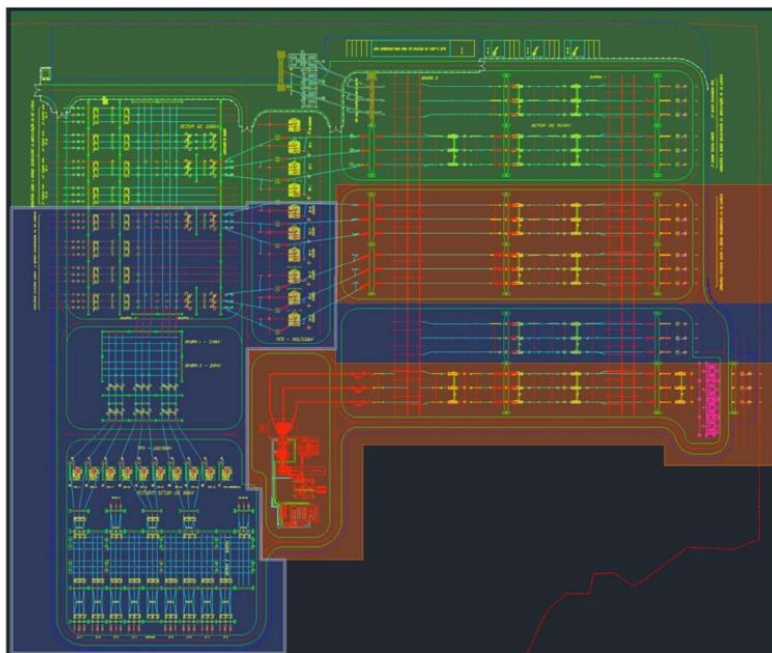


2.4 Cenário D: 3 EL 500kV (um com REL) / 3IB 500kV / 1 CC 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.

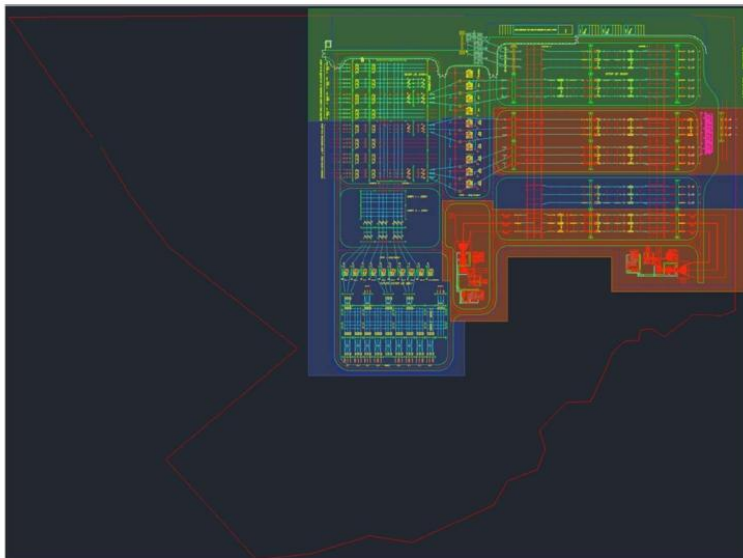


Croqui representando o detalhe do arranjo.

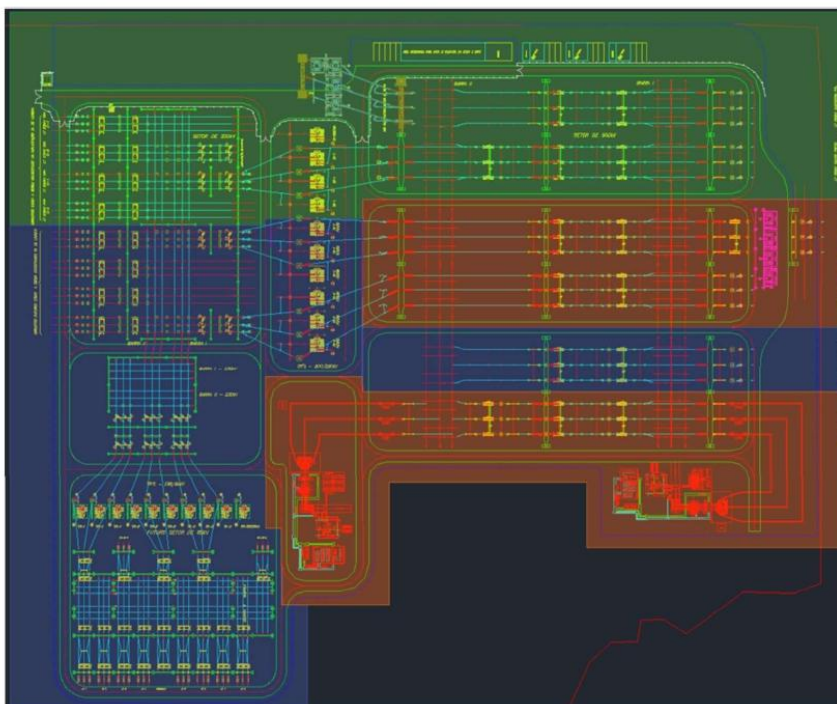


2.5 Cenário E: 2 EL 500kV (um com REL) / 4 IB 500kV / 2 CC 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.



Croqui representando o detalhe do arranjo.



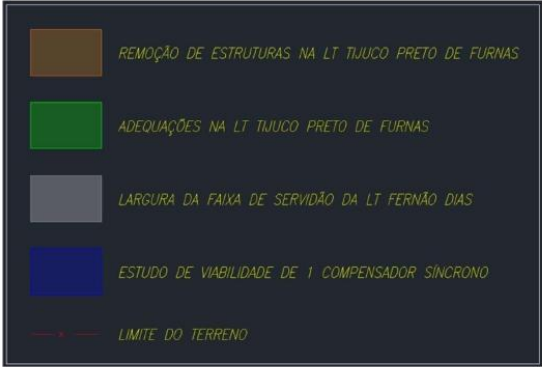
2.6 Avaliação:

Para viabilizar as ampliações solicitadas conforme croquis acima, é necessário ampliar o módulo de infraestrutura geral, realizar terraplenagem de grande complexidade além de tratativas com órgãos ambientais em relação à APP na proximidade.

3 SE TAUBATÉ

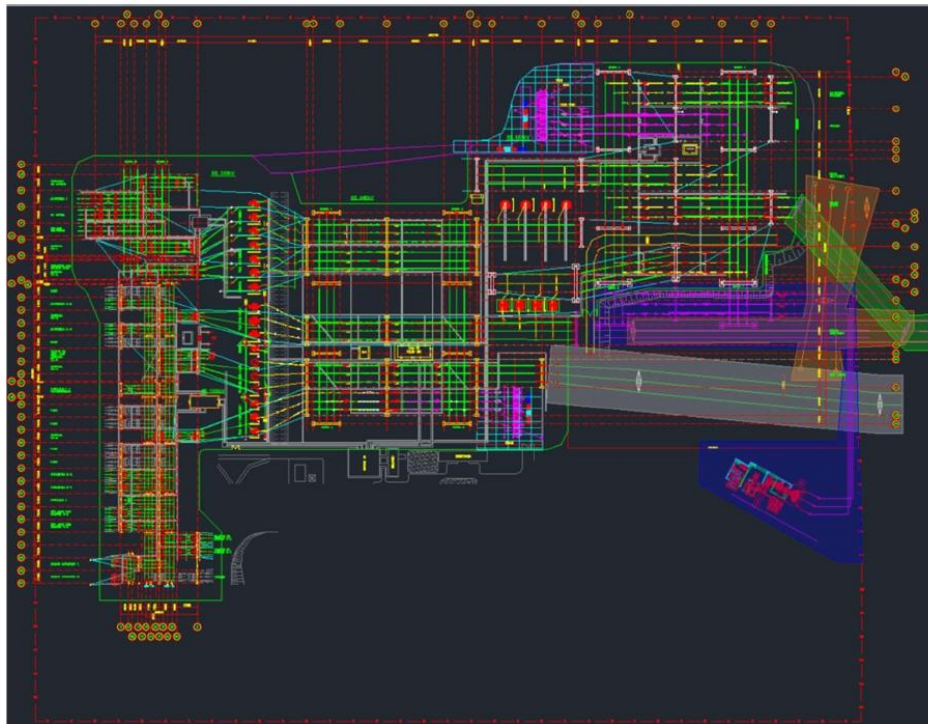
A avaliação foi baseada na solicitação apresentada pela EPE conforme documento “SE Taubaté” associado ao Ofício 0491-2024-DEE-EPE o qual solicita o estudo de implantação de um novo banco de transformadores de 500/440kV, um reator de barras e dois compensadores síncronos. Tanto o banco de transformadores quanto o reator de barra foram descartados devido à falta de espaço físico na SE, mesmo considerando aquisição de novo terreno. Por isso, a explicação a seguir refere-se à implantação de 1 compensador síncrono, que em reunião realizada entre CTEEP e EPE, foi o equipamento a ser priorizado na viabilidade.

Dessa forma, segue abaixo o croqui com as principais indicações do que deve ser feito para viabilizar a ampliação requerida, no qual cada cor de hachura será explicada a seguir.



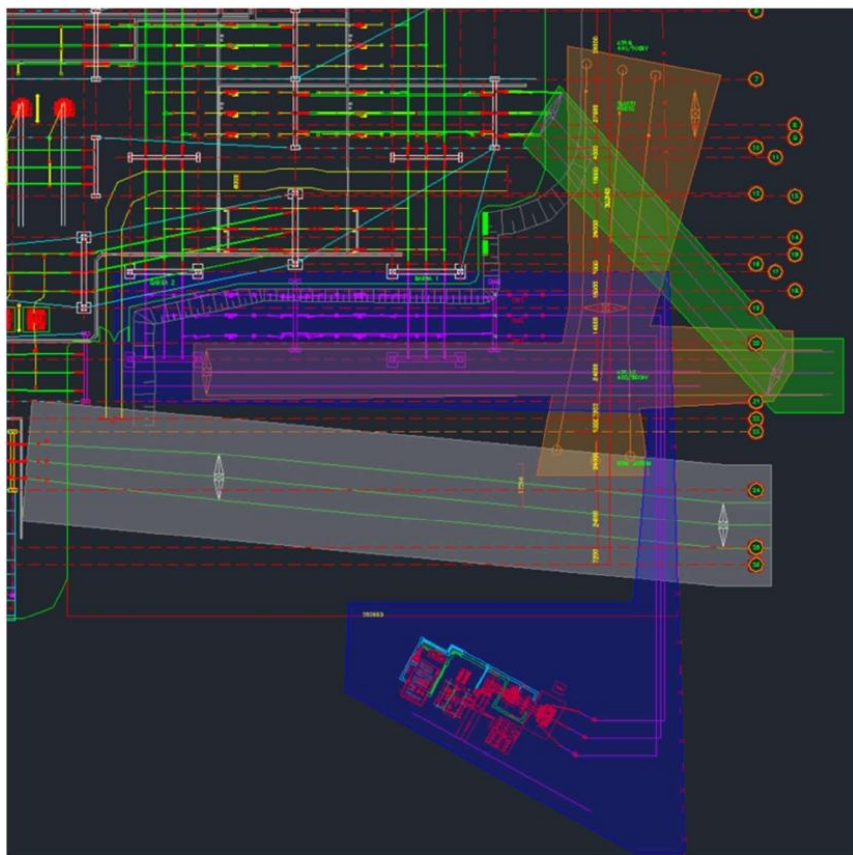
3.1 Cenário único: 1 CC 500kV

Croqui representando o arranjo no terreno.



As hachuras laranja e verde representam, respectivamente, a remoção de torres e postes da LT Tijuco Preto (FURNAS) e a instalação de novas torres que a transmissora deverá realizar para obtenção de espaço livre dentro dos limites de propriedade da Subestação Taubaté onde foi prevista a instalação do vão BDDD (barra dupla com disjuntor duplo) para a conexão do compensador síncrono através de cabos isolados, representado pela hachura azul.

A hachura cinza corresponde a faixa de servidão da linha Fernão Dias (50 metros de largura) e não pode ser ocupada por novas instalações.



3.2 Avaliação:

Dessa forma, para viabilizar a instalação de um compensador síncrono com o seu respectivo módulo de conexão (vão completo arranjo disjuntor duplo barra dupla), será necessário que FURNAS realize adequações na saída da linha de Tijuco Preto através de remoção de estruturas e instalação de novas torres. A ampliação do módulo de infraestrutura geral da SE também deve ser realizada.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 15/07/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Santo Ângelo

Concessionária Proprietária: CTEEP-COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA.

1. Módulos de Manobra

- | | | | | |
|-------------------------------------|----|------------------------|-------------------------|---------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | IB | Quantidade: <u>1*</u> | Tensão (kV): <u>440</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | IB | Quantidade: <u>1*</u> | Tensão (kV): <u>345</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>440</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT | Quantidade: <u>1</u> | Tensão (kV): <u>345</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | EL | Quantidade: <u>1**</u> | Tensão (kV): <u>345</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |

* Favor informar quantos IBs serão efetivamente necessários para realizar o reforço solicitado

** LT 345 kV para Tijucu Preto

Obs.: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

2. Módulos de Equipamentos


- | | | | | | |
|-------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------|---------------------------------------|----------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> | Autotransformadores | Quantidade: <u>3</u> | Potência (MVA): <u>250</u> | Tensão Prim./Sec. (kV) <u>440/345</u> | Fase: <u>1</u> |
|-------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------|---------------------------------------|----------------|

3. Diagrama Unifilar

N/A

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 15/07/2024
		Revisão:
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

☒ IB
 Quantidade: 1
Tensão (kV): 440
Arranjo: DJM

☒ IB
 Quantidade: 1
Tensão (kV): 345
Arranjo: DJM

☒ CT
 Quantidade: 1
Tensão (kV): 440
Arranjo: DJM

☒ CT
 Quantidade: 1
Tensão (kV): 345
Arranjo: DJM

☒ EL
 Quantidade: 1
Tensão (kV): 345
Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores
 Quantidade: 3
Potência (MVA): 250
Tensão Prim./Sec. (kV) 440/345
Fase: 1

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

☐ Sim
 Área Prevista: _____

☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☒ Sim
 Equipamentos Necessários: _____

☐ Não
 Adequação do arranjo face o remanejamento da LT 440 kV Santo Angelo – Solvay

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação?
 ☒ Sim
 ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Maiores detalhes, estão descritos no croqui abaixo / Não há necessidade de instalação de IB 440 KV.

384

Estudo de Viabilidade – SE Santo Ângelo



1 - Deslocamento da Torre de transmissão para a esquerda da LT 440 kV Solvay

2 - Mudança do Bay da Solvay para o vão vago a esquerda, devido ao deslocamento da torre de transmissão

3 - Instalação de 1 CT/EL e 1 IB/EL com necessidade de Terraplanagem

4 - Instalação dos 3 transformadores de 250Mva

5 - Instalação de 1 CT/EL de 440kV


6 - Reconstrução do Arruamento da SE

Figura 1 – Croqui de adequações necessárias



18.2.8. SE 500 kV Marimbondo II

Resposta 1

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Data: 19/04/2024</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Revisão:</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Página: 1 - 3</div>
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Marimbondo 2

Concessionária Proprietária: GTE - Guaraciaba Transmissora de Energia S A

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/> IB	Quantidade: <u>1**</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/> EL	Quantidade: <u>1*</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/> CRL	Quantidade: <u>1</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>

* Nova EL referente a LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2.

** Avaliar possibilidade de conexão em IB existente. Se não for possível, considerar novo vão (novo IB) para esta nova entrada de linha.

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/> Reator de Linha Fixo	Quantidade: <u>3 + 1R*</u>	Potência (Mvar): <u>45,33</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: <u>1</u>
--	----------------------------	-------------------------------	-------------------------	----------------

** Avaliar possibilidade de compartilhamento com a fase reserva do circuito 1. Se não for possível, considerar nova fase reserva para o circuito 2.


Obs.: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta. **(Ver apresentação anexa)**

3. Diagrama Unifilar

N/A

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/04/2024
		Revisão:
		Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra *(Considerada a Alternativa 3 da apresentação anexa)*

<input checked="" type="checkbox"/>	IB	Quantidade: <u>01</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: <u>01</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: <u>01</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/>	Reator de linha fixo	Quantidade: <u>01</u>	Potência (Mvar): <u>45,33</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: <u>01</u>
-------------------------------------	----------------------	-----------------------	-------------------------------	-------------------------	-----------------

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

<input type="checkbox"/>	Sim	Área Prevista: _____
<input checked="" type="checkbox"/>	Não	

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

<input type="checkbox"/>	Sim	Equipamentos Necessários: _____
<input checked="" type="checkbox"/>	Não	<u>Mantém o arranjo DJM. Constroi vão novo no lado Norte da SE.</u>

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/04/2024
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Existirá cruzamento de LTs na saída Norte da SE.MR2, porém possível e facilitado pois mantém a mesma configuração de torres do C1.

Ver desenhos na apresentação anexa.

5. Observações

1. Com base nas informações apresentadas pela EPE e análises dos reatores, disponibilização física das torres e reatores, análise operacional dos ativos na SE.MR2, a GTE entende que a Alternativa 3 apresenta as melhores condições para a entrada da nova LT MR2-Assis C2 e seus Reatores.
2. Nesse cenário, o volume de atividades, interfaces, impactos operacionais e burocráticos serão menores para a implantação do novo bay.
3. Ter-se-á uma maior segurança operacional com a adoção e instalação de um Reator Reserva compatível que atenda a LT MR2-Assis C2 e Banco Reatores Barra GTE,
4. Não haveria indisponibilidade dos ativos da TMT (LT MR2-Assis C1 e Banco de Reatores de Barra) para essa instalação,
5. A integração do Reator Reserva Comum (entre GTE e novo agente) é de baixa complexibilidade e não demandaria longo período de indisponibilidade do Reator de barras GTE
6. A saída da nova LT MR2-Assis C2 ao Norte da SE.MR2 pode ser viabilizada com a adoção de torres adequadas e compatíveis com esse cenário.

19/04/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria
Rocha Dourado
Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.04.19 19:14:35 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

20/06/2024

Data da Entrega do Formulário

CARLOS EDUARDO
MOSCALEWSKY:42
877148904

Assinado de forma digital por
CARLOS EDUARDO
MOSCALEWSKY:42877148904
Dados: 2024.06.21 10:45:08
-03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Carlos Moscalewsky
Cargo: Diretor Técnico



**GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA
(TP SUL) S.A.**

**Análise de Viabilidade
Ofício n. 0305/2024/DEE/EPE**



Consulta EPE

Análise de viabilidade para expansão da SE Marimbondo 2



1. Ofício n. 0305/2024/DEE/EPE - 48002.001048/2024-27
2. Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações, a pedido da Superintendência de Transmissão de Energia

3. Subestação: Marimbondo 2

Concessionária Proprietária: GTE - Guaraciaba Transmissora de Energia S A.

Módulos de manobra

- a) IB – Interligação de Barras
- b) EL – Entrada de Linha
- c) CRL - Conexão de Reator de Linha

Módulos de Equipamentos

- a) Reator de Linha fixo 45,3 MVar (3+1R)

4. Situação atual da SE Marimbondo 2

Formulário anexo preenchido



epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/04/2024 Revisão: Página: 1 - 1
INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)		
ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais		
ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO:		
Subestação: Merimbondo 2		
Concessionária Proprietária: CTE - Companhia Transmissora de Energia S.A.		
1. Módulos de Manobras		
<input checked="" type="checkbox"/> IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500 Arranjo: SUB
<input checked="" type="checkbox"/> EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500 Arranjo: SUB
<input checked="" type="checkbox"/> CN	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500 Arranjo: SUB
* Nova EL referente a 1" 500 kV Assis - Merimbondo 2 C2.		
** Avaliar possibilidade de conexão em 10 existente. Se não for possível, considerar novo vão (novo 10) para esta nova entrada de linha.		
2. Módulos de Equipamentos		
<input checked="" type="checkbox"/> Reator de Linha Rio	Quantidade: 1	10ª potência (MVA): 65.5 Tensão (kV): 500 Fase: 3
** Avaliar possibilidade de compartilhamento com a fase reserva do circuito 1 Se não for possível, considerar nova fase reserva para o circuito 2.		
Obs: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reatros indicados nesta consulta.		
3. Diagrama unifilar		
N/A		
Legenda:		
MM: entrada de linha (EL); conexão de transformador ou autotransformador (CT); interligação de barcos (IB); conexão de barra de expansão (BB); conexão de barra (CB); conexão de barra (CB); conexão de barra (CB); conexão de transformador de autotransformador (CTA); conexão de compensador (CC); ABRILHO Barra Simples (BS); Barra Principal e Transferência (BPT); Barra Dupla e Chave (BDC); ANEL (AN); Disjuntor e Mão (DM).		

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/04/2024 Revisão: Página: 2 - 3
RESPOSTA ÀS PERGUNTAS SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELO PROPOSTANTE NA INSTALAÇÃO)		
[X] Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.		
1. Módulos de Manobras		
<input type="checkbox"/> IB	Quantidade: _____	Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
<input type="checkbox"/> EL	Quantidade: _____	Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
<input type="checkbox"/> CN	Quantidade: _____	Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
2. Módulos de Equipamentos		
<input type="checkbox"/> Reator de Linha Rio	Quantidade: _____	10ª potência (MVA): _____ Tensão (kV): _____ Fase: _____
3. Módulos de Infraestrutura Geral		
Há necessidade de aquisição de terreno? <input type="checkbox"/> Sim Área Prevista: _____ <input type="checkbox"/> Não		
4. Outros		
Há necessidade de adequação do arranjo? <input type="checkbox"/> Sim Equipamentos Necessários: _____ <input type="checkbox"/> Não		

epe	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/04/2024 Revisão: Página: 3 - 3
INFORMAÇÕES ADICIONAIS		
Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? <input type="checkbox"/> Sim <input type="checkbox"/> Não		
Caso positivo, caracterizar como o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.		
5. Observações		
19/04/2024		
Data da Solicitação		Data de Entrega do Formulário
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins		
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas		
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins		
Supervisor de Transmissão de Energia		
STE/DEE/EPE		
Nome:		
Cargo:		

Alternativa 1 - Sul

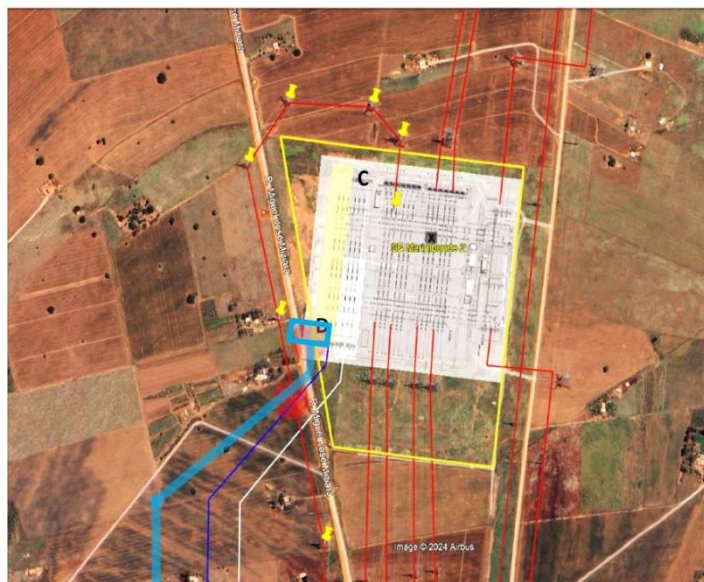


EPE: ALTERNATIVA 1 – SUL

- Não remaneja nenhum vão na SE;
- Construir novo vão D (Sul) para o novo C2 Assis;
- Traçado do C2 (azul) cruza C1 (vermelho);
- C1 e C2 Assis ficam em vãos opostos
- Neste caso, avaliar possibilidade de compartilhamento de fase reserva existente entre os dois circuitos para Assis (todos de mesma capacidade).

Em caso negativo, informar a necessidade de uma fase reserva para o novo C2 Assis (caso não possa compartilhar a fase reserva existente).

• Destaque: Avaliar viabilidade física desta solução, principalmente pelo fato de que os reatores de linha deste novo circuito ficariam fora do limite do terreno da SE. Além do mais, ainda que ficassem dentro dos limites, ainda precisaria considerar o espaço a ser ocupado pela malha de terra e o arruamento lateral. Neste caso, pode haver impacto na rua próxima aos limites da subestação.



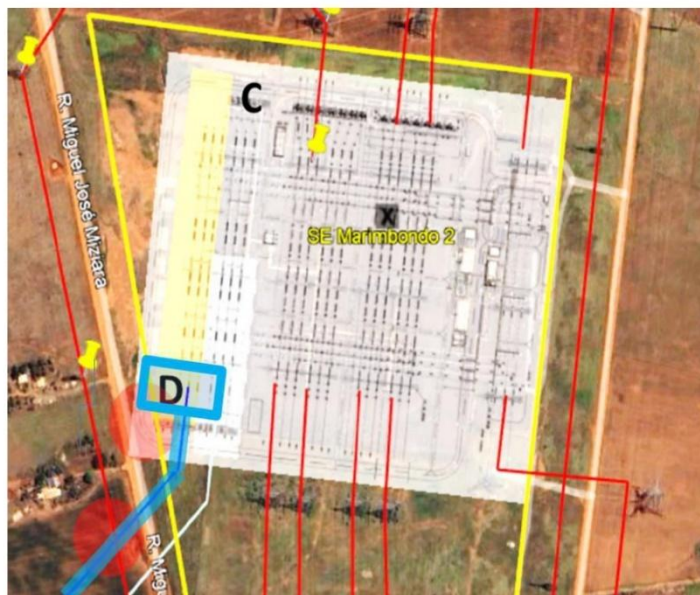
Alternativa 1 - Sul

Análise GTE :

1. Não há área suficiente na SE.MR2 para a construção do novo vão "D" e instalação dos Reatores de Linha,
2. Reatores da LT CPS são de 75 MVA, não compatíveis com os reatores das outras LTs ou Barras
3. O compartilhamento de fase reserva existente (Agente TMT) entre os dois circuitos para Assis é impraticável, pois se encontra distante (outro lado do pátio). Deve ser previsto novo Reator reserva,
4. O compartilhamento do Reator reserva da TMT (existente) não é possível sem remanejamento em situação de emergência. A sugestão é prever fase reserva para o Reator de Barras da GTE

Conclusão

Solução mais onerosa



Alternativa 2 – Norte (Com remanejamento de vão)

EPE: ALTERNATIVA 2 – NORTE (COM REMANEJAMENTO DE VÃO)

Construir novo vão A e remanejar o reator de barras do vão B para vão A;

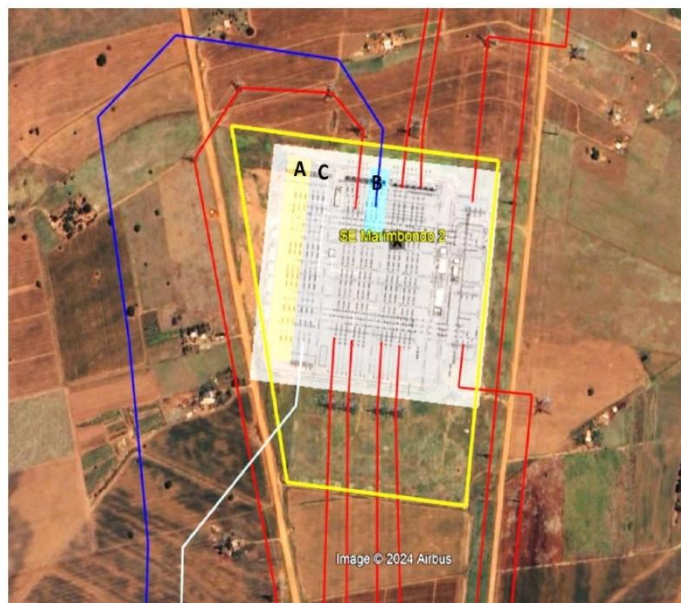
•Por fim, construir no vão B o novo LT C2 Assis (lado a lado com C1 Assis);

•Traçado do C2 (azul) e traçado do C1 (vermelho);

•C1 e C2 Assis ficam lado a lado

•Neste caso, avaliar possibilidade de compartilhamento de fase reserva existente entre os dois reatores de barra e os dois circuitos para Assis (todos de mesma capacidade).

Em caso negativo, avaliar possibilidade de compartilhar a fase reserva existente entre o C1 e C2 para Assis (lado a lado) e nova fase reserva para compartilhamento entre os reatores de barra (lado a lado).



Alternativa 2 – Norte (Com remanejamento de vão)



Análise GTE:

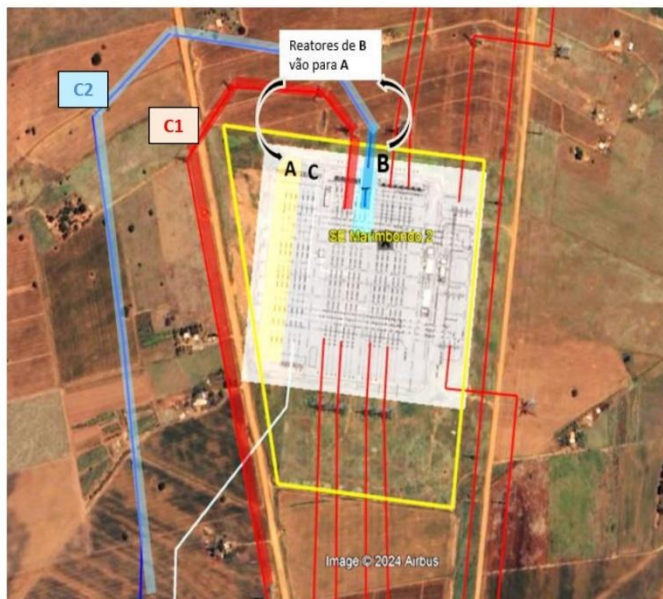
1. LTs C1 e C2 não se cruzam na saída da SE.MR2: Parecer favorável,
2. Incompatibilidade de Reator Reserva TMT com Banco Reatores Barra GTE. **Não há compatibilidade operacional:**
 - Incompatibilidade dos TCs de Proteção, Medição e Imagem Térmica.

Solução analisada GTE:

1. Mover 3 Reatores de Barra da TMT de B para A,
2. Manter o Reator Barra Reserva (TMT) como Reator Reserva para as LTs MR2 - Assis C1/C2,
3. Instalação do novo bay de LT com banco de Reatores em B
4. Instalação de um novo Reator de Barra Reserva para o agente TMT em A,
5. Instalação de um novo Reator de Barra Reserva para o agente GTE em C.

Conclusão

Solução mais onerosa



Alternativa 3 – Norte (Sem remanejamento de vão)

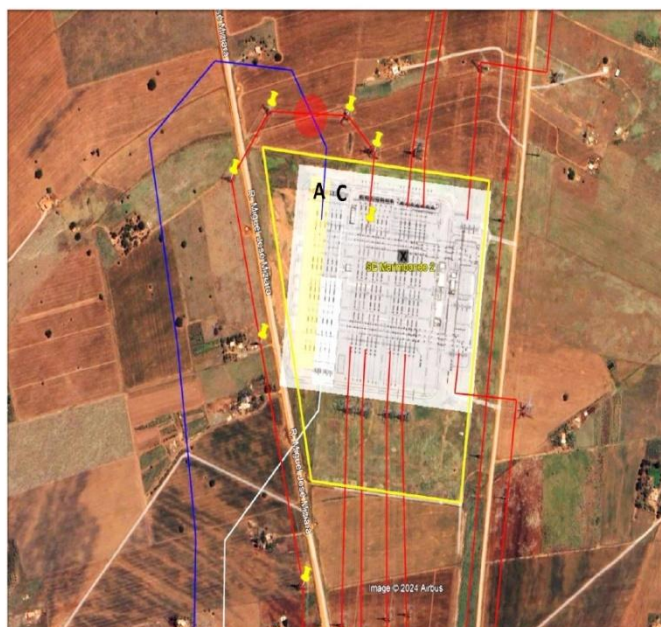


EPE: ALTERNATIVA 3 – NORTE (SEM REMANEJAMENTO DE VÃO)

- Não remaneja nenhum vão na SE;
- Construir novo vão A (Norte) para o novo C2 Assis;
- Traçado do C2 (azul) cruza C1 (vermelho);
- C1 e C2 Assis não ficam lado a lado

• Neste caso, avaliar possibilidade de compartilhamento de fase reserva existente entre os dois reatores de barra e os dois circuitos para Assis (todos de mesma capacidade).

Em caso negativo, avaliar possibilidade de nova fase reserva para compartilhamento entre o novo C2 Assis e o reator de barra que se encontra no vão C.



Alternativa 3 – Norte (Sem remanejamento de vão)



Análise GTE :

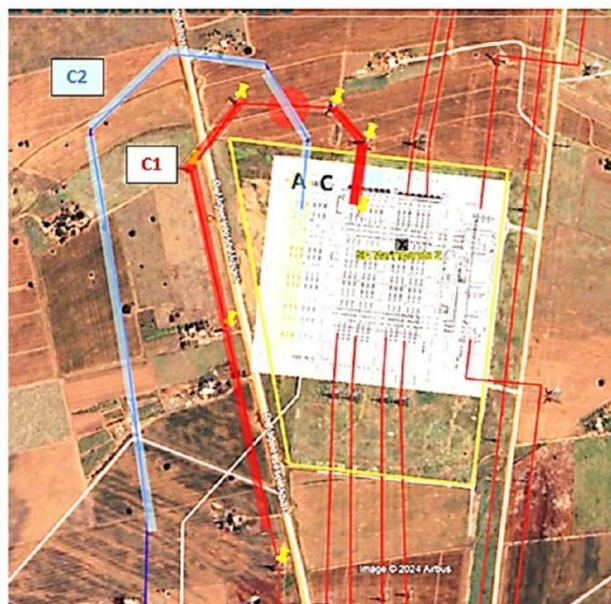
1. A instalação da nova saída de linha em A permite obra isolada da SE MR2 e não motiva modificações nas instalações existentes (TMT e GTE),
2. Reatores das LT MR2-Assis C1/C2 não ficarão lado a lado, mas não representa risco operacional ou sistêmico
3. Compartilhamento de um Reator Reserva para os Bancos Reatores Barra GTE, TMT e LTs MR2-Assis C1 e C2: Não há compatibilidade operacional entre todos os reatores. Grande dificuldade para criação de barramentos aéreos para interligação dos Reatores, Portanto, é necessário instalar novo reator reserva.
4. Cruzamento de LTs na saída Norte da SE.MR2 é possível, pois mantém a mesma configuração de torres do C1, permitindo o escolher a melhor configuração

Observações GTE:

1. O processo da nova LT MR2 Assis C2 deve considerar a instalação de **um novo Reator Reserva compatível** com o Banco Reator Barra GTE existente.

Conclusão

Solução mais econômica



Avaliação Final GTE:



1. Com base nas informações apresentadas pela EPE e análises dos reatores, disponibilização física das torres e reatores, análise operacional dos ativos na SE.MR2, a GTE entende que a **Alternativa 3** apresenta as melhores condições para a entrada da nova LT MR2-Assis C2 e seus Reatores,
2. Nesse cenário, o volume de atividades, interfaces, impactos operacionais e burocráticos serão menores para a implantação do novo bay.
3. Ter-se-á uma maior segurança operacional com a adoção e instalação de um Reator Reserva **compatível** que atenda a LT MR2-Assis C2 e Banco Reatores Barra GTE,
4. Não haveria indisponibilidade dos ativos da TMT (LT MR2-Assis C1 e Banco de Reatores de Barra) para essa instalação,
5. A integração do Reator Reserva Comum (entre GTE e novo agente) é de baixa complexibilidade e não demandaria longo período de indisponibilidade do Reator de barras GTE,
6. A saída da nova LT MR2-Assis C2 ao Norte da SE.MR2 pode ser viabilizada com a adoção de torres adequadas e compatíveis com esse cenário.

FOTOS



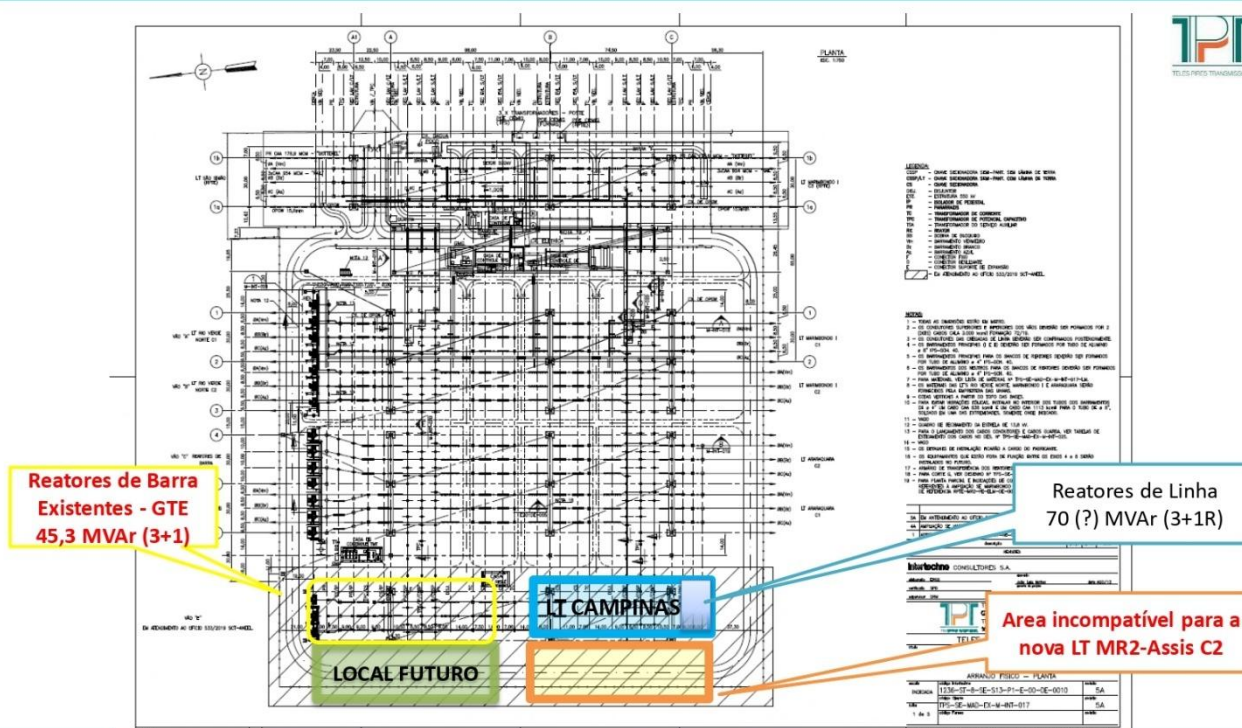
Saídas de linhas para o Norte:

- LT MR2 - Assis C1 > Agente TMT
- LT MR2 - Rio Verde Norte (circuito duplo) > Agente GTE
- Torres muito próximas pode dificultar a construção de um nova saída

LTs MR2 – Assis C1
(existente)



Situação dos reatores





Obrigado!
Thank you!
非常感谢你



Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.
Matrinchã Transmissora de Energia S.A.



STATE GRID
BRAZIL HOLDING S.A.
国家电网巴西控股公司



COPEL
Pura Energia

Resposta 2



TP SUL
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2024
CE GTE 012 /2024

À
Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, 54 - Centro, Rio de Janeiro - RJ, 20091-040

Atenção: **THIAGO DOURADO MARTINS**
Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: **Resposta ao Ofício 0566/2024/DEE/EPE**

Prezados Senhores,

Vimos por meio desta responder à consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação Marimbondo 2, da qual a Guaraciaba Transmissora de Energia é concessionária.

Enviamos anexo o formulário que V.Sas nos disponibilizaram já devidamente preenchido conforme instruções constantes no mesmo. Anexamos também o arquivo de uma apresentação em .ppt para sua pronta referência.

Permanecemos à sua disposição para quaisquer esclarecimentos suplementares que sejam necessários.

Atenciosamente,

CARLOS EDUARDO MOSCALEWSKY:42
877148904
CARLOS MOSCALEWSKY
Diretor Técnico

Assinado de forma digital por
CARLOS EDUARDO
MOSCALEWSKY:42877148904
Dados: 2024.09.12 15:29:09
-03'00

Avenida Presidente Vargas, n.º 955, Sala 1.101 (parte), Centro – Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20.071-004
Tel.: (21) 2223-7368 / Fax: (21) 2223-7356



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 28/08/2024

Página: 1 - 5

Revisão:

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: SGPMR 2024

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Marimbondo 2

Concessionária Proprietária: Guaraciaba Transmissora de Energia S/A

1. Módulos de Manobra

☒ CRB Quantidade: 1* Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Reator de barra Quantidade: 3+1R** Potência (Mvar): 45,3 Tensão (kV) 500 Fase: 1

* Avaliar possibilidade de conexão em IB incompleto, previsto para a LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2, conforme item 5.

***Ver comentários ao final do formulário**

** Avaliar a viabilidade de compartilhamento com a fase reserva já existente na subestação.

**** Não recomendamos a utilização de fase reserva já existente na SE, pois já há falta de reserva no reator de barras existente**

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), conexão de transformador conversor (CTC), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de filtros de harmônicas (CFH) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 28/08/2024

Página: 2 - 5

Revisão:

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

☒ CRB Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ IB Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de equipamentos

☒ Reator de barra _____ Quantidade: 3+1R Potência (Mvar): 45,3 Tensão (kV): 500 Fase: 01

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____

☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____

☒ Não _____

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim

☒ Não

*** Nota: Para a instalação do Reator de Barras não há cruzamento de linhas**

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações EPE

- Deverão ser consideradas nas análises as ampliações indicadas no Ofício 0305/2024/DEE/EPE na alterantiva 3 Norte (sem remanejamento de vãos). Para pronta referência mostramos os slides respostas dessa Transmissora sobre esta consulta.


Alternativa 3 – Norte (Sem remanejamento de vão)

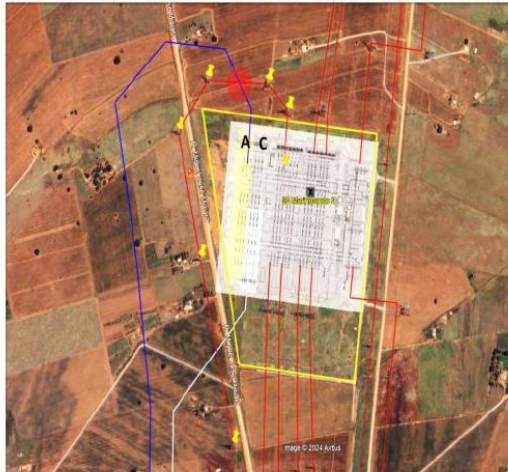
EPE: ALTERNATIVA 3 – NORTE (SEM REMANEJAMENTO DE VÃO)

- Não remaneja nenhum vão na SE;
- Construir novo vão A (Norte) para o novo C2 Assis;
- Traçado do C2 (azul) cruza C1 (vermelho);
- C1 e C2 Assis não ficam lado a lado

• Neste caso, avaliar possibilidade de compartilhamento de fase reserva existente entre os dois reatores de barra e os dois circuitos para Assis (todos de mesma capacidade).

Em caso negativo, avaliar possibilidade de nova fase reserva para compartilhamento entre o novo C2 Assis e o reator de barra que se encontra no vão C.





Alternativa 3 – Norte (Sem remanejamento de vão)


Análise GTE :

1. A instalação da nova saída de linha em A permite obra isolada da SE MR2 e não motiva modificações nas instalações existentes (TMT e GTE),
2. Reatores das LT MR2-Assis C1/C2 não ficarão lado a lado, mas não representa risco operacional ou sistêmico
3. Compartilhamento de um Reator Reserva para os Bancos Reatores Barra GTE, TMT e LTs MR2-Assis C1 e C2: Não há compatibilidade operacional entre todos os reatores. Grande dificuldade para criação de barramentos aéreos para interligação dos Reatores, Portanto, é necessário instalar novo reator reserva.
4. Cruzamento de LTs na saída Norte da SE.MR2 é possível, pois mantém a mesma configuração de torres do C1, permitindo o escolher a melhor configuração

Observações GTE:

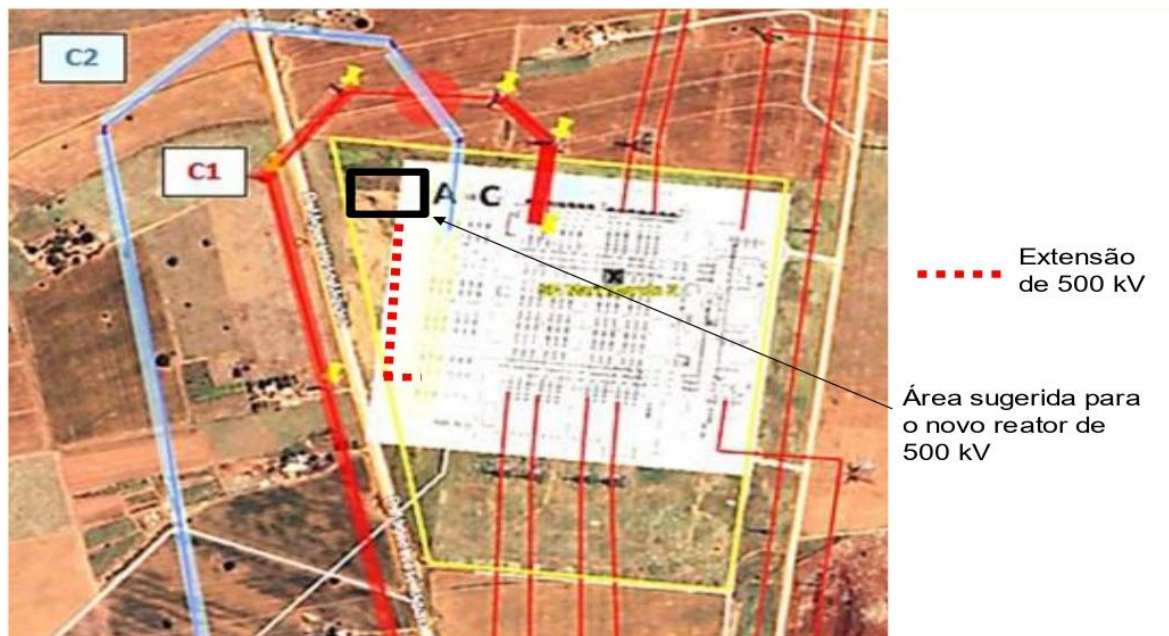
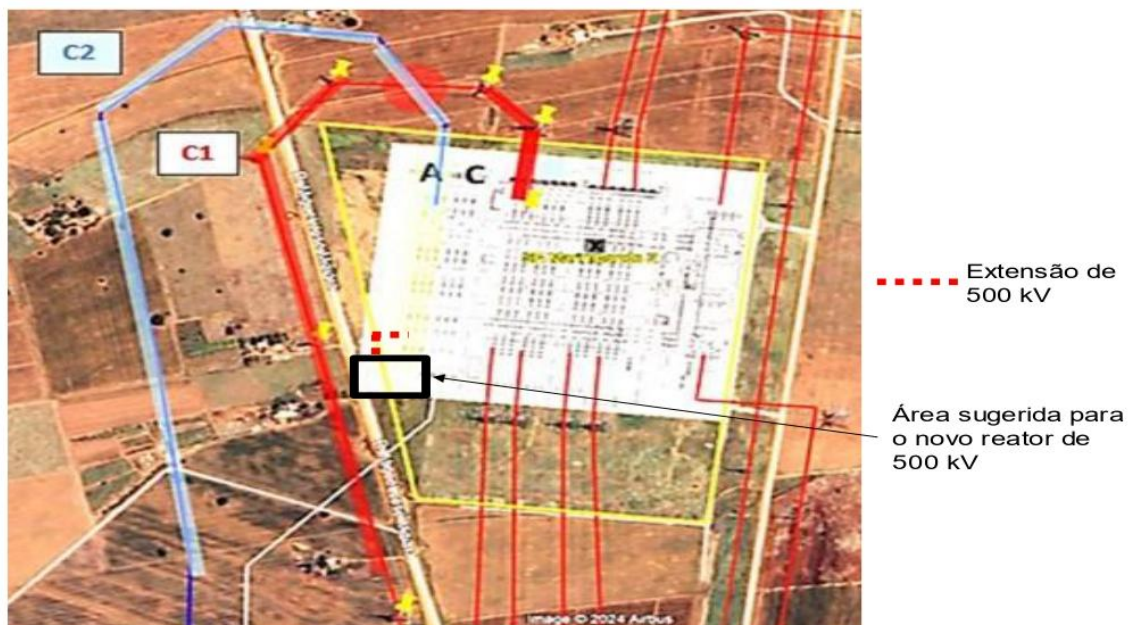
1. O processo da nova LT MR2 Assis C2 deve considerar a instalação de **um novo Reator Reserva compatível** com o Banco Reator Barra GTE existente.

Conclusão
Solução mais econômica





- Cogita-se a instalação em uma das duas áreas mostradas na figura abaixo, ressaltando-se que em ambas as opções é prevista a utilização do disjuntor do vão incompleto da nova LT Marimbondo 2 – Assis C2. Caso haja instalações alternativas, favor indicar sugestões, caso necessário;
- A capacidade dos novos reatores (45,3 Mvar considerando-se uma tensão nominal de 500 kV) foi determinada em função dos reatores existentes, conforme diagrama básico da SE. Solicitamos confirmar as capacidades e tensões nominais dos demais reatores e informar da possibilidade, ou não, de compartilhamento de fase reserva do novo reator com os existentes;
- Confirmar a necessidade ou não de IB;



6. Observações Transmissora

1. A análise geométrica da SE Marimbondo 2 mostra que comporta mais um bay de 500kV no lado oeste do terreno, em área já adquirida e antropizada, sem necessidade de processo fundiário e com licenciamento ambiental simplificado. Ver figura 1 e apresentação anexa.
2. Caso a necessidade sistêmica do novo banco de reatores seja premente, recomenda-se que este bay seja utilizado para a implantação do novo Banco de Reatores de Barra.
3. Nesse cenário, o volume de atividades, interfaces, impactos operacionais, fundiários e ambientais serão menores e mais rápidos para a implantação do novo bay.
4. Outra vantagem é que o novo Banco de Reatores poderá compartilhar o reator reserva com Banco de Reatores existente e poderá ser construído com baixo nível de interferência nos equipamentos existentes, agilizando a entrada em operação.
5. A futura LT MR2-Assis C2 poderá ser acomodada num segundo bay adjacente, com saída pelo norte, porém será necessária a aquisição de terrenos adicionais e provável desvio de rua existente. O processo fundiário e o licenciamento não serão um grande problema já que estarão incluídos nos processos fundiários e de licenciamento da LT MR2-Assis C2.



28/08/2024

12/09/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.08.28 15:41:23 -03'00'

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

CARLOS EDUARDO
MOSCALEWSKY:4287
7148904

Assinado de forma digital por
CARLOS EDUARDO
MOSCALEWSKY:42877148904
Dados: 2024.09.12 16:44:48 -03'00'

Assinatura do Responsável

Nome: Carlos Eduardo Moscalewsky

Cargo: Diretor Técnico - Guaraciaba Transm. Energia

18.2.9. SE 500 kV Monte Verde



São Paulo, 14 de janeiro de 2022.

CT-003/2022

À

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica

Praça Pio X, n. 54, 5º andar

CEP: 20091-040 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Ilmo. Sr. José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 1876/2021/DEE/EPE - Consulta de sobre a viabilidade da Expansão da SE Monte Verde.

Prezado Senhor,

ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. (“ESPERANZA”), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, formalizada por meio do Contrato de Concessão ANEEL nº 018/2014, com sede no Município de São Paulo/SP, na Rua Dr. Renato Paes de Barros, nº 955 – 10º andar, sala 1, inscrita no CNPJ nº 20.514.555/0001-69, vem, em atendimento ao Ofício nº 1876/2021/DEE/EPE, recebido em 10 de dezembro de 2021, enviar as informações identificadas nos ANEXOS abaixo, referentes a expansão da Subestação Monte Verde:

- ANEXO I: formulário disponibilizado no referido no ofício;
- ANEXO II: unifilar da subestação;
- ANEXO III: arranjo da subestação;
- ANEXO IV: arquivo de posicionamento geográfico (.kmz);
- ANEXO V: relatório técnico da subestação.



Desde já, nos colocamos à inteira disposição de Vossa Senhoria para quaisquer esclarecimentos adicionais julgados necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)

Marcelo Vargas Redes
Diretor Técnico
ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.

(assinado digitalmente)

Fábio Silva Marques
Gerente Técnico Regulatório
ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.



PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Certisign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://www.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/6533-9743-8583-A857> ou vá até o site <https://www.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 6533-9743-8583-A857



Hash do Documento

9E713D079DD117A731E4D044D0165D21E17CC6B9F6A9C989CBFC4A9EEA005BD9

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 14/01/2022 é(são) :

- ☒ Marcelo Vargas Redes (Signatário - Esperanza Transmissora de Energia S.A.) - 014.586.747-11 em 14/01/2022 09:50 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital
- ☒ Fabio Silva Marques (Signatário - Esperanza Transmissora de Energia S.A.) - 275.001.078-03 em 14/01/2022 09:44 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/12/2021

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão do SIN para escoamento de geração renovável do Nordeste

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO



Subestação: Monte Verde

Concessionária Proprietária: ESPERANZA TRANSMISSORA DE ENERGIA SA

1. Módulos de Manobra

	EL	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
	IB	Quantidade: 4	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
	CRB	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

	Reator de linha	Quantidade: 6+1R	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico
	Reator de barra	Quantidade: 6+1R	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: monofásico

3. Planta da Subestação

N/A

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensação (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

Este documento foi assinado digitalmente por Marcelo Vargas Redes e Fabio Silva Marques. Para verificar as assinaturas vá ao site <https://www.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código F165-5140-9E92-0415.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/12/2021

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

SE Monte Verde:

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: <u>4</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: <u>2</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	IB	Quantidade: <u>4</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>
<input checked="" type="checkbox"/>	CRB	Quantidade: <u>2</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Arranjo: <u>DJM</u>

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/>	Reator de linha	Quantidade: <u>6+1R</u>	Potência (Mvar): <u>50</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: monofásico
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator de barra	Quantidade: <u>6+1R</u>	Potência (Mvar): <u>50</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: monofásico
<input checked="" type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade: <u>6+1R</u>	Potência (Mvar): <u>50</u>	Tensão (kV): <u>500</u>	Fase: monofásico

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não

Este documento foi assinado digitalmente por Marcelo Vargas Redes e Fábio Silva Marques.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://www.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código F165-5140-9E92-0415.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/12/2021

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação (Ex.: apenas 1 entrada de linha seria viável).

2 - Considerar na resposta possíveis reforços/ adequações sendo realizadas na subestação assim como restrições.

3 - Pedimos informar se há fases reservas de reator disponíveis, compatíveis com os reatores informados nesta consulta, e se elas podem ser compartilhadas.

4 - Considerar duas linhas no sentido do seccionamento da LT 500kV Açú III – João Câmara III e outras duas para uma subestação nova ainda sem local definido.

5 - Solicita-se informações sobre a viabilidade de expansão em área contígua à subestação, com aproximadamente 435.000m² e dimensões aproximadas de 725m x 600m, devendo comportar pátio CC, para conexão de conversora 500kVca/800kVcc, bem como filtros harmônicos e previsão de expansão futura.

Por gentileza, sugerir posicionamento para os equipamentos objeto desta consulta e, se necessário, apontar óbices ou dificuldades de implantação.

6. Observações da Esperanza

Em anexo a resposta também serão enviados o unifilar da subestação no ANEXO II, o arranjo da subestação em arquivo editável (.dwg) no ANEXO III, o arquivo de posicionamento geográfico (.kmz) no ANEXO IV e relatório técnico da subestação no ANEXO V.

Informamos que a Subestação Monte Verde ainda não é propriedade da Esperanza, sendo necessária conclusão da implantação pelas Eólicas Monte Verde (EDP-R) e posterior transferência não onerosa.

—
—

10 de dezembro de 2021

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA
ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO
DE FARIA ROCHA DOURADO
Dados: 2021.12.10 11:48:29 -03'00'

Thiago Dourado Martins
Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

14 de janeiro de 2022

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Marcelo Vargas Redes / Fabio Silva Marques

Cargo: Diretor Técnico / Gerente Técnico Regulatório

Este documento foi assinado digitalmente por Marcelo Vargas Redes e Fabio Silva Marques.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://www.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código F165-5140-9E92-0413.



PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Certisign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://www.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/F165-5140-9E92-0415> ou vá até o site <https://www.portaldeassinaturas.com.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: F165-5140-9E92-0415



Hash do Documento

56EF566119BEA153263F6DCA92C49D3E48BB9A787F557F31EE1A7D1836073D2B

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 14/01/2022 é(são) :

- ☒ Marcelo Vargas Redes (Signatário - Esperanza Transmissora de Energia S.A.) - 014.586.747-11 em 14/01/2022 09:51 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital
- ☒ Fabio Silva Marques (Signatário - Esperanza Transmissora de Energia S.A.) - 275.001.078-03 em 14/01/2022 09:44 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	1/7

Sumário

1. OBJETIVO.....	2
2. REFERÊNCIAS.....	2
3. DADOS GERAIS.....	2
4. ARRANJO.....	3
5. PONTOS DE ATENÇÃO.....	6
6. CONTROLE DE REVISÕES.....	7

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev. 00	Folha 2/7

1. OBJETIVO

O presente relatório tem por finalidade verificar a viabilidade de expansão da SE 500kV Monte Verde com expansão do barramento em 600m na direção oeste (1) ou leste (2), bem como, apontar óbices ou dificuldades de implantação.

2. REFERÊNCIAS

Documentos elaborados pela BV 39-S106A-0001 – Diagrama Unifilar e 39-S106A-0002 – Lay Out.

3. DADOS GERAIS

Area ocupada pela SE Monte Verde e terreno existente é mostrada na figura 1

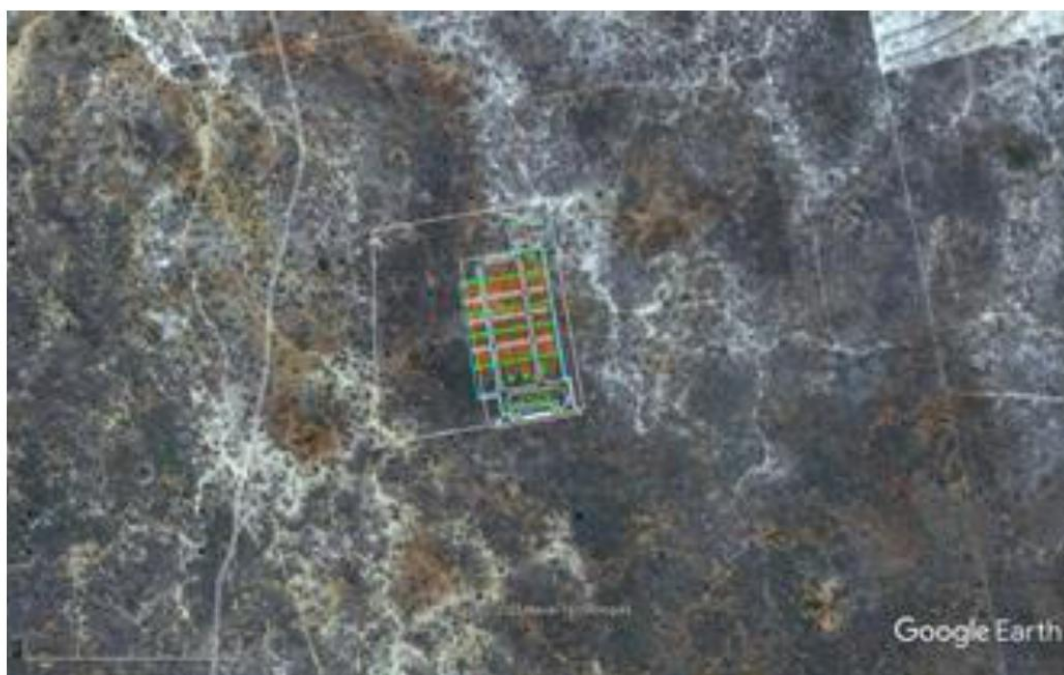


Figura 1 - Localização da SE Monte Verde

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	3/7

A área do estudo preliminar com ampliação do pátio de 500 kV a leste e implantação do bipolo 800 kV CC a oeste.:



Figura 2 – Localização do estudo da chegada do Bipolo.

O Terreno de propriedade da Quantum é mostrado na figura 1 junto com a SE Monte Verde com as instalações atuais. A ampliação do pátio de 500 kV é desenvolvida a oeste, chegando até o limite de divisa de propriedade.

A proposta de implantação da subestação conversora 800 kV CC / 500 kV CA, está a leste da SE, fora da área pertencente a Quantum conforme mostra a figura 2.

4. ARRANJO

Segundo o Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações da EPE de 10/12/2021, serão previstos 4 módulos de entrada de LT, 4 módulos de interligação de barra, 2 conjuntos de reatores de linha e 2 conjuntos de reatores de barra, os reatores na configuração (6+1), ambos com arranjo de disjuntor e meio.

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	4/7

Nos módulos de entrada de Lt, estão contempladas duas linhas no sentido do seccionamento da LT 500kV Açú III – João Câmara III e outras duas para uma subestação nova ainda sem local definido, desta forma o lay out da SE atual com a ampliação será:

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	5/7

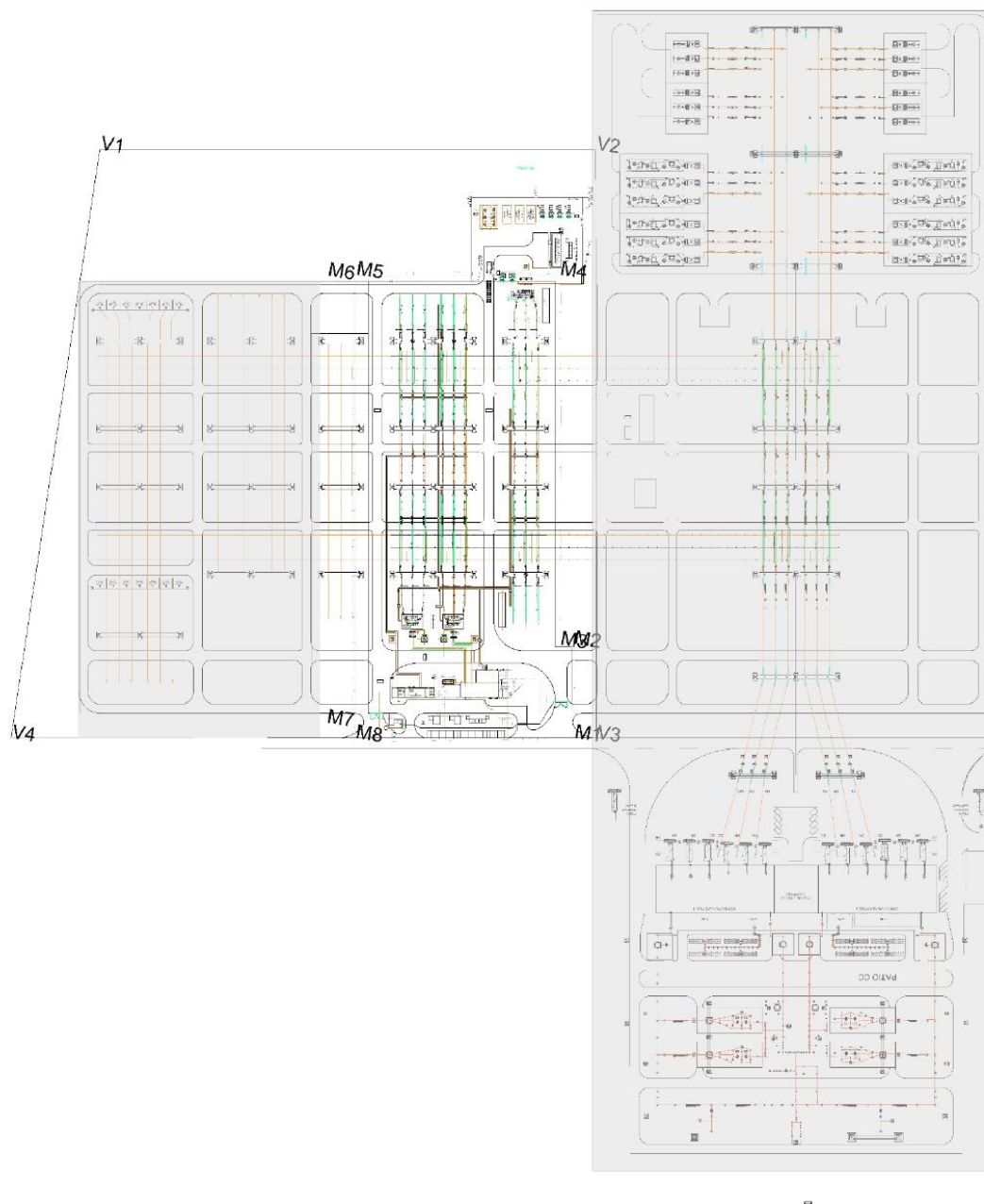


Figura 3 - Lay-out da SE 800 kV CC / 500 kV CA

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	6/7

5. PONTOS DE ATENÇÃO

Com a implantação da subestação conversora CC/CA, teremos elevação do nível de curto-circuito na SE Monte Verde, haverá necessidade de elaboração de estudo do impacto nos equipamentos existentes.

Outro ponto de atenção é a malha terra existente, devido a proximidade com a malha prevista da conversora, estudo deverá ser elaborado.

O Eletrodo de aterramento, deverá ser instalado em local apropriado e projetado de modo a atender parâmetros indicados pela ANEEL, ou seja, o local de instalação do eletrodo deve estar distante, no mínimo, de 15 km da subestação conversora. A resistência de aterramento do eletrodo de aterramento deve ser igual ou inferior a 0,35 Ω e não se admite o risco de circulação de corrente contínua no neutro do transformador conversor capaz de provocar a saturação do mesmo.

O sistema de proteção existente e futuro deverá ser analisado do ponto da operação conjunta das duas SEs considerando as fontes de energia, estabilidade e sincronismo de fases entre as duas instalações.

A análise do estudo de fluxo de potência atual, confirmou que na conexão com o BIPOLO o Barramento existente deverá ser recapitado, entretanto novos estudos deverão ser desenvolvidos para nortear a ampliação.

	SE MONTE VERDE - Quantum Relatório de Implantação de SE 800 kV CC	Emissão	Código
		23/12/2021	RE-MVR-211223
		Rev.	Folha
		00	7/7

6. CONTROLE DE REVISÕES

Rev.	Emissão	Motivo / descrição da alteração
00	23/12/2021	Emissão de relatório de Análise

18.2.10. SE 500 kV Queimada Nova II



São Paulo, 08 de setembro de 2025.

CT-036/2025

À

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica

Praça Pio X, n. 54, 5º andar

CEP: 20091-040 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Ilmo. Sr. Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Resposta ao Ofício nº 0758/2025/DEE/EPE – Consulta sobre a viabilidade da expansão da SE Queimada Nova II.

Senhor Superintendente,

TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A. ("SERTANEJA"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, formalizada por meio do Contrato de Concessão ANEEL nº 009/2017, com sede no Município de São Paulo/SP, na Rua Dr. Renato Paes de Barros nº 955, 10º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 26.885.182/0001-19, vem, em atendimento ao Ofício nº 0758/2025/DEE/EPE, recebido em 18 de agosto de 2025, enviar os dados referentes a expansão da SE Queimada Nova II.

As informações solicitadas estão presentes no ANEXO I e o croqui com a configuração da subestação segue como ANEXO II.

Desde já, nos colocamos à inteira disposição de Vossa Senhoria para quaisquer esclarecimentos adicionais julgados necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)

Paulo Vollu Cyriaco
Diretor Executivo de Operações
SERTANEJA

(assinado digitalmente)

Fábio Silva Marques
Superintendente Regulatório e Institucional
SERTANEJA


Rua Dr. Renato Paes de Barros, 955 - Ed. Square - 10º Andar - Itaim Bibi - São Paulo/SP - CEP: 04530-001

www.quantumbt.com

Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Vollu Cyriaco e Fábio Silva Marques.

Para verificar as assinaturas vá ao site <https://assinaturas.certisign.com.br:443> e utilize o código 67A8-FEE0-D4AC-D6E4.

Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Vollu Cyriaco e Fábio Silva Marques.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://assinaturas.certisign.com.br:443> e utilize o código 67A8-FEE0-D4AC-D6E4.

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/08/2025
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: ESTUDO DE EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS – PARTE III: EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE EXPORTAÇÃO DA REGIÃO NORTE/NORDESTE

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Queimada Nova II

Concessionária Proprietária: TRANSMISSORA SERTANEJA DE ELETRICIDADE S.A.

1. Módulos de Manobra

☒ IB Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Compensador Síncrono* Quantidade: 2 Potência nominal: -200/300 Mvar

* Considerar como compensador síncrono o conjunto composto por máquina síncrona e transformador elevador.

3. Diagrama Unifilar

Anexo.

Obs.1: A resposta deve contemplar todas as expansões existentes e aquelas que foram consultadas.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Volli Cyríaco e Fábio Silva Marques. Para verificar as assinaturas vá ao site <https://assinaturas.certsign.com.br/443> e utilize o código 67A9-FEE0-04AC-08E4.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/08/2025

Revisão:

Página: 3- 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Observações da EPE

- a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas um compensador Síncrono/Linha ou se há outras configurações viáveis.
- b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.
- c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.
- d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.
- e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

6. Observações da Proprietária

13/08/2025

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo:

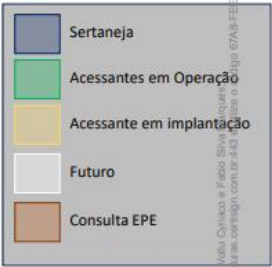
Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Volli Cyrillaco e Filho/Silvia Marques. Para verificar a autenticidade acesse o site <https://assinaturas.certicon.com.br/443> e utilize o código 67AA-EE00-D6AC-D6E4.

Anexo -> Diagrama Simplificado



Expansão sugerida

Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Roberto de Oliveira e Paulo Roberto de Oliveira. Para verificar as assinaturas vá ao site <https://assinaturas.quantumenergia.com.br>



Este documento foi assinado digitalmente por Paulo Roberto de Oliveira e Paulo Roberto de Oliveira. Para verificar as assinaturas vá ao site <https://assinaturas.quantumenergia.com.br>



São Paulo, 12 de setembro de 2025

ARG.D.R.VII.04/2025

Ao Senhor

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Praça Pio X, 54, 5º andar – Centro

CEP.: 20.091-040 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Ourolândia II

Referência: Ofício nº 0772/2025/DEE/EPE – Processo nº 48002.001810/2025-56

Anexos: I. Formulário de Consulta de Viabilidade de Expansão
II. Diagrama Unifilar (doc. nº 41-S106-9000-R0)
III. Planta de Situação (doc. nº 41-S106-2000-R0)

Prezado Superintendente,

A **ARGO VII TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. ("ARGO VII")**, concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 005/2015, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 21.728.083/0001-00, com sede no município de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Tabapuã nº 841, 2º andar, conjunto 23, Itaim Bibi, em atendimento ao Ofício nº 0772/2025/DEE/EPE, informa o quanto segue:

- 1) Houve o preenchimento do Formulário de Consulta EPE (Anexo I), bem como a disponibilização do Diagrama Unifilar atualizado da Subestação Ourolândia II (Anexo II – doc. nº 41-S106-9000-R0), contendo as informações e esclarecimentos necessários para utilização nos estudos que estão sendo desenvolvidos pela EPE.
- 2) Adicionalmente, informa-se que há viabilidade física para implantação de 02 (dois) Compensadores Síncronos (-200/300 Mvar) na SE Ourolândia II, no local indicado na Figura 1 e detalhado na Planta de Situação (Anexo III – doc. nº 41-S106-2000-

R0). A solução para conexão dos referidos equipamentos demandará a necessidade de aquisição de uma área adicional de 38.000 m², cujo terreno deverá ser incorporado à área da referida Subestação.

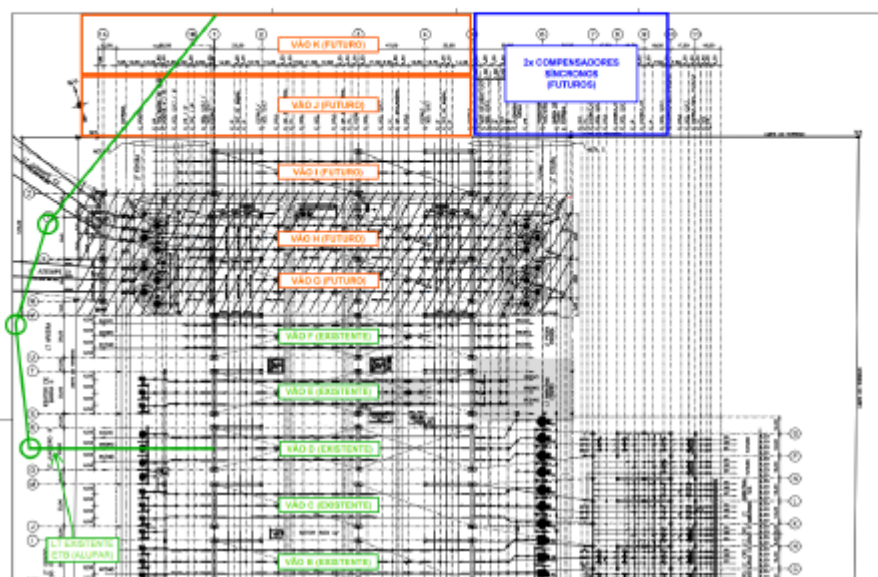


Figura 1 - Subestação Ourolândia II - Conexão 2 Compensadores Síncrono (-200 / 300 Mvar)

- 3) Após a realização dos estudos de engenharia, a ARGO VII constatou que as posições de implantação sugeridas no diagrama anexo ao Formulário de Consulta da EPE não se mostram viáveis, pelos seguintes motivos:
 - **Área Amarela** – área já comprometida para implantação dos empreendimentos: vãos G e H (Lote 06 do Leilão de Transmissão nº 001/2024) e o vão I, destinado às conexões das usinas eólicas Ventos de São Carlos 01 a 12 e Ventos de Santa Bibiana 01 a 06 e das usinas fotovoltaicas Ouro 01 a 16, conforme detalhado no Anexo III;
 - **Área Verde** – inviável tecnicamente, pois a disposição das edificações existentes na Subestação não permite a extensão dos barramentos do setor de 500 kV neste sentido.
- 4) Ainda, para viabilizar a implantação dos novos vãos (J e K) para conexão dos Compensadores Síncronos, será necessário o remanejamento da LT 500 kV Ourolândia II – Juazeiro da Bahia III, pertencente à Empresa de Transmissão

Baiana – ETB, indicada no Anexo III, cuja solução possibilita a criação de 02 (dois) pontos de conexão adicionais no setor de 500 kV da SE Ouralândia II.

- 5) Ressalta-se que as informações indicadas pela ARGO VII nesta consulta de viabilidade já consideram as expansões previstas na SE Ouralândia II, associadas aos Leilões de Transmissão realizados, aos Programas de Expansão da Transmissão – PET/PELP e os futuros acessos com Contrato do Uso do Sistema de Transmissão – CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT já assinados.

Cabe informar que a ARGO VII entende a sensibilidade e urgência do estudo sob execução da EPE, para o que se encontra inteiramente à disposição para contribuir no que for necessário para a expansão da Subestação Ouralândia II. Ainda sob a ótica da celeridade e entrega de soluções técnicas aptas a mitigar o *curtailment* e demais efeitos da intermitência das fontes renováveis, a ARGO VII se mostra disponível para a implantação dos Compensadores Síncronos supramencionados por meio de processo autorizativo. Como sabem, a ARGO II – na SE Janaúba – e ARGO III – nas SEs Ji-Paraná e Ariquemes – operam compensadores síncronos, de forma que o grupo possui capacidade técnica, vasta experiência com as particularidades deste equipamento e reforça o seu compromisso com a prestação do serviço público de transmissão eficiente e segura, na celeridade exigida pela expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN e correspondente necessidade de segurança sistêmica.

Por oportuno, caso sejam necessários esclarecimentos adicionais, disponibiliza-se os contatos abaixo:

Nome: Wallace Honorato – Gerente de Engenharia
E-mail: wallace.honorato@argoenergia.com.br

Nome: Lucas Noura Guimarães – Gerente de Regulatório e PDI
E-mail: lucas.quimaraes@argoenergia.com.br

Sendo o que tínhamos para o momento, ao tempo em que esperamos ter atendido plenamente ao Ofício nº 0772/2025/DEE/EPE, de 20 de agosto de 2025, permanecemos à disposição quanto a eventuais esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

LUCAS NOURA DE MORAES REGO Assinado de forma digital por LUCAS NOURA
DE MORAES REGO GUIMARAES-00996978151
Data: 2025.09.12 15:46:20 -03'00'

ARGO VII TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 10/09/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: ESTUDO DE EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS – PARTE III: EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE EXPORTAÇÃO DA REGIÃO NORDESTE

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: **Ourolândia II**

Concessionária Proprietária: **ARGO ENERGIA**

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- ☒ CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Compensador Síncrono* Quantidade: 2 Potência nominal: -200/300 Mvar

* Considerar como compensador síncrono o conjunto composto por máquina síncrona e transformador elevador.

3. Diagrama Unifilar

Anexo.

Obs.1: A resposta deve contemplar todas as expansões existentes e aquelas que foram consultadas.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). ARRANJO: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/08/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 kV Arranjo: DJM
- ☒ CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 kV Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos


- ☒ Compensador Síncrono Quantidade: 2 Potência (MVA): -200/300 Mvar Tensão Prim./Sec. (kV) 500/13,8 Fase: 3

3. Módulo de Infraestrutura Geral

- Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 38.000 m²
- ☐ Não

4. Outros

- Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
- ☒ Não _____

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 19/08/2025
		Revisão:
		Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Observações da EPE

- a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas um compensador Síncrono/Linha ou se há outras configurações viáveis.
- b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.
- c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.
- d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.
- e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

6. Observações da Proprietária

Após a realização dos estudos de engenharia, contou-se que as posições de implantação sugeridas no diagrama anexo ao formulário da EPE não se mostram viáveis, pelos seguintes motivos:

Área Amarela – Já está comprometida em outros contratos de expansão do SIN, abrangendo os Vãos G e H (Lote 06 do Leilão nº 001/2024), além do Vão I, destinado às conexões da LT Santa Bibiana (Sento Sé/Casa dos Ventos) e da LT UFV Ouro (Violeta Energia).

Área Verde – Inviável para expansão, uma vez que a disposição das edificações existentes não permite a extensão dos barramentos nesse sentido.

Para viabilizar a alocação de uma ou duas unidades de Compensador Síncrono, será necessária a aquisição de terreno adicional e o remanejamento da LT Ouralândia II – Juazeiro da Bahia III, em 500 kV, de titularidade da ETB (Empresa de Transmissão Baiana), pertencente ao grupo ALUPAR, conforme documentos nº 41-S106-2000-R0 e nº 41-S106-9000-R0 em anexo a este formulário.

Adicionalmente, a solução proposta nos Vãos J e K possibilitará a criação de dois pontos de conexão às barras de 500 kV da Subestação Ouralândia II.

20/08/2025

Data da Solicitação

11/09/2025

Data da Entrega do Formulário

Wallace H Moreira

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Wallace Honorato

Gerente de Engenharia

Anexo -> Diagrama Unifilar Simplificado



- Expansão Sugerida - 1
- Expansão Sugerida - 2



São Paulo, 25 de setembro de 2025

ARG.D.R.VII.06/2025

Ao Senhor

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Praça Pio X, 54, 5º andar – Centro

CEP.: 20.091-040 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Gentio do Ouro II

Referência: Ofício nº 0796/2025/DEE/EPE – Processo nº 48002.001810/2025-56

Anexos: I. Formulário de Consulta - SE Gentio do Ouro II

II. Diagrama Unifilar (41-S101-9000)

III. Planta de Situação (41-S101-2000-R09)

Prezado Superintendente,

A TRANSMISSORA JOSÉ MARIA DE MACEDO DE ELETRICIDADE S.A., podendo operar também sob o novo nome fantasia **ARGO VII TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A. ("ARGO VII")**, concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 005/2015, inscrita no CNPJ/ME sob o nº 21.728.083/0001-00, com sede no município de São Paulo, Estado de São Paulo, na Rua Tabapuã nº 841, 2º andar, conjunto 23, Itaim Bibi, em atendimento ao Ofício nº 0796/2025/DEE/EPE, informa o quanto segue:

- 1) Houve o preenchimento do Formulário de Consulta EPE (Anexo I), bem como a disponibilização do Diagrama Unifilar atualizado da Subestação Gentio do Ouro II (Anexo II – 41-S101-9000) e da Planta de Situação da Subestação (Anexo III - 41-S101-2000-R09), contendo as informações e esclarecimentos necessários para utilização nos estudos que estão sendo desenvolvidos pela EPE.

- 2) Adicionalmente, informa-se que há viabilidade física para implantação de 02 (dois) Compensadores Síncronos (-200/300 Mvar) na SE Gentio do Ouro II, no local indicado na Figura 1. A solução para conexão dos referidos equipamentos demandará a aquisição de uma área adicional de 43.000 m², cujo terreno deverá ser incorporado à área da referida Subestação.

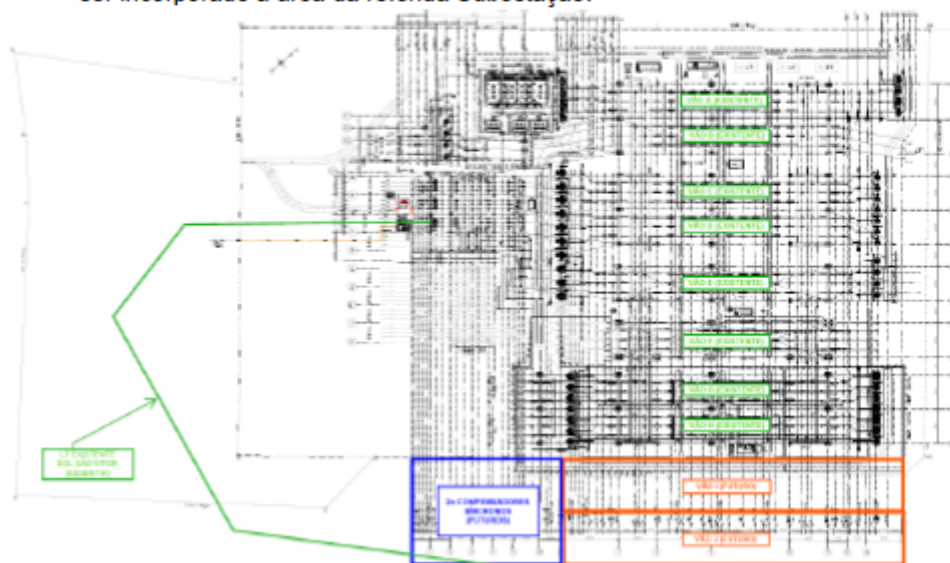


Figura 1 - Subestação Gentio do Ouro II – Expansões da EPE na Subestação

- 3) Ressalta-se que as informações indicadas pela ARGO VII nesta consulta de viabilidade já consideram as expansões previstas na SE Gentio do Ouro II, associadas aos Leilões de Transmissão realizados, aos Programas de Expansão da Transmissão – PET/PELP e os futuros acessos com Contrato do Uso do Sistema de Transmissão – CUST e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT assinados.

Cabe informar que a ARGO VII entende a sensibilidade e urgência do estudo sob execução da EPE, para o que se encontra inteiramente à disposição para contribuir no que for necessário para a expansão da Subestação Gentio do Ouro II. Ainda sob a ótica da celeridade e entrega de soluções técnicas aptas a mitigar o *curtailment* e demais efeitos da intermitência das fontes renováveis, a ARGO VII se mostra disponível para a

implantação dos Compensadores Síncronos supramencionados por meio de processo autorizativo. Como sabem, a ARGO II – na SE Janaúba III – e ARGO III – nas SEs Ji-Paraná e Ariquemes – operam compensadores síncronos, de forma que o grupo possui capacidade técnica, vasta experiência com as particularidades deste equipamento e reforça o seu compromisso com a prestação do serviço público de transmissão eficiente e segura, na celeridade exigida pela expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN e correspondente necessidade de segurança sistêmica.

Por oportuno, caso sejam necessários esclarecimentos adicionais, disponibiliza-se os contatos abaixo:

Nome: Wallace Honorato – Gerente de Engenharia
E-mail: wallace.honorato@argoenergia.com.br

Nome: Lucas Noura Guimarães – Gerente de Regulatório e PDI
E-mail: lucas.quimaraes@argoenergia.com.br

Sendo o que tínhamos para o momento, ao tempo em que esperamos ter atendido plenamente ao Ofício nº 0796/2025/DEE/EPE, de 03 de setembro de 2025, permanecemos à disposição quanto a eventuais esclarecimentos necessários.

Atenciosamente,

LUCAS NOURA DE
MORAES REGO
GUIMARAES:00996978151

Assinado de forma digital por
LUCAS NOURA DE MORAES REGO
GUIMARAES:00996978151
Dados: 2025.09.25 11:48:11 -03'00'

ARGO VII TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 25/09/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: ESTUDO DE EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES REGIONAIS – PARTE III: EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE EXPORTAÇÃO DA REGIÃO NORDESTE

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Gentio do Ouro II

Concessionária Proprietária: ARGO ENERGIA

1. Módulos de Manobra

☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

☒ CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

☒ Compensador Síncrono* Quantidade: 2 Potência nominal: -200/300 Mvar

* Considerar como compensador síncrono o conjunto composto por máquina síncrona e transformador elevador.

3. Diagrama Unifilar

Anexo.

Obs.1: A resposta deve contemplar todas as expansões existentes e aquelas que foram consultadas.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). ARRANJO: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 25/09/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra



IB

Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM



CC

Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos



Compensador Síncrono Quantidade: 2 Potência (MVar): -200/300 Tensão Prim./Sec. (kV) 500/13,8 Fase: 3Ø

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?



Sim Área Prevista: 43.000 m²



Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?



Sim Equipamentos Necessários: _____



Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 25/09/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Observações da EPE

a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas um compensador Síncrono/Linha ou se há outras configurações viáveis.

b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.

c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.

e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

6. Observações da Proprietária

Conforme análise técnica realizada pela ARGO, a posição de implantação dos compensadores síncronos sugerida pela EPE no formulário de consulta de viabilidade para SE Gentio do Ouro II não é viável. A área destacada em amarelo pela EPE representa uma zona de expansão inviável, devido à disposição das edificações existentes, que impossibilita a extensão dos barramentos naquela direção. Destacam-se, nesse contexto, a presença da casa de comando e do galpão de armazenamento da ARGO.

Para a alocação de uma unidade de Compensador Síncrono no vão I, será necessária a aquisição de terreno adicional com área aproximada de 22.000 m². No caso da instalação de duas unidades nos vãos I e J, além da aquisição de cerca de 43.000 m², será imprescindível o remanejamento da Linha de Transmissão (LT) São Vitor – Gentio do Ouro II, circuito 1 de 230 kV, pertencente à EOL São Vitor da ESSENTIA, conforme apresentado nos documentos nº 41-S101-2000-R09 e nº 41-S101-9000, anexos a este formulário.

Com a instalação dos Compensadores Síncronos nos vãos H e I, serão criados dois pontos de conexão às barras de 500 kV da Subestação Gentio do Ouro II. Esses pontos poderão ser aproveitados futuramente para a conexão de outras Funções de Transmissão (FT), promovendo a plena utilização dos vãos mencionados.

Adicionalmente, encontra-se em desenvolvimento um projeto referente às EOLs Assuruá 6 (Parecer de Acesso Nº DTA-2024-PA-0135-R0), cuja conexão está prevista, conforme CCT assinado para julho de 2030 na barra de 230 kV da SE Gentio do Ouro II. O agente gerador responsável indicou a intenção de executar sua LT em paralelo à LT 230 kV São Vitor. Assim, dependendo do cronograma de implantação dos compensadores síncronos, deverá ser necessário o remanejamento dessa segunda LT para viabilizar a instalação dos dois compensadores síncronos na SE Gentio do Ouro II.

Rio de Janeiro, 03 de setembro de 2025.

São Paulo, 25 de setembro de 2025.

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

Wallace H Moreira

Thiago Dourado Martins

Wallace Honorato

Superintendente de Transmissão de Energia

Gerente de Engenharia

Anexo -> Diagrama Unifilar Simplificado



18.2.13. LT 500 kV Assis 2 – Londrina, C1

Docusign Envelope ID: 7A80DBAE-7324-444E-84FD-5C6E9730A3E3



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 500 kV Assis - Londrina C1

Concessionária Proprietária: TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 2837

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 3574

** Compatibilizar com a capacidade do circuito 2 (COPEL-GT). Em caso de inviabilidade de recapitação para a nova capacidade solicitada, informar o máximo de aumento de capacidade possível, para que avallemos a sugestão proposta.*

2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 19/04/2024

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a linha de transmissão

a) N° de subcondutores/ fase: 04__

b) Cabo adotado: Tern_

c) Temperatura de projeto: 60 °.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável

3. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

Recapacitação (recondutoramento) da linha com substituição dos cabos condutores; Fornecimento de ferragens de cadeias; sistema de amortecimento e acessórios (emendas / reparos etc.) para o novo cabo condutor; Fornecimento de Isoladores; Retensionamento dos estais; Revisão/Atualização Projetos Básico, Executivo e de Travessias; Supressão Vegetal/Poda Seletiva (onde aplicável); Manutenção acessos existentes.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no Item 3a:

2837/3574/MVA (Normal/Emergência).


c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: R \$ 390.010,96 x 1000

d) Informar o custo estimado à adequação descrita no Item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no Item 3c: 39,29%

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no Item 3a: 27 meses

4. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

N/A

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs	Data: 19/04/2024
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS**5. Observações**

O orçamento foi revisado (data-base: maio/2025) considerando as premissas solicitadas pelo ONS relativas ao cronograma de execução e aos prazos de desligamento/religamento da linha de transmissão, em caso de necessidade sistêmica. Dessa forma, buscamos, em conjunto com os EPCistas, uma solução técnica e economicamente viável que atendesse às solicitações do ONS, respeitando (principalmente) os aspectos de segurança envolvidos – dado a sensibilidade da atividade. De forma resumida, o novo escopo apresenta as seguintes características: Prazo para troca dos cabos condutores: 4 meses, com desligamento contínuo durante o período de inverno (junho a setembro); Tempo de restabelecimento das linhas de transmissão (LTs): 3 dias para tramos convencionais e 7 dias para tramos superiores a 10 km; Execução com duas frentes de obra. Importante destacar que a Taesa ainda aguarda posicionamento do ONS quanto ao cronograma de execução e aos prazos estabelecidos. Eventuais ajustes e repactuação de custos e cronograma poderão ocorrer em caso de novas solicitações por parte do Operador.

Além disso, os custos podem sofrer atualizações em decorrência de aumento de impostos, prazos de aprovação, alíquotas, cotação do LME, dólar e demais variações econômicas.

O Capex para esse empreendimento está subdividido da seguinte forma:

- 1 – EPC (serviços e materiais) – R\$ 64.694.459,30
- 2 – Cabo Conductor – R\$ 62.010.000,00
- 3 – Isoladores – R\$ 1.050.272,92
- 4 – Custos adicionais do projeto: R\$ 25.484.567,19
 - 1 – Meio Ambiente
 - 2 – Fundiário
 - 3 – Gestão/Engenharia proprietário e Capex ADM

Em caso de dúvidas ou necessidade de maiores esclarecimentos, favor entrar em contato com a responsável pelo processo, Thais de Souza da Silva, pelo e-mail: thais.silva@taesa.com.br.

19/04/2024

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado MartinsAssinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2024.04.19 19:18:44 -0300Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

26/09/2025

Data da Entrega do Formulário

DocuSigned by:

Emmanuel Pasqua de Moraes

D66886409EF44F3

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Emmanuel Pasqua de Moraes
Cargo: Gerente Executivo de Planejamento e
Engenharia da Expansão

18.2.14. LT 500 kV Itatiba – Ibiúna, C1



Av. Graça Aranha, 26
Edifício Barão de Mauá II
Centro - Rio de Janeiro - RJ
CEP 20030-000

Rio de Janeiro, 09 de janeiro de 2024

N.Ref. EECF.F.E.002.2024

S.Ref. Ofício 0688/2023/DEE/EPE

Ao Senhor
Thiago Dourado Martins
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE-Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, 54 - 5º andar -
Centro Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre recapitação de trecho da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna C1 e da LT 500 kV Ibiúna - Bateias C1 e C2.

Prezado Superintendente,

1.Em atenção a vossa solicitação, contida no ofício em referência, no qual a Eletrobras é questionada sobre a recapitação de trecho da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna C1 e da LT 500 kV Ibiúna - Bateias C1 e C2, encaminhamos em anexo os formulários enviados devidamente preenchidos com as informações solicitadas.

2.Assim, ficamos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Giselle Cristine Martini Gabry

Parceiros de Negócio Engenharia Furnas - EECF.F - VEE

Gilberto Tannús Elias

Gilberto Tannús Elias (9 de janeiro de 2024 15:39 GMT-3)

Gilberto Tannús Elias

Gerente Executivo - Sistemas Elétricos – EEES

Anexo: Formulário de Consulta - LT 500kV Ibiúna - Bateias C1 e C2_Preenchido;
Formulário de Consulta - LT 500kV Itatiba - Ibiúna C1_Preenchido.

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 500kV Itatiba - Ibiúna C1

Concessionária Proprietária: FURNAS

1. Novos limites de transmissão requeridos:

Limite Normal (MVA) para cada circuito: 2910

Limite de Emergência (MVA) para cada circuito: 3668

O estudo considera a previsão da nova SE 500/440 kV Itupeva (coordenada prevista em latitude: 23°6'26.49"S | longitude: 47°5'50.95"O), em estudo no âmbito do GET-SP, com conexão ao sistema de 500 kV a partir do seccionamento dos circuitos abaixo:

- LT 500 kV Itatiba - Bateias C1;
- LT 500 kV Itatiba - Ibiúna C1.

Devido ao seccionamento de ambos os circuitos, haverá dois trechos entre Itatiba e Itupeva com capacidades diferentes. Dessa forma, visando atender ao critério N-1, solicitamos informações referentes à possibilidade de recapacitação do novo trecho entre Itupeva e Itatiba (proveniente do seccionamento da LT 500 kV Itatiba - Ibiúna na SE Itupeva) para compatibilizar com a capacidade do outro trecho (proveniente do seccionamento da LT 500 kV Itatiba - Bateias na SE Itupeva).

O mapa abaixo informa, na cor amarela, os traçados preliminares para os seccionamentos e, como pode ser visto, o ponto de seccionamento da LT 500kV Itatiba - Ibiúna C1 seria próximo ao ponto de cruzamento atual das LTs existentes.



2. Diagrama Unifilar

N/A



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs

Data: 13/12/23

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações atuais sobre a linha de transmissão

- a) Nº de subcondutores/ fase: 3 ____
- b) Cabo adotado: Rail ____
- c) Temperatura de projeto: 75 °C ____

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

- ☒ **Viável**
- ☐ **Inviável**

1. Caso a alteração proposta seja viável:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, elevação de estruturas...):

É necessário realizar o recondutoramento da referida LT, trocando os cabos condutores por cabos termorresistentes, bem como as cadeias de isoladores para cadeias compatíveis e demais ferragens de contato com os novos condutores, como espaçadores e amortecedores.

a) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

3544 / 3740 MVA (Normal/Emergência).

b) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 253.278_R\$ x 1000 (duzentos e cinquenta e três milhões e duzentos e setenta e oito mil reais)

c) Informar o custo estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3b: 82 ____%

d) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 16 ____ meses

3. Caso a alteração proposta seja inviável, especificar o motivo impeditivo:

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

4. Observações

Os cabos idealizados são termorresistentes, ou seja, podem operar em temperaturas superiores, porém possuem mais perdas.

O LT atual possui 3 condutores ACSR RAIL por fase e foi idealizada a substituição com 2 condutores ACCC Stockholm.

13/12/23

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2023.12.13 18:37:47 -0300

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

21/12/23

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Roberto Paulo da Silva Pinto Junior
Cargo: Engenheiro

CE-EETA-002-2024

Rio de Janeiro, 11/10/2024

Ao Senhor THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia Empresa
de Pesquisa Energética
Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, nº 54, 5º andar – Centro
Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Complemento de Resposta a consulta sobre viabilidade de recapacitação de Trecho da LT 500 kV Itatiba-Ibiúna, C1

1. Em complemento à correspondência EECF.F.E.002.2024 de 09/01/2024, enviada em resposta ao Ofício n. 0688/2023/DEE/EPE de 13 de dezembro de 2023, enviamos novo cálculo de custos para a repotencialização de Trecho da LT 500 kV Itatiba - Ibiúna, C1, baseado na metodologia proposta pela EPE.

2. Ainda nesse novo estudo, adotamos a utilização de condutor compósito do modelo ACCC Campinas, sendo três condutores por fase.

3. O custo total estimado para a recapacitação foi de R\$ 277,24 milhões, sendo a memória de cálculo conforme tabela a seguir:

Metragem de LT (km)				
87				
Item (Materiais)	Quantidade	Quantidade total	Valor Unitário	Subtotal
Cabo Condutor ACCC	9,46 un/km	823 km	R\$ 93.704,00	R\$ 77.118.392,00
Cadeia Suspensão cabo 3 X ACCC	6,64 un/km	578 cj	R\$ 7.122,28	R\$ 4.116.679,00
Cadeia Ancoragem cabo 3 X ACCC	0,93 un/km	81 cj	R\$ 19.227,31	R\$ 1.557.412,11
Cadeia Jumper cabo 3 x ACCC	0,46 un/km	41 cj	R\$ 10.034,90	R\$ 411.430,90
Espaçador amortecedor 3 x ACCC	41 un/km	3.568 un	R\$ 707,02	R\$ 2.522.647,36
Isoladores	291 un/km	25.318 un	R\$ 317,76	R\$ 8.044.937,13
Luva de Emenda cabo ACCC	6 un/km	523 un	R\$ 4.155,20	R\$ 2.173.169,60
Luva de Reparo cabo ACCC	0,6 un/km	53 un	R\$ 371,00	R\$ 19.663,00
Outros Acessórios (0,3%)	-	-	-	R\$ 287.892,99
Subtotal Materiais	-	-	-	R\$ 96.252.224,09
Item (Serviços)	Substituição			
Serviços (% Materiais)	188,03%			
Sub Total Serviços	R\$ 180.983.056,96			
Total Geral	Total [1000 x R\$/km]			
R\$ 277.235.281,05	R\$ 3.186,61			

N. Ref.: CE-EETA-002-2024
Fl.: 02

4. Os novos limites de transmissão para esta LT com a repotencialização passariam a ser de 3360 A para o limite normal e 4235 A para o limite de emergência, conforme solicitado na correspondência original.
5. Informamos que esta correspondência trata apenas da linha de transmissão, não sendo analisadas as características e equipamentos das subestações.
6. O prazo para realização da repotencialização é de 36 meses.
7. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO

PEDRO MARCONDES DE BRITO
Gerente Executivo de Engenharia Aplicada de
Transmissão - ELETROBRAS

18.2.15. LT 500 kV Campinas - Itatiba, C1

Docusign Envelope ID: C3EE4DB3-2F74-48A7-8990-025C4EFF14A7



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia e
Expansão – VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2514-5020 - 5792

CE-EETA-003-2024

Rio de Janeiro, 11/10/2024

Ao Senhor THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia Empresa
de Pesquisa Energética
Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, nº 54, 5º andar – Centro
Rio de Janeiro – RJ

Assunto: Resposta a consulta sobre viabilidade de recapacitação da LT 500 kV
Campinas-Itatiba C1

Prezado Senhor,

1. Em resposta ao Ofício nº 0631/2024/DEE/EPE, de 24 de setembro de 2024, enviamos em anexo o formulário preenchido, conforme solicito, sobre o estudo de viabilidade de recapacitação da LT 500 kV Campinas-Itatiba C1.
2. Foi utilizado no estudo de recapacitação o condutor ACCC Campinas, com três condutores por fase.
3. Para o cálculo de custo de recondutoramento foi utilizada a metodologia descrita pela EPE, considerando apenas a linha de transmissão. O Custo total foi de R\$ 84,57 milhões, conforme memória de cálculo da tabela a seguir:

Metragem de LT (km)				
26,5				
Item (Material)	Quantidade	Quantidade total	Valor Unitário	Subtotal
Cabo Condutor ACCC	9,47 un/km	251 km	R\$ 93.704,00	R\$ 23.519.704,00
Cadeia Suspensão cabo 3 X ACCC	6,64 un/km	176 cj	R\$ 7.122,28	R\$ 1.253.521,63
Cadeia Ancoragem cabo 3 X ACCC	0,93 un/km	25 cj	R\$ 19.227,31	R\$ 480.682,75
Cadeia Jumper cabo 3 x ACCC	0,46 un/km	13 cj	R\$ 10.034,90	R\$ 130.453,70
Espaçador amortecedor 3 x ACCC	41 un/km	1.087 un	R\$ 707,02	R\$ 768.530,74
Isoladores	291 un/km	7.712 un	R\$ 317,76	R\$ 2.450.531,45
Luva de Emenda cabo ACCC	6 un/km	160 un	R\$ 4.155,20	R\$ 664.832,00
Luva de Reparo cabo ACCC	0,6 un/km	16 un	R\$ 371,00	R\$ 5.936,00
Outros Acessórios (0,3%)	-	-	-	R\$ 87.822,58
Subtotal Materiais	-	-	-	R\$ 29.362.014,85
Item (Serviços)	Substituição			
Serviços (% Materiais)	188,03%			
Sub Total Serviços	R\$ 55.209.396,51			
Total Geral	Total [1000 x R\$/km]			
R\$ 84.571.411,36	R\$ 3.191,37			

Classificação: Pública



Centrais Elétricas Brasileiras S/A
Vice-Presidência de Engenharia e
Expansão – VEE
Av. Graça Aranha, 26 / 4º andar
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2514-5620 - 5792

N. Ref.: CE-EETA-003-2024
Fl.: 02

4. Os limites da linha de transmissão com essa repotencialização passariam a ser de 3360 A para o limite normal e 4235 A para o limite de emergência, porém a LT ficaria limitada pelo valor dos equipamentos das SE's em 3150 A.
5. O prazo para execução deste empreendimento é de 36 meses.
6. Este estudo englobou apenas as questões da linha de transmissão, não avaliando as SE's.
7. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO
PEDRO MARCONDES DE BRITO
Gerente Executivo de Engenharia Aplicada de
Transmissão - ELETROBRAS

Anexo

1. Viabilidade de Alteração dos Limites de Transmissão (MVA) de LTs - Preenchido



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 24/09/2024

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Expansão das Interligações Regionais

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Linha de Transmissão: LT 500 kV Campinas - Itatiba C1

Concessionária Proprietária: EURNAS

1. Novos limites mínimos de transmissão requeridos:

Limite mínimo Normal (A) para cada circuito: 2860

Limite mínimo de Emergência (A) para cada circuito: 4000

** Caso haja mais de uma solução de recapitação, apresentar as respostas ao item 3 do formulário abaixo para cada alternativa.*

** Compatibilizar com a capacidade normal do circuito 2 existente (2860/4000 A)*

2. Diagrama Unifilar

N/A



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 24/09/2024

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

1. Informações sobre o projeto atual da linha de transmissão

Informar os dados da LT:

Nº de subcondutores/ fase: 3

Cabo adotado: Rail

Temperatura de projeto: 60o

Capacidade de longa e curta duração (s/ fator limitante) [A]: 2141/2699 (c/fator limitante) [A]: 2141/2699

Informar os dados e capacidades dos equipamentos das entradas de linha

Identificar o Terminal DE: Campinas

Identificar o Terminal PARA: Itatiba

Disjuntor [A] 3.150

Disjuntor [A] 3.150

Chave seccionadora [A] 3.150

Chave seccionadora [A] 3.150

TC [A] 3.150

TC [A] 4.000

BB [A] NA

BB [A] NA

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TC - Transformador de Corrente

BB - Bobina de Boqueio

Outros - quaisquer outros equipamentos relevantes conectados em série com LT.

Obs.: Caso já haja previsão de substituição de algum desses equipamentos, indicar as novas capacidades previstas. Além disso, se algum desses equipamentos não pertencer a proprietária da LT, favor indicar a Transmissora responsável.

2. A alteração proposta pelo planejamento é:

☒ Viável

☐ Inviável



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Alteração dos Limites
de Transmissão (MVA) de LTs**

Data: 24/09/2024

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

3. Caso a alteração proposta seja viável, para cada alternativa de recapacitação avaliada:

a) Caracterizar as adequações necessárias (recondutoramento, alteamento/troca de estruturas, retracionamento de cabos etc...):

Recondutoramento da LT, alterando o cabo condutor atual para condutor do tipo compósito ACCC Campinas

Para atendimento a corrente de longa duração também será necessário adequar os disjuntores, chaves e TC's das SE's.

A linha de transmissão, após a repotencialização, teria a capacidade de transmitir 3201/4034 A em longa e curta duração

Porém, por limites os equipamentos das SE's descritos limitariam a corrente em 3150 A.

b) Informar os novos limites de transmissão relacionados à adequação descrita no item 3a:

3150 / 3150 A (Normal/Emergência).

c) Informar o custo estimado para a construção de uma nova linha de transmissão com as mesmas características da LT existente: 58.000 R\$x1000

d) Informar o custo total estimado à adequação descrita no item 3a, de forma relativa ao custo apresentado no item 3c: 146 %. Apresentar o cálculo das estimativas de custos descritas nos itens c e d.

e) Informar o tempo estimado para a implantação das obras necessárias à adequação descrita no item 3a: 36 meses

18.3. Anexo III – Fichas PET/ PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 600/500 kV ANGICOS (Nova)	UF: RN
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estação conversora para o novo bipolo NE II

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civas (3000MW)	3600000,00
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	28.865,02
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barramento	28.865,02
MIM - 500 kV	33.623,30
MIG (Terreno Rural)	21.697,43

Total de Investimentos Previstos:	3.713.050,77
--	---------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
SE 600/500 kV ITAPORANGA 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Estação conversora para o novo bipolo NE II

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civas (3000MW)	3600000,00
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	29.835,00
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM - segregação de barramento	29.835,00
MIM - 500 kV	21.720,73
MIG (Terreno Rural)	22.959,50

Total de Investimentos Previstos: 3.704.350,23

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: LT 600 kV CC ANGICOS - ITAPORANGA (Nova)	UF: RN
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Novo bipolo NE II

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Linha CC ±600 kV, 2500 km, 6 x 2167 MCM (Kiwi)	9.694.400,00
--	--------------

Total de Investimentos Previstos:	9.694.400,00
-----------------------------------	--------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE 765/500 kV ITABERÁ (Nova)	UF: SP
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração com a rede CA em 765 kV

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° ATF 765/500 kV, (3+1R) x 550 MVA 1Φ	89.233,48
1 CT (Conexão de Transformador) 765 kV, Arranjo DJM	16.860,27
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	13.739,34
1 IB (Interligação de Barras) 765 kV, Arranjo DJM	25.571,35
MIM - 765 kV	9.048,75
MIG (Terreno Rural)	34.774,27

Total de Investimentos Previstos: **189.227,46**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km	122.489,55
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	13.847,90
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	14.917,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	14.917,50
MIM - 500 kV // Itaberá	4.344,15
MIM - 500 kV // Itaporanga	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: 188.708,65

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2, C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km	122.489,55
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	13.847,90
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	14.917,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	14.917,50
MIM - 500 kV // Itaberá	4.344,15
MIM - 500 kV // Itaporanga	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: 188.708,65

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
LT 500 kV ITABERÁ – ITAPORANGA 2, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km	122.489,55
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	13.847,90
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaberá	14.917,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	14.917,50
MIM - 500 kV // Itaberá	4.344,15
MIM - 500 kV // Itaporanga	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: 188.708,65

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV ARARAQUARA 2 - ITAPORANGA, C1 (Nova)	UF: SP
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 240 km	653.277,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // Araraquara 2	26.414,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // Itaporanga	26.414,00
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	13.847,90
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Araraquara 2	3.963,19
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga	3.963,19
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itaporanga 2	14.917,50
MIM - 500 kV // Itaporanga	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: **760.989,43**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE MONTE VERDE (Ampliação/Adequação)	UF: RN
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA. Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	987,69
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 0,4 km	987,69
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	26.795,38
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.432,51
MIM - 500 kV	8.405,82

Total de Investimentos Previstos:

51.609,09

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SECC LT 500 kV JOÃO CÂMARA III - AÇU III, C2, NA SE ANGICOS (Nova)	UF: RN
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA. Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	12.346,15
Circuito Simples 500 kV, 4 x CAL1120 944 MCM 61/0, 5 km	12.346,15
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	26.795,38
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	28.865,02
MIM - 500 kV	8.405,82

Total de Investimentos Previstos:

88.758,52

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SECC LT 500 kV MONTE VERDE - AÇU III, C1, NA SE ANGICOS (Nova)	UF: RN
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 500 kV, 4 x CAL1120 Selenium, 10 km	47.593,70
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	26.795,38
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	28.865,02
MIM - 500 kV	8.405,82

Total de Investimentos Previstos: **111.659,92**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: RN
LT 500 kV ANGICOS - MONTE VERDE, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da estação conversora com a rede CA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 42 km	100.926,84
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Angicos	13.397,69
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Monte Verde	13.397,69
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Angicos	14.432,51
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Monte Verde	14.432,51
MIM - 500 kV // Angicos	4.202,91
MIM - 500 kV // Monte Verde	4.202,91

Total de Investimentos Previstos: 164.993,06

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV SÃO GONÇALO DO PARÁ - ITAJUBÁ 3, C1 (Nova)	UF: MG
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 277 km	878.353,15
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ // São Gonçalo do Pará	27.060,88
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 71,66 Mvar 1Φ // Itajubá 3	27.060,88
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	3.963,19
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3	3.963,19
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3	13.847,90
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // São Gonçalo do Pará	14.917,50
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // Itajubá 3	14.917,50
MIM - 500 kV // São Gonçalo do Pará	4.344,15
MIM - 500 kV // Itajubá 3	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: 1.006.620,39

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV ASSIS - MARIMBONDO II, C2 (Nova)	UF: SP
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao N-1. Compartilhar fase reserva do C1. Necessidade de nova fase reserva

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 295 km	802.987,05
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ // Assis	19.070,73
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // Marimbondo II	25.427,64
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Assis	13.847,90
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo II	13.847,90
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Assis	3.963,19
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // Marimbondo II	3.963,19

Total de Investimentos Previstos: **883.107,60**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: LT 525 kV CURITIBA OESTE - JOINVILLE SUL, C1 (Nova)	UF: PR
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 75 km	206.017,50
Circuito Duplo 525 kV, 4 x 900 MCM (RUDDY), 45 km (Lançamento do D1)	148.332,60
1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste	13.969,06
1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Joinville Sul	13.969,06
1 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM // Joinville Sul	15.048,02
MIM - 525 kV // Joinville Sul	4.382,15

Total de Investimentos Previstos: **401.718,39**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
SE 500/230 kV JUAZEIRO III (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.923,95
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.405,18
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.667,92
MIM - 230 kV	1.193,51

Total de Investimentos Previstos: 59.190,56

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV ITABERÁ - CURITIBA OESTE, C1 e C2 (CS) (Nova)	UF: SP
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Expansão da interlição Sul - Sudeste. Expansão da interlição Sul - Sudeste

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	634.190,00
Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 200 km	634.190,00
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // ITABERÁ	45.093,65
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ // CURITIBA OESTE	45.093,65
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // ITABERÁ	27.695,80
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // CURITIBA OESTE	27.695,80
2 IB (Interlição de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // ITABERÁ	29.835,00
2 IB (Interlição de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // CURITIBA OESTE	29.835,00
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // ITABERÁ	7.926,38
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // CURITIBA OESTE	7.926,38
MIM - 500 kV // ITABERÁ	8.688,29
MIM - 500 kV // CURITIBA OESTE	8.688,29

Total de Investimentos Previstos: **1.506.858,24**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interlições Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV GENTIO DO OURO (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.432,51
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	15.760,69
MIM - 500 kV	4.202,91
MIG-A	3.413,36

Total de Investimentos Previstos: 316.089,37

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV OUROLÂNDIA 2 (Ampliação/Adequação)	UF: BA
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.432,51
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	15.760,69
MIM - 500 kV	4.202,91
MIG-A	3.413,36

Total de Investimentos Previstos: **316.089,37**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: BA
SE 500 kV JUSSIAPE (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.432,51
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	15.760,69
MIM - 500 kV	4.202,91

Total de Investimentos Previstos: 312.676,01

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE 500 kV QUEIMADA NOVA II (Ampliação/Adequação)	UF: PI
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.432,51
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	15.760,69
MIM - 500 kV	4.202,91
MIG-A	3.413,36

Total de Investimentos Previstos: **316.089,37**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
SE 500 kV CAMPINAS (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	14.917,50
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	16.290,31
MIM - 500 kV	8.688,29
MIG-A	3.413,36

Total de Investimentos Previstos: 321.589,36

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: MG
SE 500 kV LORENA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo AN	14.917,50
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo AN	16.290,31
MIM - 500 kV	8.688,29
MIG-A	3.413,36

Total de Investimentos Previstos: 321.589,36

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
SE 500 kV TAUBATÉ (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo BDDD	14.917,50
Compensador Síncrono, 1 x (-200/+300) Mvar	278.279,90
1 CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo BDDD	16.290,31
MIM - 500 kV	4.344,15

Total de Investimentos Previstos: 313.831,86

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
LT 500 kV ASSIS - LONDRINA, C1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
Recapacitação	PRAZO DE EXECUÇÃO: 27 meses

Justificativa:

Atendimento ao N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x Phosphorus 838 MCM (CAL1120), 121 km

153.235,30

Total de Investimentos Previstos:

153.235,30

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: LT 525 kV ABDON BATISTA 2 - CURITIBA OESTE, C2 (Nova)	UF: SC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria no desempenho dinâmico

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 245 km	839.588,05
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Abdon Batista 2	20.600,94
Reator de Linha Fixo 525 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // Curitiba Oeste	20.600,94
1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2	13.969,06
1 EL (Entrada de Linha) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste	13.969,06
1 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2	15.048,02
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM // Abdon Batista 2	3.997,87
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 525 kV, Arranjo DJM // Curitiba Oeste	3.997,87
MIM - 525 kV // Abdon Batista 2	4.382,15

Total de Investimentos Previstos: **936.153,96**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:	UF: SP
LT 500 kV ITATIBA - IBIÚNA, C1 (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
Recapacitação	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Expansão da interligação Sul - Sudeste

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 87,24 km 277.240,00

Total de Investimentos Previstos: 277.240,00

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV CAMPINAS - ITATIBA, C1 (Ampliação/Adequação) Recapacitação	UF: SP
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2035
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Expansão da interlição Sul - Sudeste

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 3 x Campinas 1045 MCM (ACCC), 26,51 km 84.570,00

Total de Investimentos Previstos:

84.570,00

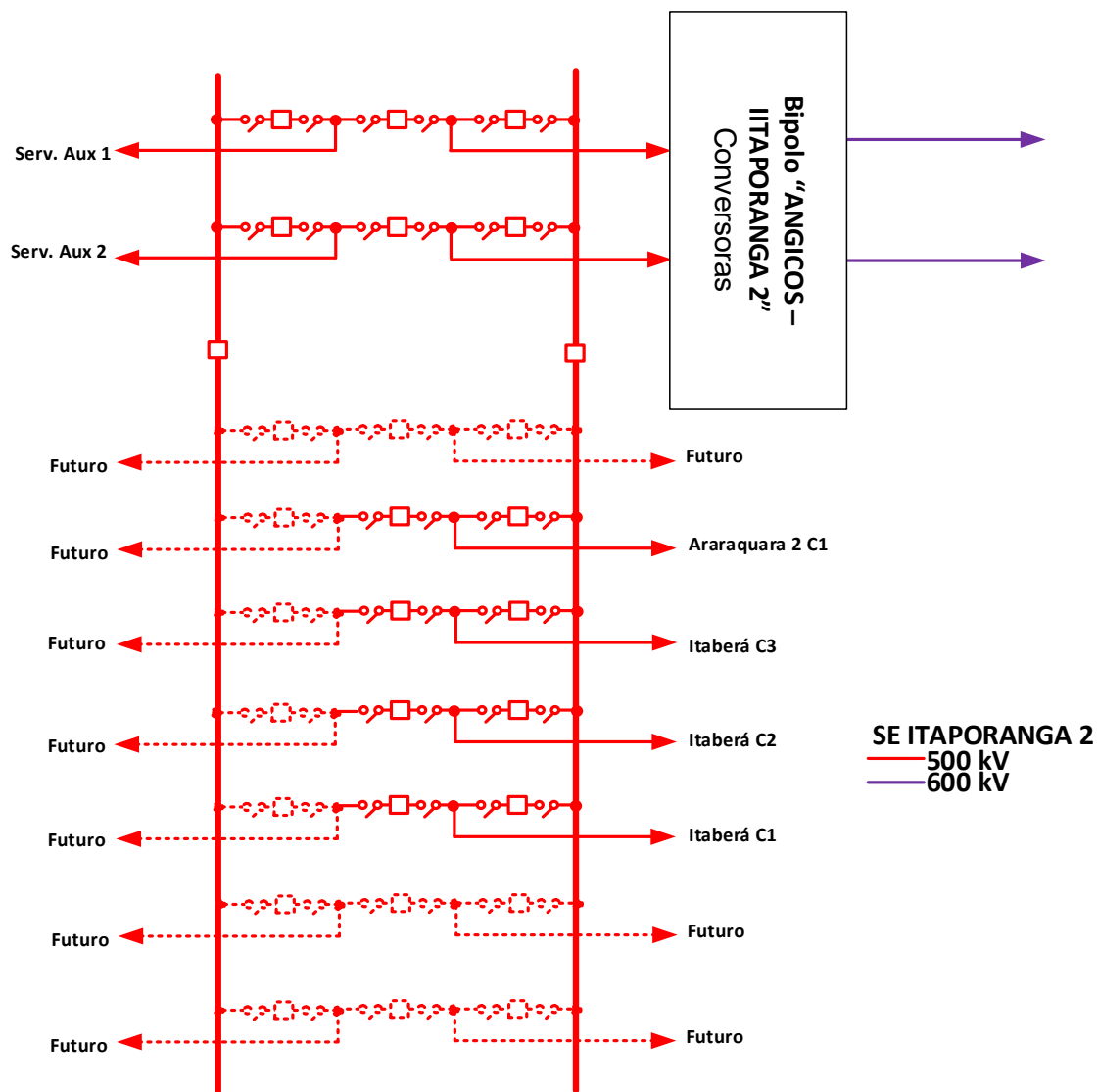
Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-RE-071/2025 – “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul”

18.4. Anexo IV – Caracterização das Subestações Novas



Nota: Caso seja identificada, na etapa de projeto, a necessidade de instalação de filtros, estes deverão ser conectados de forma adjacente às conversoras ou aos sistemas de serviços auxiliares.

Figura 18-1 – Diagrama – SE Itaporanga 2

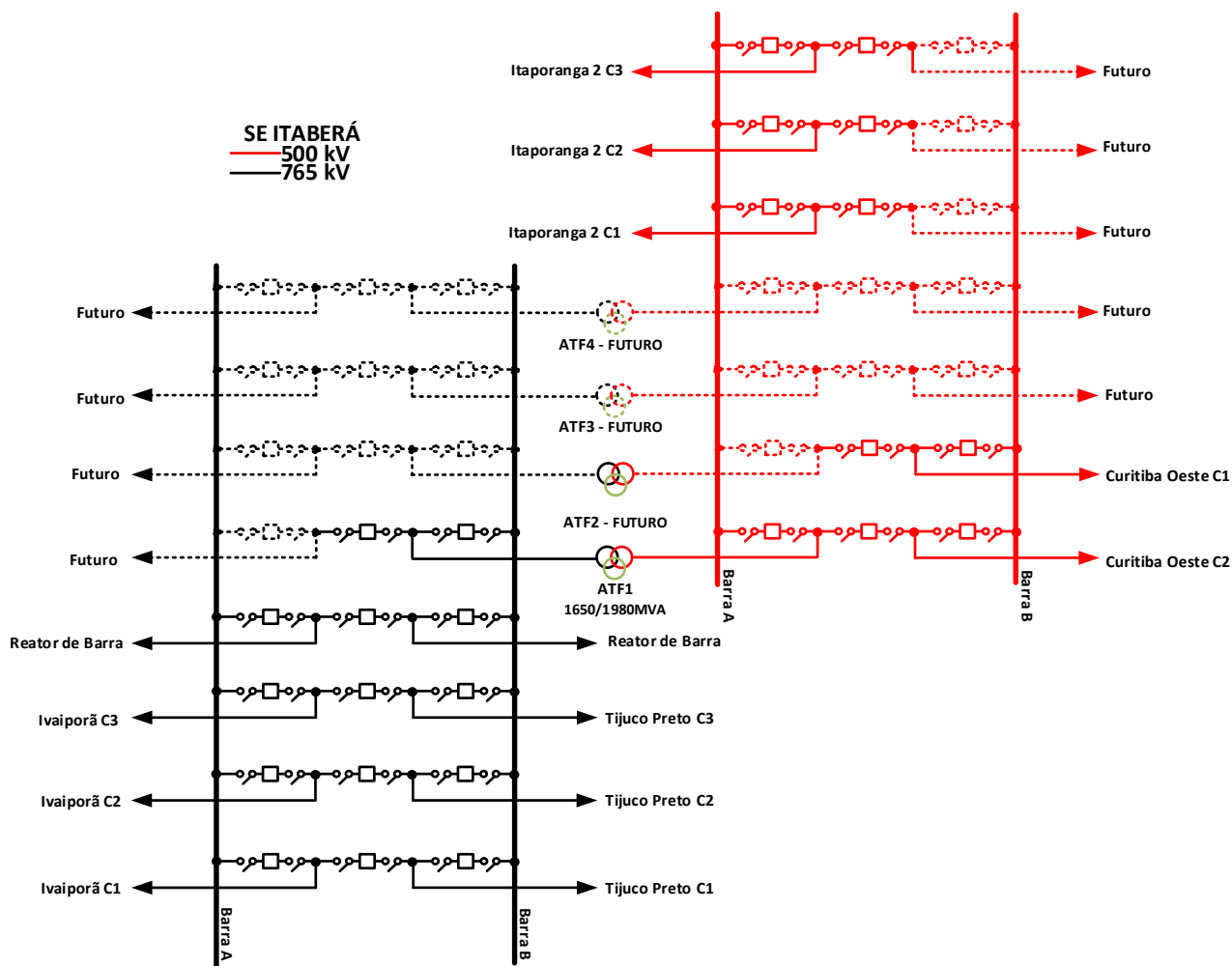


Figura 18-2 – Diagrama – SE Itaberá (Novo pátio 500 kV)

18.5. Anexo V – Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 18-1 - Características Elétricas das Novas Linhas de Transmissão

Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]	Condutor	Capacidades de projeto [A]		Capacidades operativas da Função Transmissão* [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C					
					Normal	Emerg.	Normal	Emerg.	r+ [Ω/km]	x+ [Ω/km]	b+ [μS/km]	r0 [Ω/km]	x0 [Ω/km]	b0 [μS/km]
LT Angicos – Monte Verde, C3	500 kV	CS	42	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3164	4200	3164	4000	0,0186	0,2668	6,1720	0,3293	1,1477	3,2397
LT São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1	500 kV	CS	277	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4655	5000	4000	4000	0,0125	0,1909	8,7061	0,3078	1,1913	3,1762
LT Assis – Marimbondo 2, C2	500 kV	CS	295	CAA 4 x RAIL (954 MCM)	3390	4425	3390	4000	0,0176	0,2662	6,1821	0,3271	1,1492	3,2228
LT Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2	525 kV	CS	245	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4530	5000	4000	4000	0,0125	0,1909	8,7068	0,3077	1,1913	3,1812
LT Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1	525 kV	CS/CD	120	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3365	4360	3365	4000	0,0185	0,3083	5,3125	0,3282	1,1910	3,0083
LT Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2	500 kV	CS	200	CAA 6 x RUDDY (900 MCM)	4665	5000	4000	4000	0,0125	0,1909	8,7062	0,3078	1,1913	3,1764
LT Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1	500 kV	CS	240	CAA 6 x TERN (795 MCM)	4430	5000	4000	4000	0,0141	0,1917	8,6669	0,3093	1,1921	3,1641
LT Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3	500 kV	CS	45	CAA 4 x RUDDY (900 MCM)	3400	4380	3400	4000	0,0185	0,3083	5,3125	0,3282	1,1910	3,0082

*Os equipamentos terminais das LT poderão ser especificados com corrente nominal mínima de 4000 A.

Seccionamento de Linha de Transmissão

Tabela 18-2 - Características Elétricas dos Novos Trechos para Seccionamentos de Linhas de Transmissão

Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]	Condutor	Capacidades de projeto [A]		Capacidades operativas da Função Transmissão* [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C								
					Normal	Emerg.	Normal	Emerg.	r+ [Ω/km]	x+ [Ω/km]	b+ [μS/km]	r0 [Ω/km]	x0 [Ω/km]	b0 [μS/km]	rm0 [Ω/km]	xm0 [Ω/km]	bm0 [μS/km]
Trechos entre os pontos de seccionamento da LT João Câmara III – Açu III, C2, e a SE Monte Verde	500 kV	CS	2 x 0,4	CAL 1120 (61/0) 4 x 944 MCM	3164	4200	3164	4000	0,0183	0,2718	6,0901	0,3149	1,2519	2,8798			
Trecho entre o ponto de seccionamento da LT Monte Verde – Açu III, C1, e a SE Angicos	500 kV	CD	10	CAL 1120 4 x SELENIUM	3164	4200	3164	4000	0,0174	0,2789	5,9401	0,3082	1,2431	3,1166	0,2897	0,818	-0,8999
Trechos entre os pontos de seccionamento da LT João Câmara III – Açu III, C2, e a SE Angicos	500 kV	CS	2 x 5	CAL 1120 (61/0) 4 x 944 MCM	3164	4200	3164	4000	0,0183	0,2718	6,0901	0,3149	1,2519	2,8798			

18.6. Anexo VI - Lista de Figuras

■ LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Projeção de capacidade instalada em geração renovável total até 2035	11
Figura 1-2 - Projeção da carga bruta da região Sul – PDE 2031 e PDE 2034	13
Figura 1-3 – Histórico de evolução da oferta de energia da região Sul	13
Figura 1-4 – Projeção do recebimento da região Sul sem expansão da oferta interna	15
Figura 1-5 - Evolução da capacidade média de exportação total da região Nordeste	18
Figura 2-1 – Diagrama esquemático das expansões de rede recomendadas por este estudo	23
Figura 3-1 – Arranjo proposto para conexões nas SEs Angicos e Monte Verde	34
Figura 3-2 – Arranjo proposto para conexões nas SEs Itaporanga 2 e Itaberá	35
Figura 3-3 – Arranjo proposto para conexões na SE Marimbondo 2	36
Figura 3-4 – Arranjo proposto para conexões na SE Taubaté	37
Figura 3-5 – Arranjo proposto para conexões na SE Lorena	38
Figura 5-1 – Curva de permanência da carga líquida do Nordeste, período seco e úmido	48
Figura 5-2 - Nordeste Exportador no patamar de carga máxima diurna do ano 2033	50
Figura 5-3 – Cenário 2 – Diagrama energético. Norte/Nordeste Exportador máxima Diurna	51
Figura 5-4 - Cenário 3 – Diagrama energético. Norte/Nordeste Exportador Máxima Noturna	52
Figura 5-5 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima diurna do ano de 2033	53
Figura 5-6 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima noturna do ano de 2033	54
Figura 5-7 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima diurna do ano de 2035	55
Figura 5-8 - Sul importador e Nordeste exportador no patamar de carga máxima noturna do ano de 2035	56

Figura 5-9 - Cenário 8 – Máxima importação do Sistema Nordeste.....	57
Figura 5-10 - - Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna do ano 2033.....	58
Figura 5-11 - Sensibilidade de cargas eletrointensivas no patamar de carga máxima diurna de 2037	59
Figura 5-12 - Nordeste Exportador no patamar de carga mínima noturna do ano 2033	60
Figura 5-13- – Nordeste Exportador no patamar de carga máxima noturna do ano 2035.....	61
Figura 5-14 - Distribuição espacial das usinas eólicas e solares no SIN.....	62
Figura 5-15 - Expansão da região de medição de intercâmbio.....	63
Figura 6-1 - Rota para transmissão em 1000 kV considerada na análise de alternativas	71
Figura 6-2 - Árvore de decisão para VSC-OHL.....	79
Figura 6-3 – Componentes básicos de um sistema VSC-HVDC.....	83
Figura 7-1 - Camada SCR mínimo para a região Sul/Sudeste.	89
Figura 7-2 - Camada de SCR Mínimo para a região Nordeste.	90
Figura 7-3 - Índice de MIIF calculado para o sistema Sudeste.....	91
Figura 7-4 MIIF máximo com ênfase nos estados de São Paulo e Paraná.....	91
Figura 7-5 Valores de IDP para o sistema Nordeste	92
Figura 7-6 Valores de IDP calculado para o sistema Sudeste/Sul.....	93
Figura 7-7 Pontos de conexão do novo bipolo Nordeste II na região Nordeste.....	93
Figura -7-8 - Pontos de conexão do novo bipolo Nordeste II na região Sul/Sudeste.....	94
Figura 9-1 Comparação econômica das alternativas	103
Figura 9-2 Comparação econômica das alternativas.....	107
Figura -9-3 Comparação econômica das alternativas – Níveis de tensão – Rede CC.....	109
Figura 10-1 – Carregamento normal/emergência para os ATFs 1 e 2 500/230 kV da SE Juazeiro da Bahia III.....	111
Figura 10-2 – Carregamento normal/emergência para o ATF 1 500/230 kV da SE Curitiba Leste .	112
Figura 10-3 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Angicos – Monte Verde C2....	113

Figura 10-4 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Campinas – Itatiba C1	114
Figura 10-5 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Itatiba - Ibiúna C1.....	115
Figura 10-6 – Carregamento normal/emergência para a LT 500 kV Londrina - Assis C1	116
Figura 11-1 - Diagrama Elétrico equivalente do equacionamento em fasores dinâmicos de um conversor VSC - MMC	119
Figura 11-2 - Potência no bipolo Nordeste II durante bloqueio do bipolo de Graça Aranha com e sem sobrecarga (Cenário 4).....	124
Figura 11-3 - Tensões críticas nas interligações N-NE e NE-SE durante bloqueio do bipolo de Graça – Aranha com e sem sobrecarga (Cenário 4).....	124
Figura 11-4 - Potência no bipolo Nordeste II durante bloqueio de polo com e sem sobrecarga (Cenário 4).....	125
Figura 11-5 - Tensão crítica na interligação NE-SE e da tensão CA da subestação conversora T. Rio durante bloqueio de polo do bipolo NE II com e sem sobrecarga (Cenário 4).....	125
Figura 11-6 – Tensões CA na região Nordeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Nordeste (Cenário 5).....	128
Figura 11-7 – Potência do bipolo Graça Aranha durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Nordeste (Cenário 5).....	128
Figura 11-8 – Tensões CA na região Nordeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II com CS da região Nordeste (Cenário 5).....	129
Figura 11-9 – Potência reativa dos CS da região Nordeste após bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5).....	129
Figura 11-10 – Tensões CA na região Sul e Sudeste durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem CS da região Sudeste (Cenário 2)	130
Figura 11-11 – Potência reativa dos CS da região Sudeste após bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 2).....	130
Figura 11-12 – Linhas de transmissão CA em 500/525 kV nas regiões Sul e Sudeste	132
Figura 11-13 – Potência ativa nas LT's CA durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6).....	132
Figura 11-14 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV São Gonçalo do Pará-Itajubá 3 (Cenário 4).....	133

Figura 11-15 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV Araraquara 2-Itaporanga 2 (Cenário 4).....	134
Figura 11-16 – Tensões SE em 500 kV durante bloqueio do bipolo Nordeste II sem LT 500 kV Marimbondo 2-Assis (Cenário 4)	134
Figura 11-17 – Fluxos da SE 765/500 kV Itaberá (Cenário 6).....	136
Figura 11-18 – Simulação sem autotransformador da SE Itaberá – Tensões em SE 500 kV após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6).....	137
Figura 11-19 - Tensões na região Sul e Sudeste após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6)	137
Figura 11-20 – Fluxo no autotransformado de Itaberá após perda dupla LT 500 kV Itaberá-Curitiba Oeste seguido de runback do bipolo Nordeste II e corte de geração (Cenário 6)	138
Figura 11-21 - Tensão na região Sul após bloqueio do bipolo Nordeste II, com e sem LT 525 Curitiba Oeste-Joinville Sul (Cenário 4)	139
Figura 11-22 - Tensão na região Sul após bloqueio do bipolo Nordeste II, com e sem LT 525 Curitiba Oeste-Abdon Batista 2, C2 (Cenário 4)	139
Figura 11-23 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4)	141
Figura 11-24 - Tensões CA nas SE conversoras no bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4).....	141
Figura 11-25 - Frequências em usinas UHEs e UTEs durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 4)	142
Figura 11-26 - Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 4)	142
Figura 11-27 - Tensões CA nos conversores durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 4)	143
Figura 11-28 - Potência nos conversores HVDC durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)	144
Figura 11-29 - Tensões CA nas conversoras durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)	144
Figura 11-30 - Potência reativa dos conversores VSC durante o curto-circuito monofásico na SE Angicos seguido da perda da LT 500 kV Angicos – Monte Verde (Cenário 4)	145

Figura 11-31 - Potência nos conversores HVDC durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)	146
Figura 11-32 - Tensões CA nas SE conversoras durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)	146
Figura 11-33 – Potência reativa dos conversores VSC durante o curto-circuito monofásico na SE Itaporanga 2 seguido da perda da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 (Cenário 4)	147
Figura 11-34 - Tensões CA em SE 230kV no Nordeste durante o curto-circuito monofásico na SE Açú II seguido da perda das LT 230 kV Açú II – Açú III e LT 230 kV Açú III – Mossoró II (Cenário 4)	148
Figura 11-35 - Potência nos Elos HVDC durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 4)	148
Figura 11-36 - Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 4)	149
Figura 11-37 – Potência nos Elos HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)	151
Figura 11-38 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)	151
Figura 11-39 – Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 1)	152
Figura 11-40 – Potência nos Elos HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 1)	152
Figura 11-41 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 1)	153
Figura 11-42 – Potência nos conversores HVDC durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-F.Dias (Cen. 1)	154
Figura 11-43 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito - F.Dias (Cenário 1)	154
Figura 11-44 Potência nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)	156
Figura 11-45 Tensão nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)	156
Figura 11-46 Frequência do sistema durante perda do Bipolo Nordeste II (cenário 2)	157
Figura 11-47 Potência nas SE conversoras durante bloqueio de polo do Bipolo Nordeste II (cenário 2)	157

Figura 11-48 Tensão nas SE conversoras durante perda de polo do Bipolo Nordeste II (cenário 2)	158
Figura 11-49 Potência nos conversores HVDC durante curto-circuito monofásico em Estreito, seguido da abertura do CD Estreito – Fernão Dias (cenário 2)	158
Figura 11-50 - Tensão nas SE conversoras durante curto-circuito monofásico em Estreito, seguido da abertura do CD Estreito – Fernão Dias - cenário 2	159
Figura 11-51 - Potência nas SE conversoras durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)	160
Figura 11-52 - Tensão nas SE conversoras durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)	161
Figura 11-53 - Frequência sistêmica durante perda de Bipolo Nordeste II (cenário 3)	161
Figura 11-54 - Potência nas SE conversoras durante perda de Polo Nordeste II (cenário 3)	162
Figura 11-55 - Tensão CA nas SE conversoras durante perda de Polo Nordeste II (cenário 3)	162
Figura 11-56 - Potência nas SE conversoras durante Curto-Circuito em Estreito seguido de perda dupla Estreito - Fernão Dias (cenário 3)	163
Figura 11-57 – Tensão CA nas SE conversoras durante Curto-Circuito em Estreito seguido de perda dupla Estreito -Fernão Dias. - Cenário 3	163
Figura 11-58 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)	164
Figura 11-59 - Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)	165
Figura 11-60 - Frequências em UHEs e UTEs durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 5)	165
Figura 11-61 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 5)	166
Figura 11-62 - Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 5)	166
Figura 11-63 - Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito -F. Dias (Cen. 5)	167
Figura 11-64 - Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 5)	168
Figura 11-65 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)	169

Figura 11-66 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)	169
Figura 11-67 – Frequências em usinas UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 6)	170
Figura 11-68- Potência nos conversores HVDC durante bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 6)	170
Figura 11-69- Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 6)	171
Figura 11-70 - Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias (Cenário 6)	171
Figura 11-71 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Estreito-Fernão Dias (Cenário 6)	172
Figura 11-72- – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)	173
Figura 11-73- Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)	174
Figura 11-74- Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 7)	174
Figura 11-75- Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 7)	175
Figura 11-76- Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 7)	175
Figura 11-77- Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias – (Cenário 7)	176
Figura 11-78- Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias – (Cenário 7)	177
Figura 11-79- Potência nas SE conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (Cenário 8)	178
Figura 11-80- Tensão nas conversoras durante perda do Bipolo Nordeste II (Cenário 8)	178
Figura 11-81- Potência nas SE conversoras durante bloqueio de polo do bipolo Nordeste II (Cenário 8)	179
Figura 11-82 – Tensão nas SE conversoras durante perda de polo do bipolo Nordeste II. - Cenário 8	179

Figura 11-83 – Potência nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cenário 8)	180
Figura 11-84 – tensão nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cenário 8)	180
Figura 11-85- Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)	181
Figura 11-86 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)	182
Figura 11-87 – Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 9)	182
Figura 11-88- Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 9)	183
Figura 11-89 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cen. 9)	183
Figura 11-90 – Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cenário 9).....	184
Figura 11-91- Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cenário 9)	184
Figura 11-92 - Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)	186
Figura 11-93 - Tensões CA nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)	186
Figura 11-94 - Frequências em UHE's e UTE's durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 10)	187
Figura 11-95 - Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 10)	188
Figura 11-96 - Tensões CA nos conversores após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 10)	188
Figura 11-97 - Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F.Dias (Cenário 10).....	189

Figura 11-98 - Tensões CA nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 10)	189
Figura 11-99 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 11)	190
Figura 11-100 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 11)	191
Figura 11-101 – Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 11)	191
Figura 11-102- – Tensões CA nas conversoras após bloqueio de um polo do bipolo Nordeste II (Cenário 11).....	192
Figura 11-103- Potência conversores Elos HVDC após perda dupla da LT 500 kV Araraquara-Araraquara2 (Cenário 12)	193
Figura 11-104 – Tensões CA nas SE conversoras durante perda dupla da LT 500 kV Araraquara-Araraquara2 (Cenário 12)	193
Figura 11-105 – Potência nos conversores HVDC durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 12)	195
Figura 11-106 – Tensões CA nas SE conversoras durante bloqueio do bipolo Nordeste II (Cenário 12)	195
Figura 11-107 – Potência nos conversores HVDC após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 12)	196
Figura 11-108 – Tensões CA nas SE conversoras após bloqueio de um polo do bipolo NE II (Cenário 12)	196
Figura 11-109 – Potência nos conversores HVDC após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 12)	197
Figura 11-110- – Tensões CA nas SE conversoras após perda dupla da LT 500 kV Estreito-F. Dias (Cen. 12)	197
Figura 12-1 - Esquema de proteção e eliminação de faltas implementado no PSCAD	199
Figura 12-2 - Processo de reenergização e recuperação da potência transmitida após faltas no polo CC	200
Figura 12-3 - Tensão CC nos terminais do elo HVDC-VSC.....	201
Figura 12-4 - Corrente CC nos terminais do elo HVDC-VSC	202

Figura 12-5 - Potência ativa nos terminais do elo HVDC-VSC.....	203
Figura 12-6 - Potência ativa nos polos do HVDC-VSC	204
Figura 12-7 - Potência reativa nos terminais do elo HVDC-VSC	205
Figura 12-8 – Tensão CA nos terminais do elo HVDC-VSC.....	206
Figura 13-1 – Energização da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 desligado).....	209
Figura 13-2 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 desligado).....	209
Figura 13-3 – Energização da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 ligado)	210
Figura 13-4 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá - Curitiba Oeste C1 (C2 ligado)	210
Figura 13-5 – Energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 desligado).....	211
Figura 13-6 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C3 desligado)	211
Figura 13-7 – Energização da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 ligado)	212
Figura 13-8 – Rejeição da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2 C1 (C2 e C3 ligado)	212
Figura 13-9 – Energização da LT 500 kV São Gonçalo Do Pará - Itajubá 3 C1.....	213
Figura 13-10 – Rejeição da LT 500 kV São Gonçalo do Pará - Itajubá 3 C1.....	213
Figura 13-11 – Energização da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2.....	214
Figura 13-12 – Rejeição da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 C2	214
Figura 13-13 – Energização da LT 525 kV Abdon Batista 2 - Curitiba Oeste C2.....	215
Figura 13-14 – Rejeição da LT 525 kV Abdon Batista 2 - Curitiba Oeste C2	215
Figura 13-15 – Energização da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 C1.....	216
Figura 13-16 – Rejeição da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2 C1.....	216
Figura 13-17 – Energização da LT 525 kV CURITIBA Oeste - Joinville Sul C1	217
Figura 13-18 – Rejeição da LT 525 kV Curitiba Oeste - Joinville Sul C1	217
Figura 14-1 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS.....	225
Figura 14-2 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS	226
Figura 14-3 - Dados técnicos básicos da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS.....	228

Figura 14-4 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS	229
Figura 14-5 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS	230
Figura 14-6 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD (1 circuito)	231
Figura 14-7 Dados técnicos básicos da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD (2 circuitos)	232
Figura 14-8 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS	233
Figura 14-9 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS	234
Figura 14-10 Dados técnicos básicos da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS	235
Figura 14-11 Dados técnicos básicos dos novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS	236
Figura 14-12 Dados técnicos básicos do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açú III, C1, em CD	237
Figura 15-1 – Exemplo de silhueta de torre, caso com 6 sub condutores CAA, Kiwi	245
Figura 15-2 – Custos da LT em ± 600 kV CC, potência nominal 3000 MW, em função da bitola do condutor	247
Figura 15-3 – Custos da LT em ± 600 kV CC, potência nominal 3400 MW, em função da bitola do condutor	248
Figura 15-4 – Planta de perfil da linha em 600 kV CC com estruturas e vão típicos, 3,0 GW	250
Figura 16-1 – Análise de Curto-Circuito – <i>line out</i> – Barramento 345 kV da SE Santo Ângelo – 40 kA	262
Figura 16-2 – Análise de Curto-Circuito – <i>line out</i> – Barramento 345 kV da SE Milton Fornasaro – 40 kA	262
Figura 16-3 – Análise de Curto-Circuito – <i>line out</i> – Barramento 500 kV da SE Tijuco Preto – 31,5 kA	262
Figura 18-1 – Diagrama – SE Itaporanga 2	485
Figura 18-2 – Diagrama – SE Itaberá (Novo pátio 500 kV)	486

18.7. Anexo VII - Lista de Tabelas

■ LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Ranking final das alternativas (R\$ x 1000)	24
Tabela 3-1 – Obras de rede básica em Corrente Contínua	25
Tabela 3-2 – Obras de rede básica em Corrente Alternada.....	26
Tabela 3-3 Recapacitações em linhas de rede básica	31
Tabela 3-4 – Compensações síncronas	32
Tabela 3-5 – Linhas relacionadas ao critério de afastamento mínimo com a linha do bipolo	33
Tabela 3-6 - Solicitação de relatórios complementares	44
Tabela 4-1 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão (Extraído de do Submódulo 2.3 do Procedimento de Rede – versão 2025.02)	46
Tabela 5-1 - Fatores de capacidade de usinas eólicas e solares aplicados nos cenários dimensionadores.....	48
Tabela 5-2 – Fluxos nas interligações dos cenários avaliados	49
Tabela 5-3 – Conjunto de linhas utilizadas na nova medição de intercâmbio	63
Tabela 5-4 - Resultados de intercâmbios obtidos utilizando ponto de medição tradicional e proposto	64
Tabela 6-1 - Resumo das principais informações obtidas na TS sobre HVDC-VSC OHL	72
Tabela 6-2 - Resumo das principais informações obtidas na TS sobre GFM	76
Tabela 6-3 - Queda máxima de tensão na linha CC em função da tensão nominal e comprimento	81
Tabela 7-1 - Premissas utilizadas para o cálculo dos índices elétricos.	88
Tabela 8-1 –Alternativas	96
Tabela 8-2 – Obras específicas de cada alternativa.....	98
Tabela 9-1 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas	102
Tabela 9-2 Custo Diferencial de Perdas	102
Tabela 9-3 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas.....	103

Tabela 9-4 Rendimentos Necessários	106
Tabela 9-5 Custo Diferencial de Perdas	106
Tabela 9-6 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas.....	107
Tabela 9-7 Comparação dos Rendimentos Necessários das Alternativas	109
Tabela 9-8 Custo Diferencial de Perdas	109
Tabela 9-9 Comparação Econômica – Rendimentos necessários + Perdas.....	109
Tabela 11-1 – Compensadores Síncronos da alternativa vencedora	127
Tabela 11-2 - Tempo de recuperação dos bipolos após curto-circuito em Estreito seguido da perda dupla – Estreito – F. Dias (Cenário 4).....	149
Tabela 11-3 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 1)	155
Tabela 11-4 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F.Dias (Cen. 2)	159
Tabela 11-5 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 3)	164
Tabela 11-6 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 5)	168
Tabela 11-7 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 6)	172
Tabela 11-8 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 7)	177
Tabela 11-9 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito – F. Dias (Cen. 8)	181
Tabela 11-10 - Tempo de recuperação dos bipolos após curto-circuito em Estreito seguido da perda dupla – Estreito – Fernão Dias Cenário 3	185
Tabela 11-11 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito–F. Dias (Cen 10)	190
Tabela 11-12 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Araraquara – Araraquara 2 (Cenário 11).....	194

Tabela 11-13 - Tempo de recuperação dos bipolos após perda dupla da LT 500 kV Estreito–F. Dias (Cen 12)	198
Tabela 13-1 Linhas de Transmissão	208
Tabela 14-1 Novas Linhas de Transmissão e trechos de seccionamento	218
Tabela 14-2 Dados para avaliação econômica.....	218
Tabela 14-3 Dados do ambiente	219
Tabela 14-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	220
Tabela 14-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	221
Tabela 14-6 Configurações com menor custo total – LT1	222
Tabela 14-7 Configurações com menor custo total – LT2	222
Tabela 14-8 Configurações com menor custo total – LT3	222
Tabela 14-9 Configurações com menor custo total – LT4	223
Tabela 14-10 Configurações com menor custo total – LT5	223
Tabela 14-11 Configurações com menor custo total – LT6	224
Tabela 14-12 Configurações com menor custo total – LT7	224
Tabela 14-13 Configurações com menor custo total – LT8	224
Tabela 14-14 Características elétricas básicas da LT 500 kV Angicos – Monte Verde, C3, CS.....	225
Tabela 14-15 Coordenadas da silhueta típica da LT1 500 kV em CS	226
Tabela 14-16 Características elétricas básicas da LT 500 kV São Gonçalo do Pará – Itajubá 3, C1, CS	226
Tabela 14-17 Coordenadas da silhueta típica da LT2 500 kV em CS	227
Tabela 14-18 Coordenadas relativas dos subcondutores da LT2 500 kV em CS	227
Tabela 14-19 Características elétricas básicas da LT 500 kV Assis – Marimbondo 2, C2, CS.....	227
Tabela 14-20 Coordenadas da silhueta típica da LT3 500 kV em CS	228
Tabela 14-21 Características elétricas básicas da LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C2, CS	228

Tabela 14-22 Coordenadas da silhueta típica da LT4 500 kV em CS	229
Tabela 14-23 Características elétricas básicas da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CS.	230
Tabela 14-24 Características elétricas básicas da LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul, C1, CD	231
Tabela 14-25 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CS	232
Tabela 14-26 Coordenadas da silhueta típica da LT5 500 kV em CD	233
Tabela 14-27 Características elétricas básicas da LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2, CS	233
Tabela 14-28 Coordenadas da silhueta típica da LT6 500 kV em CS	234
Tabela 14-29 Características elétricas básicas da LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1, CS.	234
Tabela 14-30 Coordenadas da silhueta típica da LT7 500 kV em CS	235
Tabela 14-31 Características elétricas básicas da LT 500 kV Itaberá – Itaporanga 2, C1, C2 e C3, CS	235
Tabela 14-32 Coordenadas da silhueta típica da LT8 500 kV em CS	236
Tabela 14-33 Características elétricas básicas dos novos trechos de seccionamento da LT 500 kV João Câmara III – Açú III, C2, em CS	236
Tabela 14-34 Coordenadas da silhueta típica da LT10 e LT12 500 kV em CS	237
Tabela 14-35 Características elétricas básicas do novo trecho de seccionamento da LT 500 kV Monte Verde – Açú III, C1, em CD	237
Tabela 14-36 Coordenadas da silhueta típica da LT11 500 kV em CD	238
Tabela 14-37 Estimativas iniciais para faixa de segurança	238
Tabela 14-38 Linhas de transmissão a serem recapacitadas e soluções de referência	240
Tabela 14-39 Comparação econômica entre LT nova <i>versus</i> recondutoramento	240
Tabela 15-1 – Valores limites adotados para a análise das configurações das linhas CC.	243
Tabela 15-2 – Parâmetros ambientais adotados na concepção das linhas de transmissão CC.	244
Tabela 15-3 – Queda de tensão total (%) na linha em 600 kV, potência nominal, por polo, em função do comprimento total e do condutor a 50 °C	246
Tabela 15-4 – Custos de instalação, perdas e total, em função do condutor, para linha em \pm 600 kV	247

Tabela 15-5 – Sumário dos principais resultados técnicos para LT 600 kV CC com 6 condutores por polo CAA 2167 MCM, Kiwi, 3,0 GW	249
Tabela 15-6 – Estimativa da potência da inversora em transmissão direta.....	252
Tabela 15-7 – Carregamento do bipolo em transmissão reversa.....	252
Tabela 15-8 – Máxima potência reativa injetada ou absorvida pelo bipolo Nordeste II	254
Tabela 16-1 – Níveis de Curto-Circuito nas Barras da Região do Estudo.	261
Tabela 16-2 Valores de curto-circuito nas conversoras.....	263
Tabela 16-3 - Potência mínima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Angicos em N, N-1 e N-2.....	264
Tabela 16-4 - Potência máxima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Angicos em N, N-1 e N-2.....	264
Tabela 16-5 - Potência mínima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Itaporanga 2 em N, N-1 e N-2.....	265
Tabela 16-6 - Potência máxima de curto-circuito na subestação 600/500 kV Itaporanga em N, N-1 e N-2.....	265
Tabela 18-1 - Características Elétricas das Novas Linhas de Transmissão.....	487
Tabela 18-2 - Características Elétricas dos Novos Trechos para Seccionamentos de Linhas de Transmissão	488