

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

***DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA RECOMENDADA
RELATÓRIO R1***

*Expansão das Interligações
Norte-Sudeste e Norte-Nordeste
Parte II*



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Edison Lobão

Secretário-Executivo do MME
Márcio Pereira Zimmerman

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Cláudio Scliar



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA RECOMENDADA RELATÓRIO R1

Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte- Nordeste Parte II

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Daniela Florêncio de Souza
Edna Maria de Almeida Araujo
Dourival de Souza Carvalho
Armando Leite Fernandes
Tiago Rizotto
Carolina Borges
Marcelo Pires
Severino de Oliveira


Análise Socioambiental

Edna Elias Xavier (coordenação)
Katia Matosinho
Hermani Vieira
Carina Renno Siniscalchi

Nº EPE-DEE-RE-063/2012-rev0

Data: 24 de julho de 2012

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL

 <p>epe Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i></p> <p><i>Data de assinatura</i></p>	
<p><i>Projeto</i></p> <p>ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</p>		
<p><i>Área de estudo</i></p> <p>Estudos do Sistema de Transmissão</p>		
<p><i>Sub-área de estudo</i></p> <p>Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II</p>		
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA RECOMENDADA: RELATÓRIO R1</p>		
<p><i>Revisões</i></p> <p>r0</p>	<p><i>Data</i></p> <p>24.07.2012</p>	<p><i>Descrição sucinta</i></p> <p>Emissão original</p>

GRUPO DE APOIO TÉCNICO

PARTICIPANTE	EMPRESA
Daniela Florêncio de Souza (coordenação)	EPE-STE
Edna Maria de Almeida Araujo	EPE-STE
Dourival de Souza Carvalho	EPE-STE
Armando Leite Fernandes	EPE-STE
Tiago Rizotto	EPE-STE
Carolina Borges	EPE-STE
Marcelo Pires	EPE-STE
Severino Pedro de Oliveira Junior	EPE-STE
Katia Matosinho	EPE-SMA
Hermani Vieira	EPE-SMA
Carina Renno Siniscalchi	EPE-SMA
Carlos Eduardo V. M. Lopes	Eletrobras
Adinã Martins Pena	CEMIG GT
Sebastião Vidigal F. Júnior	CEMIG GT
Marinete Rocha Quintanilha	Eletrobras Eletronorte
Rafael Lewergger Meireles Piccirili	Eletrobras Eletronorte
Eumann Magalhães Feitosa	Eletrobras Eletronorte
Carlos Leôncio G. Costa	CHESF-DEPT
Valdson Simões de Jesus	CHESF-DEPT
Emanoelli Cipriani	Eletrobras Eletrosul
Marcos Affonso dos Santos	CTEEP
Luiza Maria de Sousa Carijó	FURNAS
Arnaldo Dias	FURNAS
Wladimir Assunção	FURNAS

Sumário

IDENTIFICAÇÃO CONTRATUAL.....	3
GRUPO DE APOIO TÉCNICO	4
1. INTRODUÇÃO.....	11
2. OBJETIVO.....	15
3. PREMISSAS, CRITÉRIOS E DADOS.....	15
3.1 Período do Estudo.....	15
3.2 Critérios Gerais.....	15
3.3 Limite de Tensão.....	17
3.4 Compensação de Potência Reativa	18
3.5 Configurações de Linhas de Transmissão	18
3.6 Topologia e Sistemas Referenciais	18
3.7 Mercado.....	19
3.8 Geração e Despacho	19
3.9 Cenários.....	21
3.10 Dados Econômicos.....	24
3.10.1 Custos das Linhas de Transmissão.....	24
3.10.2 Custos da Compensação Série.....	25
3.10.3 Custo dos Compensadores Estáticos	25
3.10.4 Conversoras de Corrente Contínua.....	26
3.10.5 Módulo Geral (MG).....	26
4. REFORÇOS E ADEQUAÇÕES NO SISTEMA NORTE.....	27
4.1 Sistema de Conexão da UHE Belo Monte ao SIN	27
4.2 Adequações na Rede Básica da Região Norte.....	28
4.2.1 Avaliação da Permanência do Reator Limitador de Curto-Circuito da SE Tucuruí ...	28
4.2.2 Bancos de Capacitores Série (BCS) na SE Xingu.....	32
4.2.3 Impactos das Novas Cargas de Mineração na Região de Parauapebas	33
4.3 Reforços Estruturais na Região Norte.....	36
4.3.1 LT 500 kV Itacaiunas – Colinas C2 (291 km).....	36
4.3.2 LT 500 kV Tucuruí II - Itacaiunas (272 km).....	37
4.3.3 Trecho Tucuruí I/II-Marabá (Fluxos Elevados)	44
4.3.4 Compensador Estático Utinga 230 kV (-100/300 Mvar).....	53
4.3.5 LT 500 kV Itacaiunas – Parauapebas	59
4.3.6 SE Parauapebas 500 kV	61
4.4 Principais Constatações.....	63
5. INTERLIGAÇÃO NORTE - NORDESTE.....	64
5.1 Alternativas de Configurações de Condutores.....	65
5.2 Desempenho Dinâmico Preliminar.....	65

5.3	Avaliação Econômica	69
5.3.1	Totalização do Investimento	69
5.3.2	Incorporação do Custo de Perdas	70
5.3.3	Comparação Econômica das Alternativas.....	70
5.4	Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Série - BCS.....	71
5.4.1	LT 500 kV Xingu-Parauapebas (410 km)	72
5.4.2	LT 500 kV Parauapebas-Miracema (410 km).....	73
5.4.3	Potência Nominal dos Bancos de Capacitores Série	74
5.5	Compensação Shunt e Suporte de Potência Reativa Manobrável	75
5.6	Compensador Estático Sobral II 500 kV (-150/250 Mvar)	75
5.6.1	Limite de Recebimento da Região Nordeste.....	78
5.6.2	Análise de Margem de Potência Reativa	80
5.6.3	Faixa de Reativo do CE (Faixa indutiva)	80
5.6.4	Configuração Mínima do Compensador Estático	82
6.	INTERLIGAÇÃO NORTE - SUDESTE	83
6.1	Linhas de Transmissão de Corrente Contínua.....	83
6.1.1	Escolha do Corredor	83
6.1.2	Definição dos Condutores	84
6.2	Conversoras CCAT.....	87
6.2.1	Potência Nominal	87
6.2.2	Capacidade de Sobrecarga.....	87
6.2.3	Arranjo da Ponte Conversora e Transformadores	88
6.2.4	Perdas nas Estações Conversoras	90
6.2.5	Compensação Reativa	91
6.2.6	Identificação dos Carregamentos Admissíveis	94
6.3	Localização e Arranjo das Subestações	96
6.3.1	Terminal Norte (Xingu).....	96
6.3.2	Terminal Minas (próximo à SE 500 kV Estreito).....	100
6.3.3	Terminal Rio (próximo à SE 500 kV Nova Iguaçu)	103
7.	REFORÇOS NA REGIÃO SUDESTE.....	106
7.1	LT 500 kV Marimbondo II-Campinas	106
7.1.1	Avaliação Econômica da Data de Entrada	110
7.1.2	Avaliação Econômica do Condutor	111
7.2	LT 440 kV Fernão Dias-Cabreuva.....	112
7.3	LT 500 kV Fernão Dias-Terminal Rio.....	114
7.3.1	Avaliação Econômica da Data de Entrada	116
7.3.2	Avaliação Econômica do Condutor	116
7.4	LTs 500 kV Terminal Minas – Fernão Dias C1 e C2	118
7.4.1	Avaliação Econômica do Condutor	118
7.5	Compensação Shunt e Suporte de Reativo Manobrável.....	120
7.6	Ampliação das Transformações	125
7.6.1	Autotransformador 330 MVA de Taubaté 440/230 kV	125
7.6.2	Autotransformador 900 MVA Taubaté 500/440 kV.....	126
7.6.3	Autotransformador 1.200 MVA Fernão Dias 500/440 kV - (2º e 3º)	129
7.7	Compensador Estático Luziânia 500 kV (-150/300 Mvar)	130

7.7.1	Configuração Mínima do Compensador Estático	133
7.8	Compensador Estático Fernão Dias 500 kV (-150/300 Mvar).....	133
7.8.1	Configuração Mínima do Compensador Estático	135
7.9	Compensador Estático Bauru 440 kV (-120/250 Mvar).....	135
7.9.1	Configuração Mínima do Compensador Estático	137
7.10	Principais Constatações.....	138
8.	ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO	140
8.1	Despacho Itaipu	140
8.2	Cenários Analisados.....	140
8.2.1	Máxima Exportação da Região Norte.....	140
8.2.2	Máxima Exportação da Região Nordeste.....	146
8.2.3	Máxima Importação da Região Norte/Nordeste.....	147
8.3	Desempenho do Sistema Anterior à Entrada dos Bipolos	150
8.3.1	Compensação Série do Trecho Tucuruí Etapa II-Xingu	150
8.3.2	Cenário Norte Exportador para a região Sudeste.....	152
8.3.3	Cenário Norte Exportador para a Região Nordeste	154
8.4	Entrada em operação do Bipolo 1 (Terminal Minas).....	157
8.4.1	Cenário Norte Exportador para a região Sudeste.....	157
8.4.2	Cenário Norte Exportador para a Região Nordeste	167
8.4.3	Cenário Nordeste Exportador	170
8.4.4	Máxima Importação da Região Norte/Nordeste.....	175
8.5	Entrada do 2º Bipolo (Terminal Minas e Terminal Rio)	177
8.5.1	Máxima Exportação do Norte	177
8.5.2	Máxima Importação da Região Norte/Nordeste.....	192
8.6	Perda Bipolo	197
8.7	Interações entre os Elos CCAT Existentes	209
8.8	Principais Constatações.....	212
8.8.1	Cenário de Máxima Exportação do Norte para Região Sudeste	212
8.8.2	Cenário de Máxima Importação da Região Norte.....	212
8.8.3	Interações entre os Elos CCAT Existentes (Multi Infeed).....	213
9.	ANÁLISES DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL A 60 HZ	214
9.1	Energização	215
9.1.1	Sistema AC da Região Norte	215
9.1.2	Sistema em Corrente Alternada da Região Sudeste	234
9.2	Rejeição Simples	245
9.2.1	LT 500 kV Xingu-Parauapebas.....	245
9.2.2	LT 500 kV Parauapebas-Miracema	247
9.3	Rejeição Dupla.....	248
9.3.1	LT 500 kV Xingu-Parauapebas C1 e C2	248
9.3.2	LT 500 kV Parauapebas-Miracema C1 e C2.....	249
9.4	Rejeição Total dos Bipolos.....	251
9.5	Principais Constatações.....	253
10.	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO	255
10.1.1	Índices Preditivos de Desempenho para as Alternativas CC.....	266

11. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	268
11.1 Corredores dos Reforços na Região Norte	268
11.1.1 Corredor Xingu – Parauapebas	270
11.1.2 Corredor Parauapebas – Miracema	276
11.1.3 Corredor Parauapebas – Itacaiúnas	282
11.1.4 Corredor Itacaiúnas – Tucuruí	287
11.1.5 Corredor Itacaiúnas - Colinas	295
11.1.6 Recomendações para o traçado das LTs dos Reforços Norte	300
11.2 Corredores das duas interligações Norte-Sudeste (Xingu – Terminal Minas e Xingu – Terminal Rio)	302
11.2.1 Corredor Xingu – Terminal Minas.....	304
11.2.2 Corredor Xingu – Terminal Rio	321
11.3 Corredores dos Reforços na Região Sudeste	339
11.3.1 Corredor Marimbondo 2 – Campinas.....	340
11.3.2 Corredor Terminal Minas – Fernão Dias.....	346
11.3.3 Corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu	353
11.3.4 Corredor Cabreúva – Fernão Dias.....	363
12. ESCALONAMENTO DAS OBRAS.....	371
12.1 Configuração Inicial.....	371
12.2 Configuração Considerando as Linhas de Interligação 500 kV em CAAT	372
12.3 Configuração com Bipolo 1 (Terminal Minas)	373
12.4 Configuração com 2º Bipolo (Terminal Rio).....	375
13. DIVISÃO DOS EMPREENDIMENTOS EM LOTES PARA O LEILÃO.....	377
14. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	379
15. REFERÊNCIAS	385
[1] Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica.....	385
[2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.....	385
[3] Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Escoamento da Usina de Belo Monte e Reforços no SIN. EPE-DEE-RE-040/2011-r0 de agosto/2011.....	385
[4] Estudo para Definição da Quantidade de Máquinas na UHE Belo Monte que deverão operar como Compensadores Síncronos. EPE-DEE-RE-020/2010-r0 de 18 de fevereiro de 2010	385
[5] Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado. Desempenho Dinâmico. EPE-DEE-RE-017/2012-rev0.....	385
[6] Avaliação do Ponto de Chegada do Elo CCAT na Região Sudeste. Desempenho Dinâmico. EPE-DEE-RE-018/2012-rev0.....	385
[7] Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Teles Pires e Reforços no SIN. EPE-DEE-RE-050/2011-r0 de julho/2011.....	385

[8] Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste. EPE-DEE-RE-058/2011-rev2, de 10 de novembro de 2011.	385
[9] Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus. EPE-DEE-RE-047/2010-r2 de 06 de maio de 2011.....	385
[10] Estudo de Reforços na região Sudeste - Pré Belo Monte. EPE-DEE-RE-059/2011-r0 de 23 de setembro de 2011.....	385
[11] Impacto da Exportação de Mato Grosso do Sul ao Sistema São Paulo, através da futura SE Ilha Solteira II 440/230 kV e Rede Existente. EPE-DEE-RE-079/2009-r0..	385
[12] Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Belém. EPE-DEE-RE-077/2009-r0 de 21 de dezembro de 2009.....	385
[13] Reforço à Região Sudeste do Pará. EPE-DEE-RE-054/2009-r2 de 13 outubro de 2009.	385
[14] Estudo para Ampliação das Interligações para Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia. EPE-DEE-RE-036/2011-r0 de 08 de junho de 2011	385
[15] Ampliação das Interligações Norte/Nordeste/Sudeste para Escoamento da Geração Excedente nas Regiões N/NE EPE-DEE-RE-063/2011-r0 de setembro de 2011.	385
[16] Terminal Rio CCAT – Análise da Configuração de sua Integração à Rede Básica. Nota Técnica DPT.E 006.2012 de abril de 2012.....	385
[17] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE – Novembro 2002.	385
[18] Procedimentos de Rede Submódulo 2.5 e 23.3 do ONS, Revisão 002/2011 de 11/11/2011.....	385
[19] Base de Preços ANEEL– (Referência de 01/06/2009).....	385
[20] Impacts of HVDC Lines on the Economics of Projects, Broch.388, Cigre, ago/09..	385
[21] Paulo Fischer; Multiple Infeed SCR – Aspects Related to Multiple HVDC into Network.....	385
[22] Expansão das Interligações entre os Subistemas. EPE-DEE-RE-027/2010-r0, 24 de junho de 2010.....	385
[23] Systems with Multiple DC Infeed. Working Group B4.41. CIGRE. December 2008.	385
ANEXO I – PERMANÊNCIA DE CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO	386
ANEXO II – PROGRAMA DE OBRAS – PLANILHA DE CUSTOS	391

ANEXO III – COMPARAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURAÇÃO DE LINHAS.....	396
ANEXO IV – DADOS DE LINHAS E EQUIPAMENTOS – CARACTERÍSTICAS DAS INSTALAÇÕES.....	398
ANEXO V – PARÂMETROS E MODELOS DAS CONVERSoras CCAT	406
ANEXO VI – FLUXOGRAMA RESUMIDO DOS CENÁRIOS CONSIDERADOS.....	408
ANEXO VII – MODELOS PRELIMINARES PARA OS ESTUDOS DINÂMICOS DA USINA DE BELO MONTE NO RIO XINGU.....	417
VII. 1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	418
VII.2 DADOS DO GERADOR E DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO	418
VII.2.1 Parâmetros do Gerador.....	418
VII.2.2 Sistema de Excitação	420
VII.2.3 Testes no Sistema de Excitação	424
VII.3. SISTEMAS DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA/VELOCIDADE E MALHA HIDRÁULICA	428
VII.3.1 Regulação de Potência de Potência/Velocidade e Malha Hidráulica.....	428
VII.3.5 Testes nos Sistemas de Regulação de Potência e Velocidade	428
VII. 4. CURVAS ASSOCIADAS À OPERAÇÃO DOS GERADORES.....	431
VII.4.1 Curvas de Colinas.....	431
VII.4.2 Curva de Capacidade (Atualização_R1)	432
VII.4.3 Curvas V (Atualização_R1)	434
VII.4.4 Curvas de Saturação (Atualização_R1).....	437
VII. 5. MODELOS DAS USINAS DE BELO MONTE PARA O PROGRAMA ANATEM	439
ANEXO VIII - AVALIAÇÃO DA SE XINGU – AMPLIAÇÃO	471
ANEXO IX - AVALIAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DA UHE BELO MONTE (CASA DE FORÇA PRINCIPAL)	475
ANEXO X – MONITORAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS	485
ANEXO XI – FICHAS PET.....	488
ANEXO XII – FICHAS PELP	518

1. INTRODUÇÃO

Os resultados dos estudos de planejamento que conceberam as alternativas para ampliação das interligações Norte – Nordeste e Norte – Sudeste foram consolidados na Parte I do presente relatório [3]. Nessa primeira etapa foram analisadas várias tecnologias de transmissão e várias possibilidades de rotas das linhas de interligação e de pontos de conexão entre as regiões receptoras Nordeste e Sudeste do Brasil.

A integração do potencial de geração previsto na região Norte, especialmente o da usina de Belo Monte, priorizou o atendimento a essa região através de uma ligação robusta obtida pelo seccionamento do tronco Tucuruí – Macapá – Manaus na SE Xingu. Da mesma forma, o atendimento regional, junto ao local da usina, foi garantido por uma usina complementar, totalmente dedicada ao sistema de 230 kV de Altamira.

A primeira parte desse relatório R1 [3] apresentou ainda as análises de mínimo custo global, realizadas para as diversas possibilidades de expansão, de forma a identificar o conjunto de obras a ser recomendado para ampliação das interligações Norte – Sul, Norte – Nordeste e Nordeste – Sudeste, de modo a atender, de forma econômica, as necessidades dos intercâmbios energéticos.

O resultado das comparações das diversas tecnologias levou à indicação de um sistema de corrente contínua de ± 800 kV para reforço à interligação Norte – Sudeste, além de um sistema em 500 kV, corrente alternada, como reforço às interligações Norte - Nordeste - Sudeste. Os sistemas receptores também foram reforçados através da expansão de suas linhas de transmissão, basicamente da rede de 500 kV, para permitir o recebimento do aumento desses intercâmbios regionais atendendo aos critérios de qualidade exigidos.

Algumas dessas obras de reforço, associadas inicialmente à ampliação das interligações, foram antecipadas devido às necessidades regionais no curto prazo (2014 – 2015). Praticamente todo sistema de 500 kV previsto para a região Nordeste foi antecipado devido à implantação de diversos parques eólicos nesta região, garantindo uma expansão otimizada do sistema. Além dessas obras, alguns reforços de 500 kV localizados na região Sudeste já foram detalhados e encontram-se em processo de licitação [10], [14] e [15]. A Figura 1 mostra esquematicamente todas as obras antecipadas e o total dos custos estimados por região.

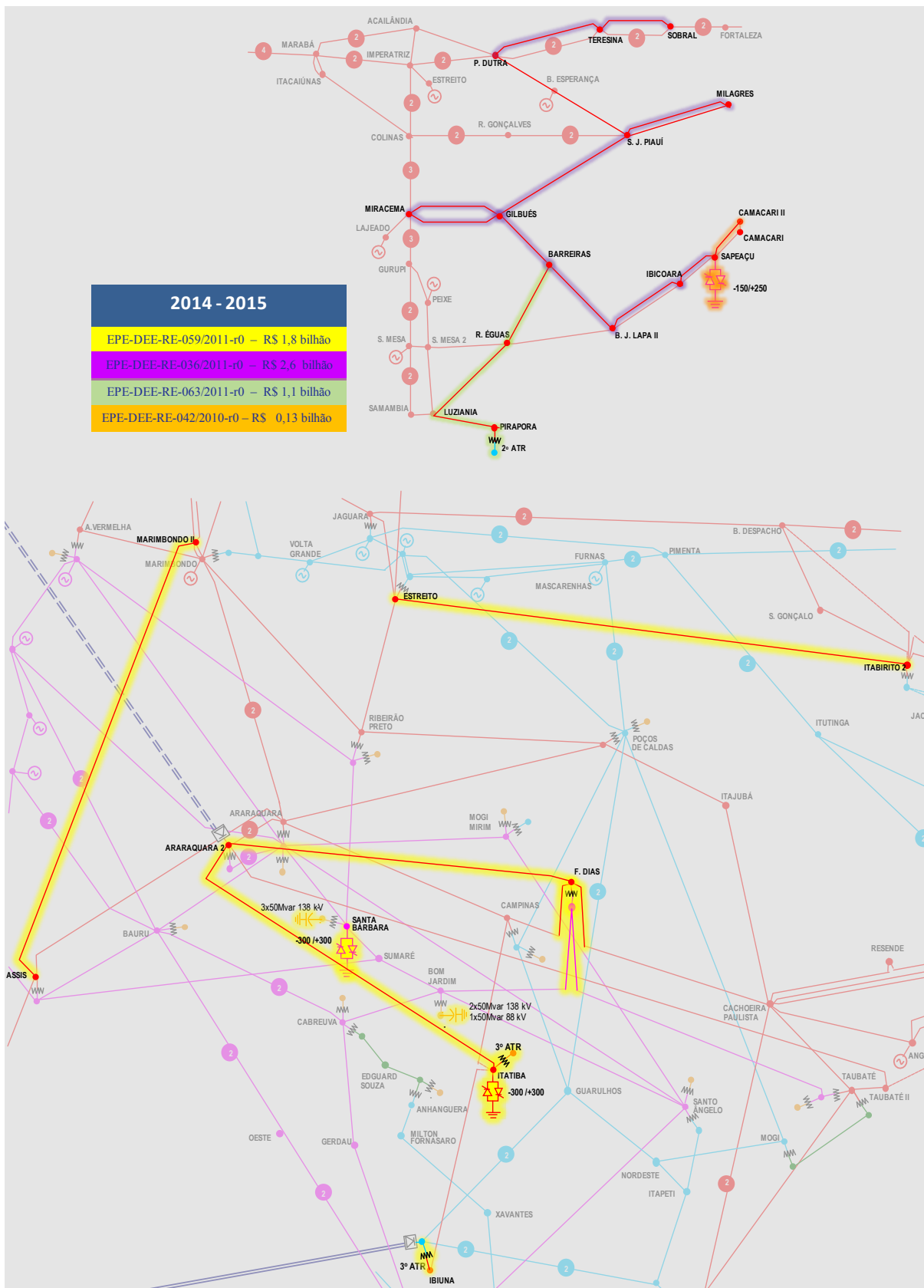


Figura 1 – Obras a serem implantadas no curto prazo (2014-2015)

O esquemático da Figura 2 apresenta a topologia básica da alternativa recomendada. As linhas cheias representam as obras consideradas existentes até 2015. As demais linhas tracejadas compõem o elenco de obras a ser reavaliado no presente trabalho.

Além do conjunto de obras apresentados na Figura 1, foram definidas novas linhas de 500 kV conectadas na SE Itacaiúnas para reforçar o Sistema Norte e o tronco Xingu – Parauapebas – Miracema para ampliar a interligação Norte – Nordeste. Esse conjunto de obras, previsto inicialmente para 2016, será o primeiro a ser implantado para escoar especificamente a energia gerada pelas primeiras máquinas da UHE Belo Monte, já instaladas neste período. Além do cronograma de entrada das linhas e subestações, deverão ser consolidadas as características dos empreendimentos indicados.

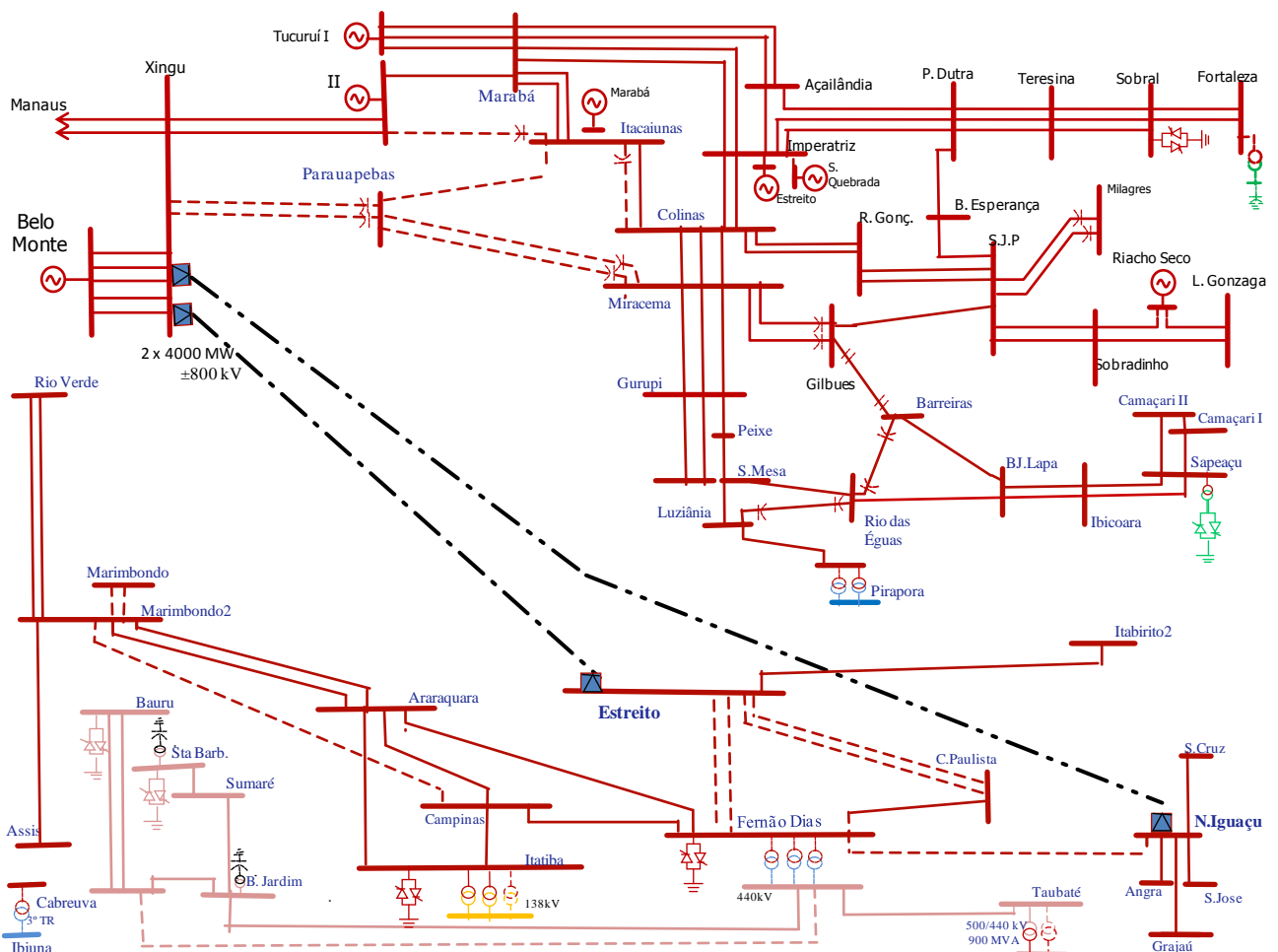


Figura 2 - Alternativa Recomendada na Parte I

A Figura 2 apresenta um diagrama esquemático das obras indicadas. Ressalta-se que, na parte I do relatório [3], as subestações terminais de corrente contínua foram consideradas referencialmente como ampliações das SEs existentes, Xingu (Terminal Norte), Estreito e Nova Iguaçu, somente para efeito de comparação de alternativas. Como algumas dessas subestações não devem comportar necessariamente as ampliações previstas, neste relatório as subestações conversoras serão denominadas, referencialmente, como Terminal Minas e Terminal Rio, respectivamente, e terão sua localização e arranjo aqui detalhados.

A partir de 2017, segundo o cronograma de entrada das máquinas da UHE Belo Monte, essa ampliação proposta para o sistema de 500 kV se esgota e observa-se a necessidade da entrada do primeiro elo de corrente contínua (Terminal Norte-Terminal Minas), aqui denominado de Bipolo 1, e de reforços associados à região Sudeste.

A partir de 2020, para permitir o aumento de intercâmbio indicado pela área energética da EPE para o período, em todos os patamares de carga, mostrou-se necessário o segundo elo de corrente contínua (Terminal Norte-Terminal Rio), aqui denominado de Bipolo 2, e respectivos reforços na região Sudeste.

Os reforços a partir de 2016 e seus custos estimados serão consolidados e detalhados neste presente relatório – Parte II, de forma a complementar o relatório emitido [3] com as características básicas das obras e do cronograma de entrada em operação. Essas características juntamente com as definidas nos relatórios R2, R3 e R4, irão subsidiar a ANEEL na elaboração dos editais dos leilões.

O detalhamento desse conjunto de obras será feito nos próximos itens deste Relatório, divididos da seguinte forma:

- Reforços e adequações no sistema da região Norte
- Interligação Norte – Nordeste
- Interligação Norte – Sudeste
- Reforços no sistema da região Sudeste

2. OBJETIVO

São objetivos dessa segunda parte do relatório, portanto:

- Reavaliar e detalhar a alternativa vencedora indicada, a partir da atualização da base de dados e revisão de premissas, de forma a consolidar os resultados obtidos na Parte I;
- Determinar o cronograma da necessidade das obras no período de 2016 a 2020;
- Registrar características básicas dos equipamentos e das instalações definidas para atender as demandas do sistema, de forma a contribuir com a elaboração do anexo 6 do edital de leilão;
- Sugerir uma alternativa para divisão dos lotes de obras de Transmissão de forma a subsidiar a ANEEL no processo de licitação desses empreendimentos.

As bases de dados de fluxo de potência, estabilidade e curto-circuito serão disponibilizadas, de forma a serem utilizadas nos relatórios R2, R3 e R4 pelos empreendedores, para elaboração dos projetos básicos.

3. PREMISSAS, CRITÉRIOS E DADOS

Para elaboração das simulações que definiram o cronograma de obras e as características básicas das instalações foram considerados os seguintes dados, critérios e premissas.

3.1 Período do Estudo

O período analisado abrangeu os anos de 2016 a 2021.

3.2 Critérios Gerais

- Atendimento ao critério N-1, sem corte automático de geração, com possibilidade de re-despacho após 30 minutos, para indisponibilidade de LT CA circuito simples ou de um Polo CC (retorno por terra por até 30 minutos), evitando sobredimensionamento da compensação série ou da potência das conversoras;
- Por se tratar de um sistema com extensas linhas de transmissão, com comprimentos superiores a 2000 km, adotou-se nesse trabalho um critério diferenciado, onde o sistema não poderá ter colapso de tensão para a perda de Bipolo ou de circuito duplo (emergência múltipla).

tipla). Nessa situação, pode-se contar com o alívio ou corte automático de geração como solução para garantir o bom desempenho do sistema;

- As linhas CA deverão ser providas por religamento monopolar;
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram seguidas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal, ciclo 2012/2021. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20% em emergência;
- A distância máxima entre as subestações seccionadoras de 500 kV deverá ser limitada em cerca de 400 km.

Nas análises de desempenho dinâmico ressaltam-se os seguintes pontos:

- Com base na experiência operativa com o elo CCAT de Itaipu e da avaliação dos estudos do projeto básico/executivo do CCAT do Madeira, o valor de $14,1^\circ$ para o ângulo de extinção foi adotado como critério quando da incidência de falhas de comutação, estendendo-se por um período de 16ms quando de defeitos remotos. Para defeitos locais, a duração da falha de comutação foi considerada igual a da própria falta (100ms no sistema de 500 kV).
- De um modo geral, para os sistemas CA foram adotados os critérios vigentes de tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais no instante t^{0+} ;
- Na perda de um Polo, o comando de sobrecarga do remanescente foi considerado instantâneo, pois o tempo que o Polo leva para assumir a sobrecarga já está modelado pela dinâmica do controle;
- Na operação com 2 Bipolos, foi considerado, de forma conservadora, que na perda de 1 Polo somente o Polo remanescente assumirá a sobrecarga, apesar do *master control* possibilitar a divisão da potência de sobrecarga entre todos os Polos (incluindo o Bipolo sem defeito);
- Na perda de 1 Bipolo, foi considerado, para efeito de dimensionamento, tempo de 100 ms para o Bipolo remanescente assumir a sobrecarga dinâmica, apesar do *master control* do Madeira levar um tempo de cerca de 65 ms para enviar esse comando;
- Nesta fase de estudo, foram considerados ajustes típicos de controle, na faixa de 150 a 400ms, para levar a potência CC a 90% do seu valor nominal;
- Para as oscilações de tensão em emergência simples, será admitido valor mínimo de 80% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga;

- No caso de oscilações de tensão em emergências múltiplas, será admitido valor mínimo de 70% dos valores nominais em barramentos próximos aos centros de carga de modo a evitar atuação indevida da lógica de subtensão que leva ao bloqueio dos CEs, aumentando o risco de colapso de tensão;
- A representação adotada para carga foi 100% de corrente constante na parte ativa e 100% de impedância constante parte reativa;
- Foi avaliado o desempenho do sistema para perda de um Bipolo sem expor o sistema a um risco de colapso. Para possibilitar que a interligação Norte-Sul seja suficiente para suportar a perda de um Bipolo, será admitido corte de geração na perda do Bipolo. Considerando que o tempo máximo estimado para tomada de decisão de uma SEP é de 200ms e que na subestação o tempo de atuação deve ser inferior a 20ms, o tempo total máximo estimado para atuação de um esquema de corte de máquina (SEP+tempo na SE) foi de 220ms;
- Considerou-se nesta análise os controles do elo por potência, que representa análise mais conservativa para identificar afundamentos de tensão. Contudo, considerou-se como o valor de 0,975 pu o nível mínimo da tensão na conversora que divide a ordem de potência para ordem de corrente (V_{dmin}), semelhante ao adotado na etapa de projeto básico do Madeira.

3.3 Limite de Tensão

A tensão máxima admitida para linhas de 500 kV foi de 1,1 pu na condição normal de operação, que está em sintonia com o valor máximo operativo de 550 kV. No entanto, em condições de emergência, mesmo permanecendo a LT em carga máxima, foi considerado o limite de 1,2 pu, por meia hora, no terminal da compensação série, semelhante ao que é praticado para energização de linha em vazio.

Tabela 1 – Limites de tensão utilizados

Tensão (kV)	Mínima (p.u.)	Máxima (p.u.)
765	0,95	1,046
500 (novo)	0,95	1,20 (*)
500 (existente)	0,95	1,10
440	0,95	1,046
345	0,95	1,05

(*) Em condição de emergência, por meia hora, no terminal da compensação série

3.4 Compensação de Potência Reativa

- Compensação shunt de aproximadamente 100 % da susceptância da linha (fluxo mínimo no eixo), distribuída em torno de 70 % na linha e 30 % na barra (reatores, compensadores estáticos);
- Disponibilidade de, no mínimo, 3 máquinas da usina de Belo Monte operando como síncrono, em qualquer cenário de despacho. Esta disponibilidade foi definida na época do leilão de geração com base em [4] para aumentar a potência de curto-circuito e atender o requisito de potência reativa da região Norte, sobretudo no período seco.
- A compensação de potência reativa a instalar deverá contemplar os cenários mais críticos, sem considerar desligamento de linhas para controle de tensão.
- Valor máximo para a compensação série: 70% da reatância de cada trecho entre subestações. No trecho junto à geração, a compensação série máxima deverá ser limitada em cerca de 65%. Ressalta-se que esse grau de compensação série, e os respectivos montantes de Mvar, só serão consolidados após estudos específicos (Relatório R2) que farão avaliações de ressonâncias.
- Capacidade de sobrecarga da compensação série: 35% durante meia hora.

3.5 Configurações de Linhas de Transmissão

Buscou-se utilizar configurações de torre mais leves (85% das torres consideradas estaiadas) de forma a diminuir os custos dos projetos. Para as linhas de 500 kV, foram concebidas configurações com feixes de 4 ou 6 condutores por fase. Para o elo CCAT em ± 800 kV foi definida a configuração de 6 condutores por Polo.

3.6 Topologia e Sistemas Referenciais

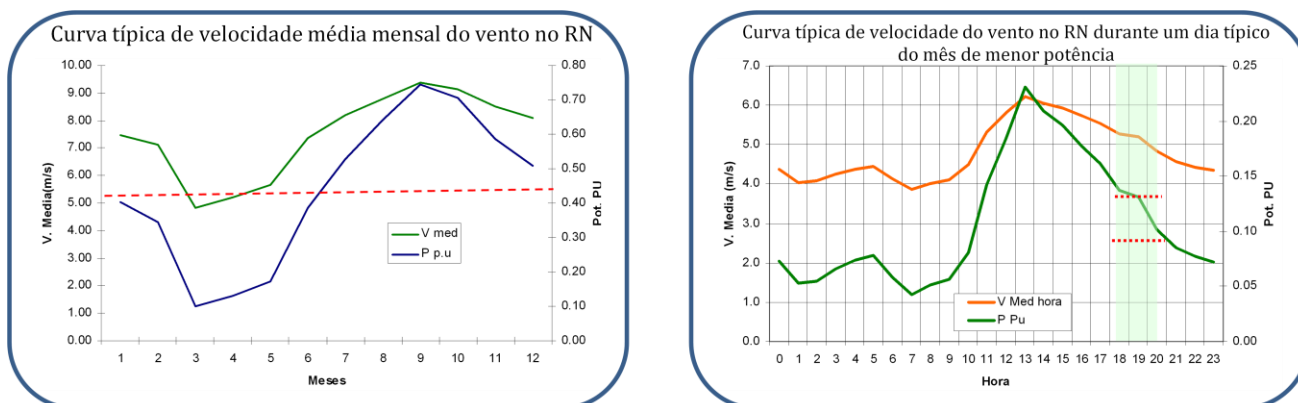
Foram utilizados os casos do PD 2012 - 2021 para simulação da topologia da rede, com a configuração referencial para integração da UHE Tapajós - considerando no último ano (2021) um Bipolo CC interligado na SE Terminal RMBH (região metropolitana de Belo Horizonte).

3.7 Mercado

A previsão de carga considerada foi a do Plano Decenal 2012-2021 [2]. Foi feita uma análise de sensibilidade com relação às cargas de mineração previstas para a região sudeste do Pará. As incertezas quanto ao montante de carga, levaram à necessidade de análise específica, descrita no item 4.2.3 deste relatório.

3.8 Geração e Despacho

O Plano de Geração utilizado foi aquele disponibilizado pela área energética da EPE [20]. Com relação à geração eólica, foi considerado despacho de cerca de 20% no período úmido da região Nordeste uma vez que a distribuição de vento é reduzida entre os meses de fevereiro a agosto. Conforme constatação da análise da curva de vento durante um dia típico do mês de menor potência disponível na região do Rio Grande do Norte, no horário de carga pesada (Figura 3), a potência varia entre 10% e 20 % de sua capacidade nominal. No horário de carga leve a incidência de vento é ainda mais reduzida.



Geração eólica – 20% no NE no período úmido no patamar de carga pesada e leve

Figura 3 – Curva típica de velocidade do vento no Rio Grande do Norte

Em relação às usinas do Complexo Parnaíba, os despachos previstos nas UTEs Maranhão III (leilão A-3/11), IV (antiga UTE MC2 Joinville) e V (antiga UTE João Neiva), nos períodos úmido e seco foram: 100% na carga pesada e 50% na carga leve.

A Tabela 2 a seguir apresenta as usinas térmicas da região de Manaus. No caso das usinas convertidas para gás natural, será assumido que as obras na rede de 138 kV estarão equacionadas, sendo desta forma possível despachar potência plena dessas térmicas independente do período do ano. No patamar de carga leve considerou-se despacho de cerca de 60%.

Tabela 2 – Despacho das UTEs da região de Manaus

Projeto	Combustível	Potência Total do Empreendimento (MW)	Quantidade de Máquinas
APARECIDA B1	Gás Natural	60	1
MAUA III (230 kV)	Gás Natural ⁽¹⁾	200 (gás)	2
		200 (vapor)	1
PIE C ROCHA	Gás Natural	65	1
PIE JARAQUI	Gás Natural	60	1
PIE MANAUARA	Gás Natural	60	1
PIE TAMBAQUI	Gás Natural	60	2
PIE PONTA NEGRA (GERA)	Gás Natural	60	1

⁽¹⁾ Considerando vazão do gasoduto de cerca de 2.300 m³/dia.

As UHE Santo Antônio do Jari, com conexão prevista na SE Laranjal 230 kV e potência instalada de 300 MW, e a UHE de Ferreira Gomes, com conexão em Macapá 230 kV, de potência instalada de 252 MW venderam energia no leilão A-5/10 e estarão presente a partir de 2015. No período seco assumiu-se potência de cerca de 50% da sua capacidade instalada.

O cronograma mensal de capacidade instalada de Belo Monte, de acordo com o acompanhamento do DMSE de abril de 2012, é mostrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Previsão de entrada em operação das máquinas (MW)

Data	mar/16	mai/16	jul/16	set/16	nov/16	jan/17	mar/17	mai/17	jul/17	set/17	nov/17	jan/18	mar/18	mai/18	jul/18	set/18	nov/18	jan/19
Máquina	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	11°	12°	13°	14°	15°	16°	17°	18°
Pot. Instalada	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina	Máquina
Pot. Instalada	611,11	1222,2	1833,3	2444,4	3055,6	3666,7	4277,8	4888,9	5500,0	6111,1	6722,2	7333,3	7944,4	8555,5	9166,7	9777,8	10389	11000,0

3.9 Cenários

Com base nas análises dos fluxos nas interligações, resultantes das simulações energéticas, foram estabelecidos 5 cenários de despacho de geração considerados críticos, portanto relevantes para o detalhamento das características das interligação Norte – Nordeste e Norte – Sudeste. Esses cenários, apresentados a seguir, caracterizam situações prováveis e que, de algum modo, estressam o sistema de transmissão nas áreas de interesse (ver resumo na Tabela 4).

Cenário 1 – Máximo intercâmbio Norte – Sudeste: Representa a situação de Norte Úmido com despacho de Tucuruí em 8154 MW e carregamentos elevados na interligação (ex.: 4500 MW em 2016). As usinas da Região Nordeste (inclusive eólicas e térmicas) foram despachadas de modo a permitir a máxima exportação do Norte para o Sudeste.

Cenário 2 – Intercâmbio intermediário Norte – Sudeste: Também equivale a situação de Norte Úmido, mas com carregamento mediano na interligação. Equivale a um cenário de probabilidade de mais alta, em geral destinado a compor o cálculo das perdas, mas que também representa um cenário dimensionador dos reforços da interligação Norte-Nordeste.

Cenário 3 - Cenário Intercâmbio Zero: Equivale ao intercâmbio reduzido (0 e ± 1.000 MW) entre as Regiões Norte/Sudeste, utilizado de modo a definir a necessidade de compensação de potência reativa para controle de tensão e cálculo das perdas.






Cenário 4 – Intercâmbio intermediário Sudeste – Norte: Representa a situação do segundo semestre do ano, quando o Norte é seco e as regiões Sudeste e Sul são exportadoras, despachadas em valores intermediários. Esse cenário foi utilizado no cálculo das perdas.

Cenário 5 – Máximo Intercâmbio Sudeste - Norte: Também representa a situação do segundo semestre do ano, mas com despachos elevados (94%) das usinas hidráulicas e térmicas a gás do SE e CO. Neste cenário, foi considerado o despacho mínimo de cerca de 2.000 MW em Tucuruí, despacho nulo na casa de força principal de Belo Monte, sendo dada prioridade de exportação do Sudeste/Centro-Oeste para a região Norte. Nesse estudo, por indicação das análises energéticas, esse cenário não representa uma situação crítica para dimensionamento de reforços, uma vez que não se exige a ampliação da capacidade de exportação SE=>N/NE para o período em análise. Esse cenário foi utilizado no cálculo das perdas.

O Anexo 1 apresenta as curvas de simultaneidade de intercâmbio nas duas interligações em estudo, resultado das análises energéticas entre subsistemas das 2000 séries sintéticas - programa NEWAVE. Para subsidiar o cálculo das perdas, a

Tabela 4 resume os carregamentos considerados e os tempos de permanência de cada um dos cenários acima, para os patamares de carga leve e pesada.

Tabela 4 – Permanência de intercâmbio N-S (%) e carregamentos considerados (MW)

Ano	Condição de carga	 N ↓ S cenário 1	 N ↓ S cenário 2	 ≈ zero cenário 3	 N ↑ S cenário 4	 N ↑ S cenário 5
		2016	leve	25% 4500	20% 2500	30%
pesada	15% 4500		25% 2200	30%	20% -3000	10% -4800
2017	leve	15% 8200	35% 4500	25%	15% -3800	10% -6000
	pesada	5% 8200	50% 4500	25%	15% -3000	5% -6000
2020	leve	10% 12500	30% 6000	25%	25% -3000	10% -7000
	pesada	10% 12500	45% 6000	35%	5% -2000	5% -6000
2021	leve	10% 12500	25% 6500	30%	20% -4000	15% -7000
	pesada	10% 12500	45% 6000	30%	10% -2000	5% -6000

No cenário úmido, os valores limites dos intercâmbios apresentados nas permanências dos intercâmbios foram obtidos dos casos de regime permanente. Na modelagem do NEWAVE, os aproveitamentos da UHE Lajeado e Peixe Angical estão situados no Médio Tocantins, e foram considerados pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Como esses aproveitamentos escoam sua geração exatamente nos troncos de interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste, foi necessário deduzir a geração média dessas usinas. Assim, a capacidade de transferência entre as regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste (nó Imperatriz-Sudeste/C. Oeste) foram reduzidas em 510 MW médios devido à UHE Lajeado e 271 MW médios devido à UHE Peixe Angical.

No comportamento hidrológico da bacia do rio Tocantins, verifica-se uma redução pronunciada nas vazões afluentes nos meses críticos, o que se reflete em rápida queda do nível de armazenamento. Desta forma, as quantidades mínimas de máquinas consideradas nesses meses críticos são as informadas na Tabela 5 para as usinas existentes, e na Tabela 6 para as futuras usinas Marabá e Serra Quebrada.

Tabela 5 – Quantidade mínima de máquinas – usinas existentes

UHE	Quantidade Máquinas	Geração (MW)
Tucuruí I	5 (+2CS)	1.880
Lajeado	3	300
Estreito	5	300
Peixe Angical	2	250
Serra da Mesa	2 ¹	800

¹ Apesar de possuir reservatório, essa é a quantidade de máquinas turbináveis que garantem a vazão mínima nas demais usinas do rio Tocantins a jusante.

Tabela 6 – Quantidade mínima de máquinas – futuras usinas

UHE	Quantidade Máquinas	Geração (MW)
Marabá	2	240
Serra Quebrada	2	300

3.10 Dados Econômicos

Para o cálculo dos investimentos utilizou-se a metodologia recomendada em [1], baseada no Método dos Rendimentos Necessários, ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes, com VPL referente ao ano 2016. O valor do custo marginal de expansão, utilizado para custear as perdas, foi atualizado para 102,00 R\$/MW, conforme o PDE 2021.

3.10.1 Custos das Linhas de Transmissão

Os custos das linhas de transmissão convencionais foram baseados no Banco de Preços da ANEEL. Foram acrescentadas novas concepções para linhas de 500 kV com características específicas para transmissão a longa distância e configurações de 4 e 6 condutores por fase, conforme mostrado na Tabela 7. Os custos dessas linhas de transmissão foram calculados pelo CEPEL considerando os custos dos insumos da ANEEL.

Tabela 7 – Referências de custos de linhas de transmissão em 500 kV CA

	Fluxo Esperado (MW)	nº cond por fase	Circuito	Condutor	Bitola (MCM)	Bitola Total (MCM)	Custo Instalação	
							(1000 × R\$/km)	%
SIL 1200 MW	1.200	4	simples	BLUEJAY	1113	4452	702.19	109%
			duplo				1247,47	178%
			simples	RAIL	954	3816	641.34	100%
			duplo				1147,47	163%
SIL 1460 MW	1.400	6	simples	RUDDY	900	5400	852.18	133%
			simples	TERN	795	4770	792.26	124%
			simples	GROSBEAK	636	3816	715.21	112%
SIL 1670 MW	1.700	6	simples	TERN	795	4770	824.45	129%
			simples	RUDDY	900	5400	879.97	137%

3.10.2 Custos da Compensação Série

Tendo em vista que o custo da compensação série em 500 kV encontra-se em revisão pela ANEEL, foram utilizadas informações dos maiores fabricantes consultados pela EPE. A Figura 4 apresenta esses custos, por Mvar, para a compensação série, conforme considerados na Parte 1. A proposição da curva a ser utilizada para estimar o custo da compensação em R\$/Mvar é apresentada pela curva de tendência (laranja).

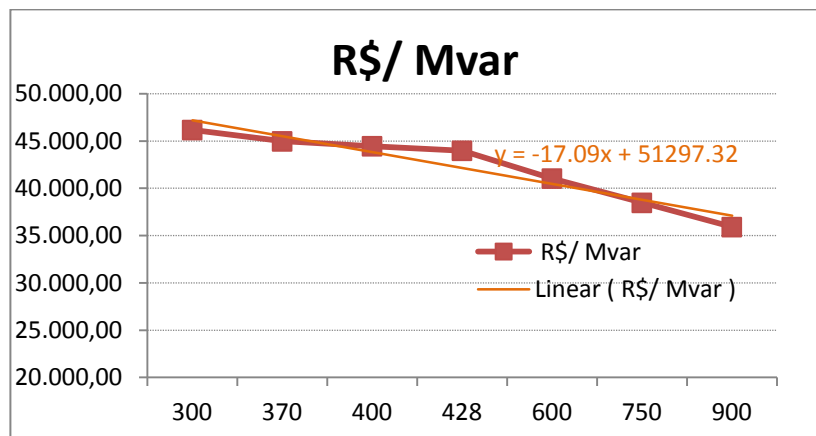


Figura 4 – Estimativa do custo da compensação série.

3.10.3 Custo dos Compensadores Estáticos

Na base de custos da ANEEL não são fornecidos os custos de compensadores estáticos para nível de 500 kV. Deste modo, também foram estimados custos médios com base na informação dos fabricantes, abrangendo toda a faixa (indutiva+capacitiva). A proposição dos valores em R\$/Mvar a serem utilizados para estimar o custo do compensador é apresentada pela curva de tendência (laranja) da Figura 5.

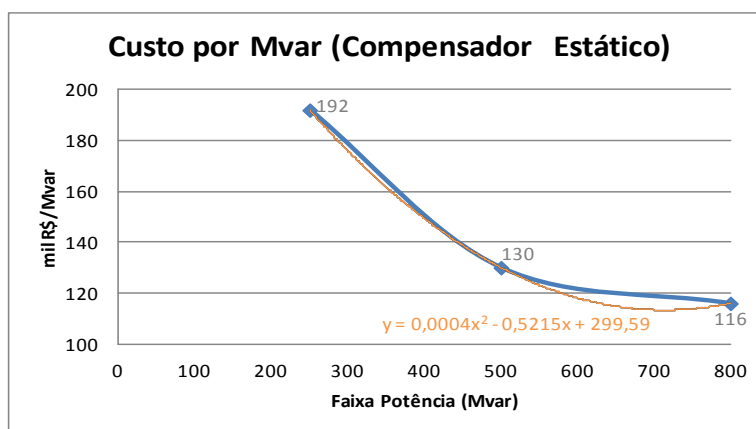


Figura 5 – Estimativa do custo do compensador estático para nível de 500 kV.

3.10.4 Conversoras de Corrente Contínua

De acordo com as médias de orçamentos fornecidos pelos fabricantes, uma conversora de ± 800 kV, 4.000 MW custaria aproximadamente R\$1,61 bilhões.

Esse custo considera capacidade de sobrecarga de 33 % por meia hora, conforme detalhamento apresentado no item 6.2.2.

No custo informado estão considerados os itens relacionados abaixo, incluindo os respectivos elementos de manobras.

- Válvulas conversoras (15%),
- Transformadores (35%),
- Controle e proteção (7%),
- Filtros (15%),
- Transporte (5%), e
- Obras civis (23%).

Os eletrodos de terra estão cotados a parte.

3.10.5 Módulo Geral (MG)

Foi utilizada a planilha ANEEL, específica para determinação dos módulos gerais de SE e de manobra, considerando a seguinte classificação:

- **Subestação Nova** = Aquisição de terreno para instalação dos módulos gerais e de manobra, que variam conforme o arranjo de cada subestação considerando inclusive a previsão futura prevista neste estudo.
- **Reforço** = Implantação de novos módulos de manobra em subestações existentes, com espaço físico suficiente para tal. Para efeito de cotação, todo caso em que há necessidade de interligação de até 2 entradas de linha, foi considerado nesta etapa como reforço.
- **Acesso sem compartilhamento** = Nos casos em que o acessante não for compartilhar a infraestrutura da subestação existente.

O preço do terreno depende do estado (político) e da área, urbana ou rural, onde está localizada a subestação.

No caso das subestações conversoras em ± 800 kV, foi considerada dimensões de área da ordem de 200x400 metros.

4. REFORÇOS E ADEQUAÇÕES NO SISTEMA NORTE

4.1 Sistema de Conexão da UHE Belo Monte ao SIN

Os sistemas referenciais estabelecidos à época do leilão da usina, considerados na Parte I deste relatório, para conexões das casas de força principal e secundária, estão mostrados na Figura 6 e na Figura 7, respectivamente. No entanto, a configuração da casa principal foi reavaliada para otimização do sistema de transmissão proposto e o seu detalhamento é mostrado no item 6.3.1.

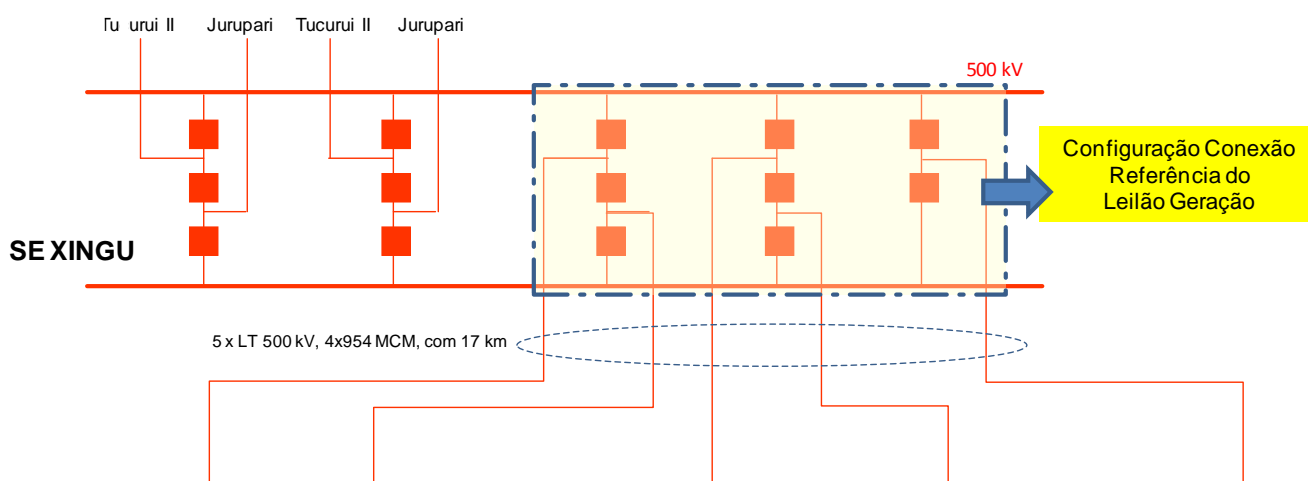


Figura 6 – Conexão Referencial da casa principal

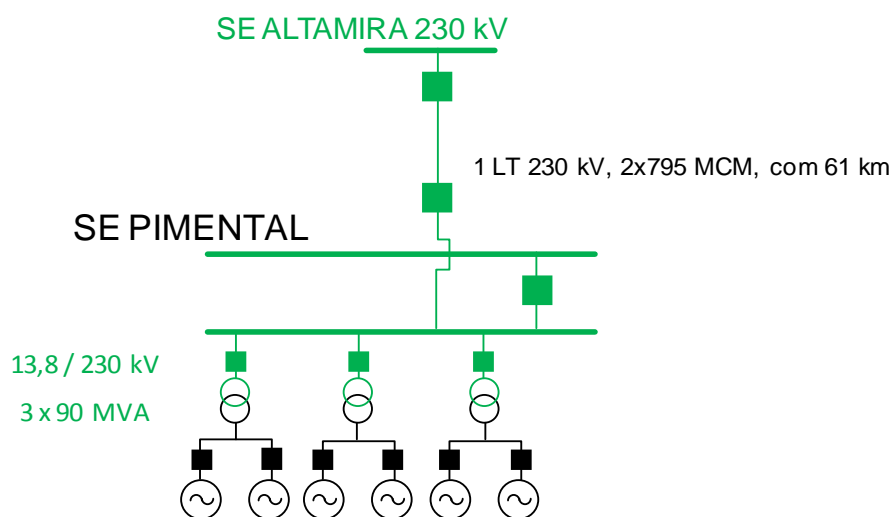


Figura 7 – Conexão referencial da casa secundária

4.2 Adequações na Rede Básica da Região Norte

Para possibilitar a conexão da usina, o sistema regional deverá sofrer as seguintes adequações, de forma a garantir o desempenho satisfatório das ampliações propostas:

- Avaliação da permanência do reator limitador de curto-circuito da SE Tucuruí;
- Manobra dos bancos de capacitores série (BCS) na SE Xingu; e
- Impacto das novas cargas de mineração próximas à região de Parauapebas.

4.2.1 Avaliação da Permanência do Reator Limitador de Curto-Circuito da SE Tucuruí

Nos estudos elaborados em [4] verificou-se a necessidade de realizar um diagnóstico mais detalhado com relação ao sistema da região Norte próximo a SE Tucuruí que apontavam questões de superação por curto-circuito.

As avaliações de curto-circuito no âmbito do GT Belo Monte indicavam problemas de superação na SE Tucuruí Etapa I, quando da entrada da UHE Belo Monte, de tal forma que os reforços necessários para escoamento da UHE Belo Monte foram analisados à época, sem a consideração de conexões na SE Tucuruí Etapa II, ou seja, os circuitos C1 e C2 da LT 500 kV Xingu - Tucuruí Etapa II (Interligação Tucuruí - Macapá - Manaus), deveriam ser remanejados para uma nova subestação, de modo a afastar a SE Xingu da SE Tucuruí Etapa II.

Posteriormente, outras análises realizadas apontaram a conexão da SE Xingu na SE Tucuruí Etapa II. Porém, para reduzir os problemas de superação de equipamentos, considerou-se a eliminação do reator limitador além de incorporar reatores limitadores de curto-circuito nas SEs de Belo Monte, Xingu e Itacaiúnas. Esta alternativa de configuração influencia sobremaneira no suporte de reativo do sistema na região de interesse e passou a ser considerada como referência para o GT Belo Monte.

Vale ressaltar que a eliminação do reator limitador de curto circuito indicado em [4] se deu não só por problemas de superação, mas principalmente pela limitação física da SE Tucuruí de forma a comportar as expansões necessárias indicadas para o escoamento da UHE Belo Monte, conforme relatório etapa I [3].

A Figura 8 apresenta o diagrama unifilar simplificado da configuração elétrica na região de interesse desta análise, utilizada pelo GT Belo Monte que, passou a ser referência em todas as fases dos estudos relacionados ao escoamento da UHE Belo Monte.

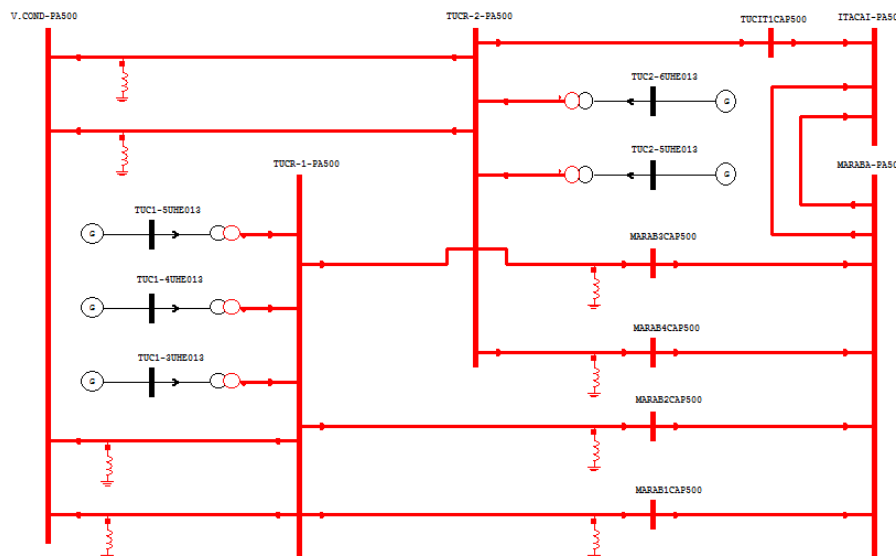


Figura 8 - Configuração sugerida no relatório da etapa I [3]

Nesta configuração, observa-se na Figura 8 que o reator limitador de curto-circuito da SE Tucuruí (entre as Casas de Força da Etapa I e Etapa II) foi eliminado e o 4º circuito de 500 kV Tucuruí / Vila do Conde previsto bem como o 3º circuito de 500 kV Tucuruí / Marabá existente - estão conectados na SE Tucuruí Etapa II.

O leilão de transmissão nº 004/2011 realizado em 02/09/2011 teve como vencedor do certame do lote B a Eletrobras Eletronorte e contemplou a implantação da SE Miramar 230/69/13,8 kV - 2x150MVA e a expansão da SE Tucuruí 230/138/13,8 kV - 2x100MVA - com novo pátio em 138 kV na SE Tucuruí, sendo este último empreendimento também objeto de análise deste relatório, por alterar de forma significativa a configuração da SE Tucuruí.

Para que a SE Tucuruí comporte a ampliação associada ao novo pátio de 138 kV, foram necessárias modificações na configuração da subestação, incluindo a expansão do barramento de 500 kV na SE Tucuruí Etapa II, o que permitirá a construção de novos bays e com isso possibilitará comportar as expansões previstas no relatório em [3], equacionando o problema da limitação física da SE Tucuruí para as expansões vislumbradas até o momento. Logo, será possível manter o reator limitador de curto-circuito que, em alguns cenários energéticos, será de extrema importância a sua permanência, visto que, reator limitador de curto-circuito contribui para o bom desempenho sistêmico.

A Figura 8 ilustra o diagrama unifilar detalhado da SE Tucuruí 500/230/69/13,8 kV.

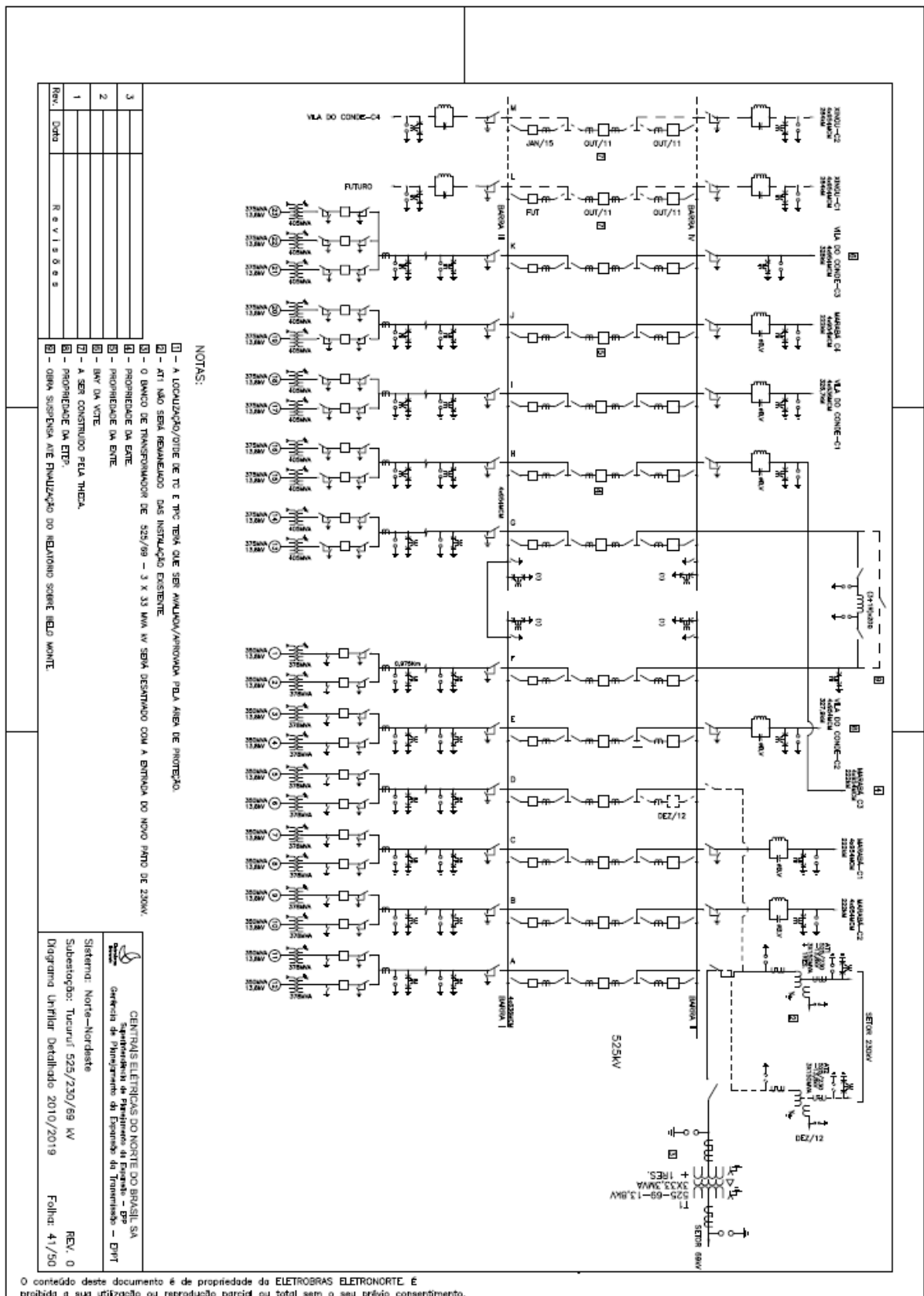


Figura 8 - Diagrama unifilar detalhado da SE Tucuruí 500/230/69/13,8 kV casa de força I e II

Deste modo, as Figura 9 e Figura 10 apresentam de forma esquemática a configuração proposta para a SE Tucuruí Etapa I e Etapa II.

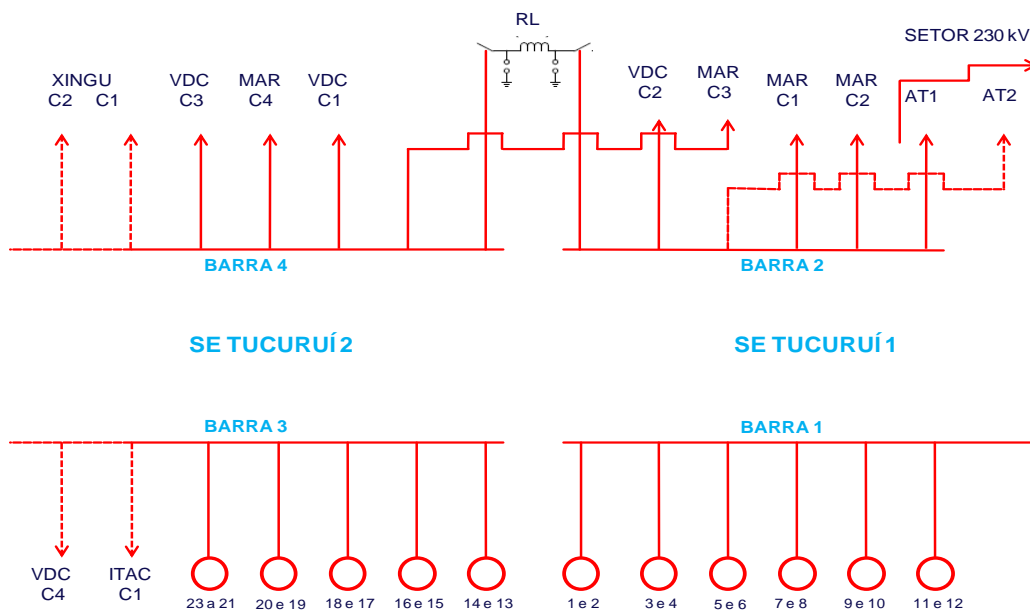


Figura 9 – Configuração proposta para a SE Tucuruí Etapa I e II

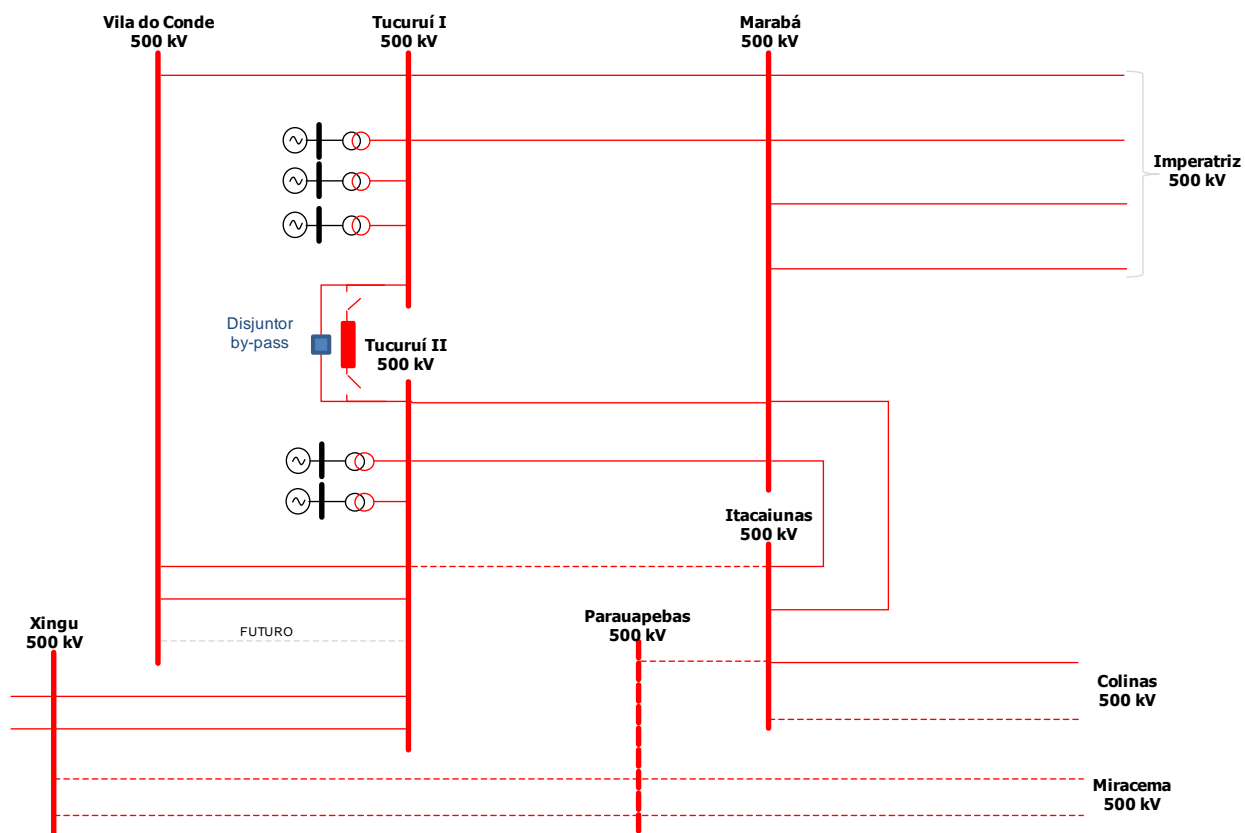


Figura 10 – Diagrama esquemático da configuração da SE Tucuruí Etapa I e II

4.2.2 Bancos de Capacitores Série (BCS) na SE Xingu

A UHE Belo Monte está prevista para ser conectada na SE 500 kV Xingu, subestação intermediária da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. Essa interligação possui compensação série em todos os trechos, o que pode acarretar dificuldades para uma ação correta do sistema de proteção de distância para linhas de transmissão frente a curto-circuitos.

Na definição do alcance da proteção, a reatância equivalente de falta para os defeitos ocorrendo após a compensação pode se tornar negativa, se a impedância indutiva do loop de falta entre a localização da proteção e o curto-circuito for inferior à reatância capacitiva presente no mesmo trecho. Nesta situação, é necessária a presença de proteção diferencial nas SEs de modo a garantir a atuação correta da proteção.

A Isolux, proprietária da SE Xingu 500 kV informou, depois de consulta da EPE, que haverá proteção diferencial nos trechos das linhas que saem da SE 500 kV Xingu. Da mesma forma, a Norte Energia informou que as linhas que conectarão a usina à SE 500 kV Xingu também terão proteção diferencial. Sob esse aspecto, não há problemas de manter o BCS após a entrada em operação da usina.

Além da proteção da linha compensada, outro aspecto a ser observado se refere à proteção dos capacitores séries (MOV), que atuarão quando expostos a níveis de corrente de curto-circuito e sobretensões mais elevados. Com a presença da UHE Belo Monte, poderá haver situações em que acarretem atuação dessa proteção.

As correntes de curto-circuito são relativamente maiores quando os curtos ocorrem após a compensação série e em pontos do sistema muito próximos à geração. No caso do BCS próximos a SE Xingu, apesar do edital do leilão da transmissão dos empreendimentos ter indicado a compensação série, foi avaliado se com a entrada da UHE Belo Monte, os capacitores série ficarão sujeitos a correntes de curto superiores as suas correntes nominais durante curto-circuito.

Nas análises realizadas, verificou-se a necessidade de manter ligados os capacitores série da Tucuruí-Macapá-Manaus em condições de baixa geração (seco) de forma a aumentar a potência de curto-circuito, considerando também fechado o link Tucuruí Etapa I e II.

No período úmido, até a entrada dos Bipolos, sugere-se o *by pass* dos capacitores (pior situação para a LT 500 kV Xingu-Parauapebas) e abrir a conexão entre Tucuruí Etapa I e II.

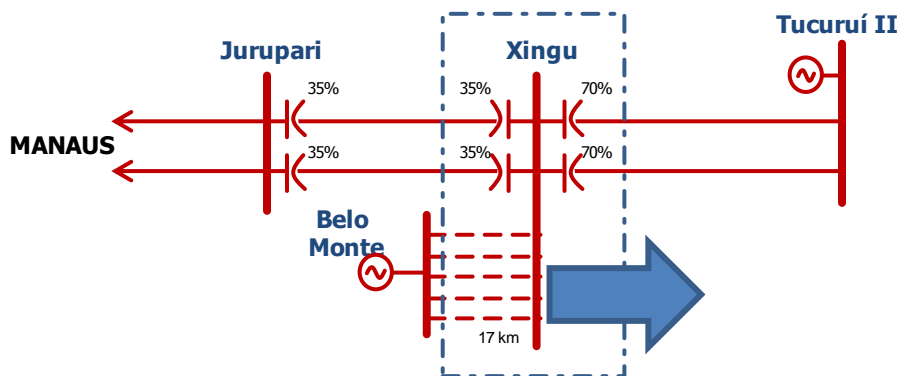


Figura 11 – Capacitores série na SE 500 kV Xingu

Além disso, outro aspecto a ser detalhado no relatório R2 refere-se às correntes transitórias na frequência fundamental que poderão se sobrepôr a componentes unidirecionais e componentes subsíncronas produzidas pela interação entre as indutâncias série longitudinais dos elementos do sistema de potência e as capacitâncias envolvidas. Deste modo, deverá ser avaliada a possibilidade de ocorrência de ressonâncias subsíncronas.

4.2.3 Impactos das Novas Cargas de Mineração na Região de Parauapebas

O potencial de carga de mineração, estimado em mais de 1.000 MW nas proximidades da SE Parauapebas, não fez parte das simulações realizadas neste relatório devido às incertezas associadas a esse potencial. Para verificar o comportamento do sistema com essa carga, foram feitas análises de sensibilidades do seu impacto na definição do sistema elétrico proposto em [1] e no cronograma de implantação das obras.

Tendo em vista a definição da SE Parauapebas como parte do reforço à interligação N-NE e estando essa SE situada nas proximidades dessas cargas, será necessária uma reavaliação da configuração regional para sua conexão. A Figura 12 mostra a localização e o valor de algumas dessas cargas e a Figura 13 e Figura 14 mostram a alteração da configuração, considerada como referencial para o presente estudo.

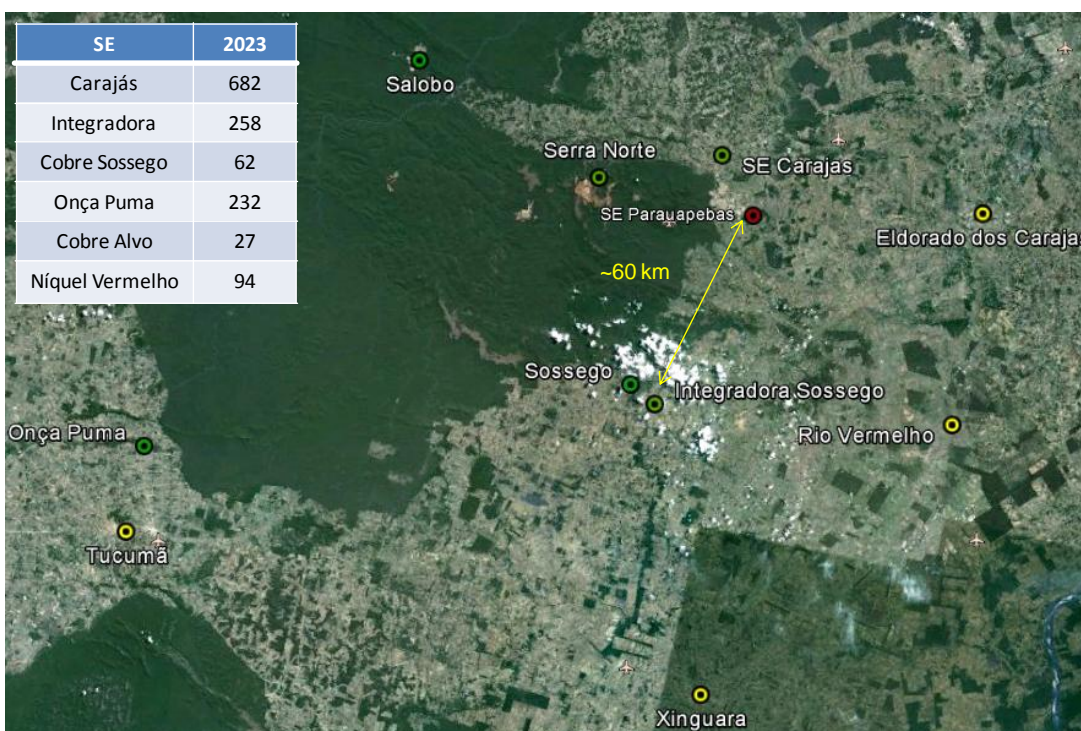


Figura 12 – localização do potencial de carga de mineração

A previsão inicial desse mercado levou à indicação de reforços à região sudeste do Pará para 2016, conforme mostrado na Figura 13. Esses reforços, compostos de 2 LTs 500 kV de 165 km de Itacaiunas até a SE Integradora, estão sendo reavaliados em função da retração de aproximadamente 2 anos na implantação desse mercado e na consideração da configuração de 500 kV Xingu2 – Parauapebas – Miracema, proposta na Parte I do relatório.

Entretanto, para as análises dessa fase de detalhamento, desenvolvidas nessa Parte II do relatório, foram consideradas referencialmente, a partir de 2017, 2 linhas de 230 kV (Figura 14), devido à proximidade entre a SE Parauapebas e a SE Integradora. Sendo assim, será necessária uma reavaliação para validação do sistema proposto.

Tendo em vista que os empreendimentos previstos pela Vale ainda não se concretizaram, foi considerada a carga do sudeste do Pará no ano 2016 igual à prevista pelo Plano Decenal no ano 2014. Essa é uma situação mais conservadora, uma vez que a consideração de um valor mais elevado de carga proporciona capacidade de escoamento de um maior número de máquinas da Belo Monte, pelo sistema de 500 kV, anterior à entrada em operação do Bipolo 1.

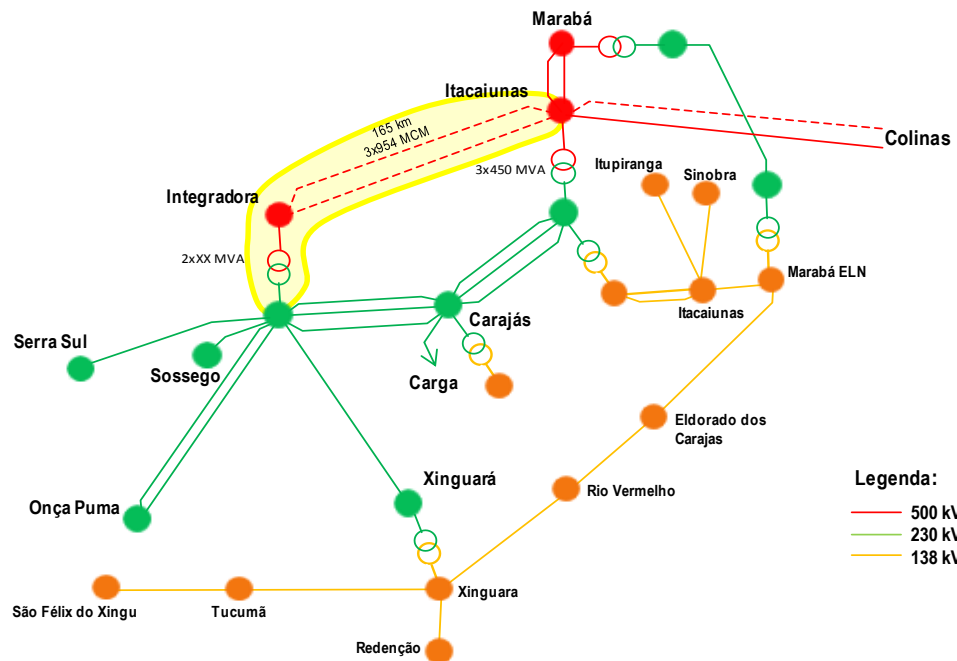


Figura 13 – Reforços indicados inicialmente para a região sudeste do Pará

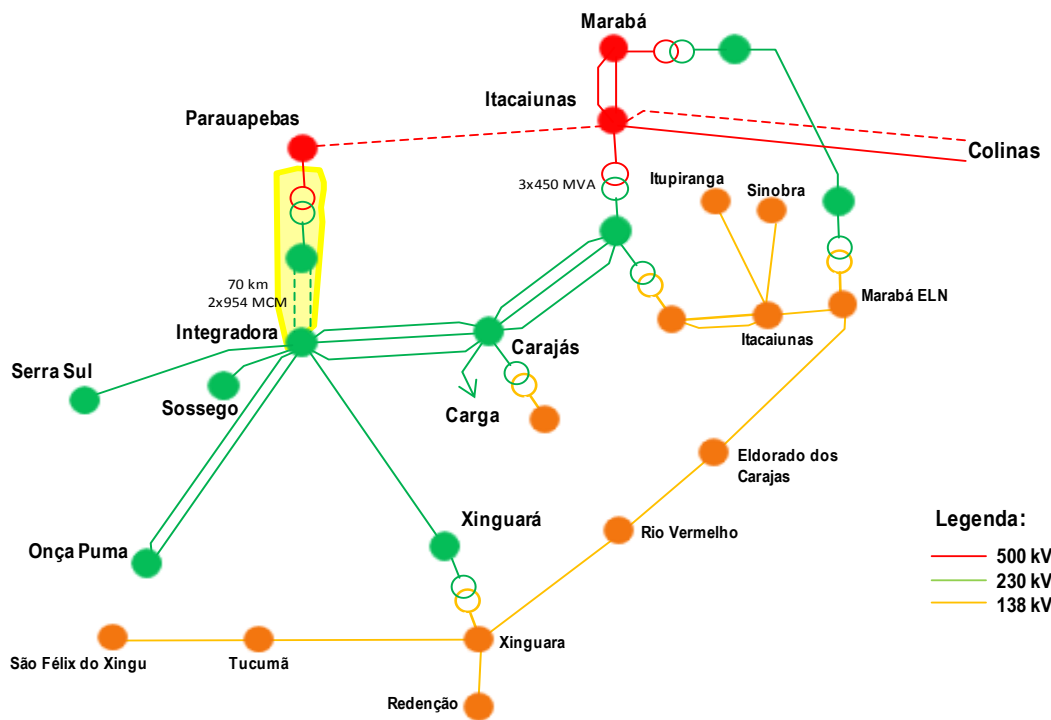


Figura 14 – Reforços referenciais para o detalhamento da Parte II.

4.3 Reforços Estruturais na Região Norte

4.3.1 LT 500 kV Itacaiunas – Colinas C2 (291 km)

Como se trata de um segundo circuito, esse deverá ter características similares as do circuito existente, ou seja: circuito simples com 4 x 954 MCM por fase, reatores de 136 Mvar em cada terminal da linha e compensação série de 52% da reatância da linha.

O cenário mais crítico, do ponto de vista de carregamento máximo para essa LT, ocorre no pátamar de carga leve, configuração inicial com 4 máquinas na UHE Belo Monte. Nesta situação, a pior emergência (saída do circuito 1) acarretará fluxos da ordem de 2.193 MVA na LT remanescente, abaixo do seu limite de sobrecarga (2.598 MVA) e próximo a capacidade de emergência da compensação série (2.200 MVA), como pode ser observado na Figura 15.

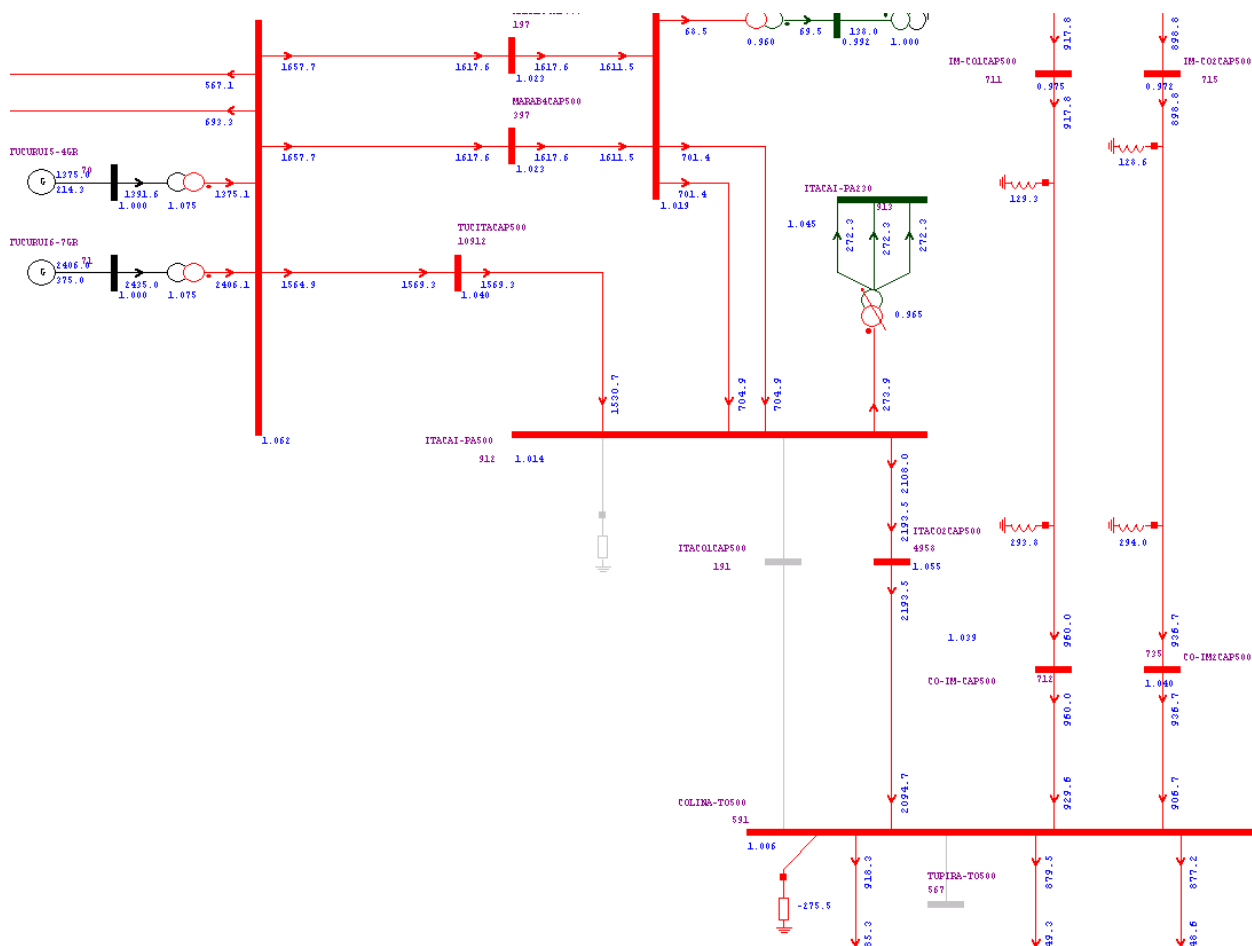


Figura 15 – Perda LT 500 kV Itacaiunas-Colinas C1. Norte exportador, carga leve, configuração inicial.

O valor nominal dos reatores de linha e dos do bancos de capacitores série para a LT 500 kV Itacaiunas-Colinas C2 foram considerados iguais ao do circuito existente (C1).

4.3.2 LT 500 kV Tucuruí II - Itacaiunas (272 km)

A Eletrobras Eletronorte, após visitas a campo, sugeriu um traçado preliminar para essa linha baseado nas seguintes considerações:

- Elaborou-se uma diretriz viável para a travessia de todos os 7 circuitos existentes que saem da SE Tucuruí II;
- Essa diretriz preliminar seguiu paralela aos circuitos existentes de forma a minimizar os impactos ambientais e facilitar a construção e manutenção/inspeção da futura LT;
- Buscou-se a menor travessia do rio, já considerando a construção da futura UHE Marabá;
- Na porção sul do corredor procurou-se afastar da Terra Indígena Mãe Maria e das terras pretendidas pela Comunidade Indígena Akrâtikatejê (situadas a noroeste da TI Mãe Maria), que hoje move uma ação judicial para obter posse dessa área.

Ressalta-se que a área de Meio Ambiente da EPE sugere que outro corredor de menor distância (256 km) poderá ser viabilizado, conforme detalhes do item 11.

As duas alternativas de corredor são mostradas na Figura 16. Nas simulações de fluxo de potência do presente estudo, foi utilizada a rota mais conservadora, ou seja, a de maior comprimento (272 km) sugerida pela Eletronorte.



Figura 16 – Rotas propostas entre as subestações Tucuruí II e Itacaiunas

Para as análises técnicas, identificou-se que as condições extremas sob as quais será submetida a LT 500 kV Tucuruí II – Itacaiúnas ocorrem no patamar de carga leve, na configuração inicial, com 4 máquinas na UHE Belo Monte e anterior a entrada da SE Parauapebas 500 kV, com despacho pleno das máquinas de Tucuruí (Figura 17). A emergência de uma das LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Marabá acarretará fluxo da ordem de 2.265 MVA, na LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiunas, como pode ser observado na Figura 18.

No entanto, para essa condição, observa-se fluxo elevado (2.450 MVA) no circuito remanescente da LT 500 kV Tucuruí Etapa II– Marabá durante emergências, próximo à sua capacidade, demandando uma análise dessa situação que será objeto do próximo item desse relatório (item 4.3.3).

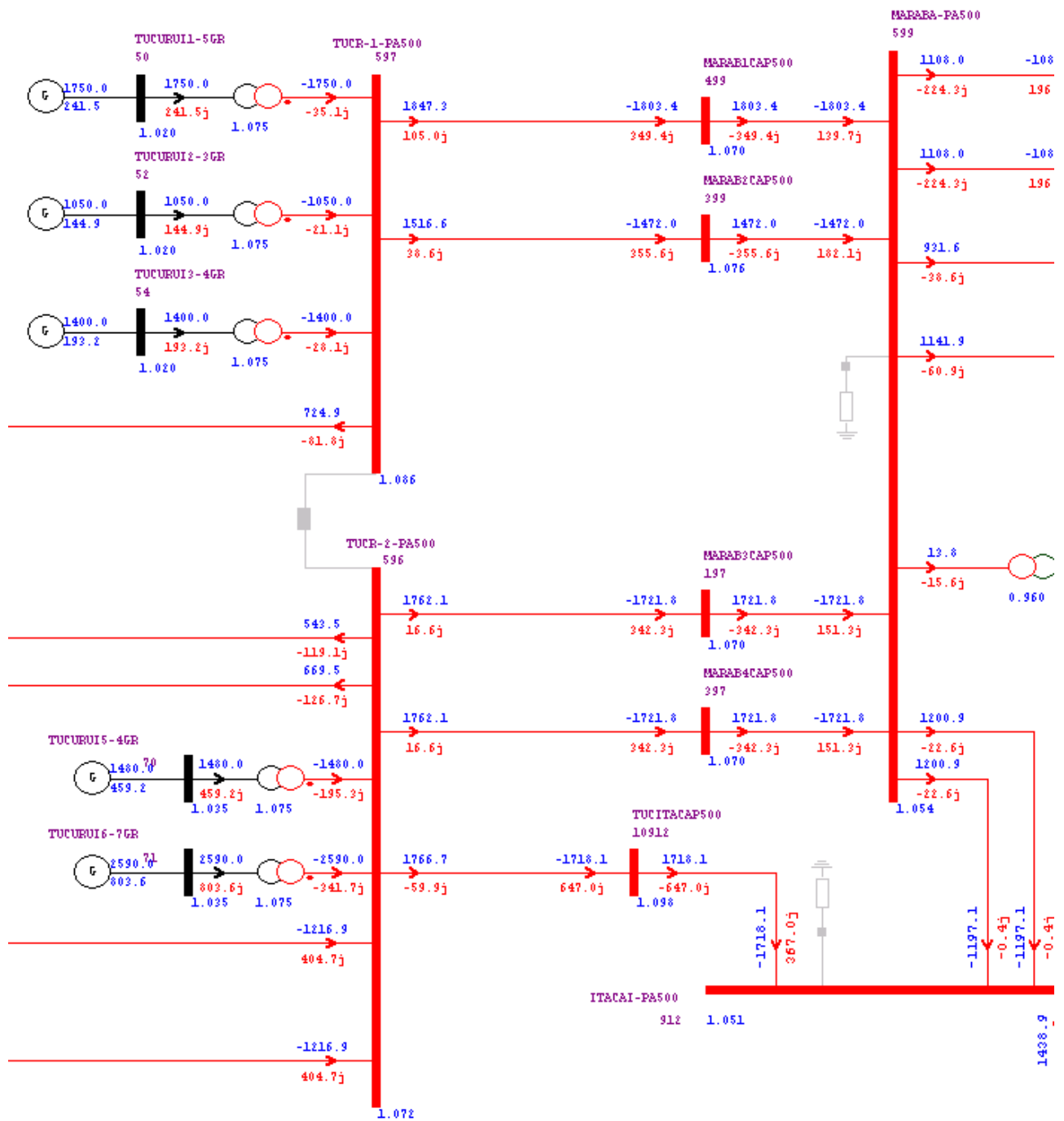


Figura 17 – Condição normal. Norte exportador, carga leve. Configuração inicial

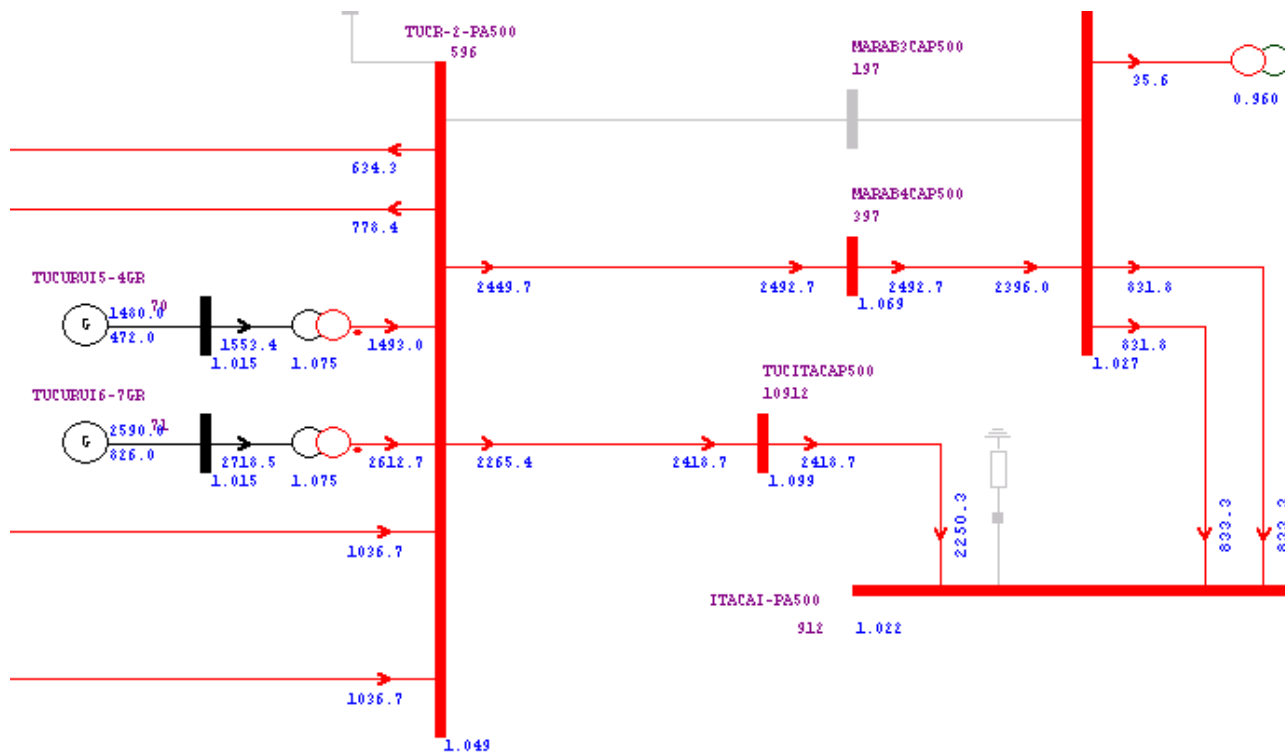


Figura 18 – Emergência LT 500 kV Tucuruí-Marabá C3. Norte exportador, carga leve. Configuração inicial

▪ **Avaliação Econômica para Escolha do Condutor**

Para avaliação do condutor mais adequado para a LT 500 kV Tucuruí - Itacaiunas, foram consideradas configurações com feixe de 4 e compensação série de 35% e configurações com 6 x 795 MCM, com SIL de 1460 MW, com compensação série de cerca de 21% e considerando 6 x 900 MCM e SIL de 1670 MW de modo a obter impedância similar em relação as alternativas analisadas (cerca de $x=0,175\Omega/\text{km}$).

No caso dos reatores shunt, as alternativas foram dimensionadas de modo a proporcionar o mesmo grau de compensação shunt. A Tabela 8 ilustra o grau de compensação série e os reatores shunt considerados para cada alternativa.

Tabela 8 – Alternativas de Condutores para a LT 500 kV Tucuruí II-Itacaiunas

Alternativa	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp. shunt	Reator (1 lado)	Grau Comp. série [%] DE	PARA	Xcomp [%] DE	PARA	X _{eq} LT
4x954 MCM (SIL 1209MW)	0,177	2,862	426,148	58,8%	251	0%	35%	0,000	1,002	1,86
6x795 MCM (SIL 1460 MW)	0,145	2,358	509,776	58,8%	300	0%	21%	0,000	0,495	1,86
6x900 MCM CS (SIL 1670 MW)	0,126	1,874	545,000	58,8%	320	0%	0%	0,000	0,000	1,87

▪ **Totalização do Investimento**

A **Tabela 9** compara os custos relativos aos equipamentos para as 3 alternativas. Consta-se que a alternativa 4 x 954 MCM – SIL 1200 MW é a que resulta em menores investimentos.

Tabela 9 – Custo total da Instalação (LT + equipamentos de compensação)

Alternativas	LTs	Compensação série	Compensação shunt	Investimento VPL 2016 (milhares)
6x900 SIL 1670 MW	239,35	0,00	8,53	247,89
6x795 SIL 1460 MW	215,49	8,89	7,92	232,31
4x954 SIL 1200 MW	174,44	14,70	7,55	196,70

▪ **Incorporação do Custo de Perdas**

O diferencial de perdas elétricas entre as alternativas foram obtidas a partir de simulações de fluxo de potência, para cada cenário de permanência analisado. Considerando que as perdas elétricas obtidas no patamar de carga pesada são similares às obtidas no patamar de carga média, pode-se obter o diferencial de perdas considerando a duração do patamar de carga leve de 12 horas e os patamares de carga pesada e média totalizando 12 horas. Ponderando-se pelas correspondentes permanências de intercâmbios e utilizando um Custo Marginal de Expansão de 102 R\$/MWh, foi calculado o custo diferencial das perdas no período de 30 anos, atualizado a valor presente em 2016, com taxa de desconto de 8% (Tabela 10).

Tabela 10 – Custo de perdas total em 30 anos (R\$ milhares)

6x900 MCM SIL 1670 MW	6x795 MCM SIL 1460 MW	4x954 MCM SIL 1200 MW
0,0	12,90	17,19

▪ **Comparação Econômica das Alternativas**

A Tabela 11 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando o investimento e o custo anual das perdas em 30 anos.

Observa-se que a alternativa de 4 x 954 MCM com SIL 1200 MW e compensação série de 35% é a que apresenta menor custo global.

Tabela 11 - Custo Global (R\$ milhares)

Alternativa	6 x 900 MCM 1670 MW	6 x 795 MCM 1460 MW	4 x 954 MCM 1200 MW
Investimentos Totais (milhares)	247.89	232.31	196.70
Investimentos VPL 2016 (milhares)	247.89	232.31	196.70
Percentual em relação ao menor valor	126.0%	118.1%	100.0%
Custo das Perdas (milhares)	0.00	12.90	17.19
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	247.89	245.21	213.89
Percentual em relação ao menor valor	115.9%	114.6%	100.0%

▪ **Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Série - BCS**

O grau de compensação série do trecho em LT 500 kV Tucuruí II - Itacaiúnas foi definido considerando que essas linhas têm função de escoamento da energia da UHE Belo Monte, principalmente nos primeiros anos. Os percentuais de compensação série e suas respectivas potências foram definidos a partir da premissa de capacidade de sobrecarga de 10% durante oito horas e 35% durante 30 minutos, de acordo com os fluxos máximos obtidos nas seguintes condições:

- Ano 2016, cenário Norte exportador, configuração pré Belo Monte, ou seja, sem a SE 500 kV Parauapebas;
- Patamar de carga leve; e
- Ano 2017, geração plena da UHE Belo Monte e da UHE Tucuruí e a presença de 1 Bipolo em CCAT.

A partir de simulações de fluxo de carga considerando as condições extremas foram observados os valores máximos de corrente na LT 500 kV Tucuruí II-Itacaiúnas, previstos para os anos 2016 e 2017, anterior à entrada em operação do Bipolo 2.

Dos valores observados na Tabela 12, constata-se que a máxima corrente foi de 2,553 kA durante emergência. Entretanto, o que determinou o dimensionamento do banco de capacitor sé-

rie (BCS) é a corrente em condição normal (1,949 kA) ao invés da corrente de sobrecarga de 35% durante meia hora, definindo um BCS de 285 Mvar para este trecho.

Tabela 12 – Máximas correntes verificadas na LT 500 kV Tucuruí II-Itacaiúnas.

Ano/Cenário	LT 500 kV	Emergência	Compensação (%)	Corrente (kA)	
				Normal	Emerg.
2016 N exp (carga leve)	Tucuruí II - Itacaiúnas	Tucuruí II - Marabá	35,0	1,949	2,553
2017 N exp NE (carga leve)		Tucuruí II - Marabá		1,930	2,542

A Tabela 13, mostra o valor em Mvar do banco de capacitores série recomendado.

Tabela 13 – Potência nominal dos bancos de capacitores série

LT 500 kV	Terminal [Para]	Compensação (%)	Mvar [Para]
Tucuruí II - Itacaiúnas	Itacaiúnas	35,0	285

A Tabela 14 resume os valores em Mvar dos reatores shunts recomendados.

Tabela 14 – Potência nominal dos reatores shunts (Mvar)

LT 500 kV	Grau de Compensação Shunt (%)	Reator de linha De/Para [Mvar]
Tucuruí II-Itacaiúnas	58,8	0/252

A Tabela 15 apresenta os reatores manobráveis adicionais necessários de modo a prover ao sistema proposto suporte necessário para o controle de tensão, considerando a presença dos reatores existentes ou com outorga equacionada.

Tabela 15 – Reatores de barra propostos (Mvar)

SE	Reator de barra [Mvar]
Itacaiúnas	1 x 136 Mvar

4.3.3 Trecho Tucuruí I/II-Marabá (Fluxos Elevados)

A Tabela 16 apresenta os limites de carregamento das linhas de transmissão deste trecho, considerando os valores constantes nos CPST (Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão), sem restrições de equipamentos terminais.

Tabela 16 – Capacidades das LT 500 kV e das compensações série do trecho Tucuruí Etapa I e II/Marabá

Circuito	Trecho	Capacidade longa duração/condição normal (MVA)	Capacidade curta duração/emergência (MVA)
Tucuruí Etapa I – Marabá (C1)	LT	2038	2568
	BCS	2030	2695
Tucuruí Etapa I – Marabá (C2)	LT	2608	3287
	BCS	2000	2695
Tucuruí Etapa II – Marabá (C3)	LT	2000	2460
	BCS	2000	2700
Tucuruí Etapa II – Marabá (C4)	LT	2695	2695
	BCS	2000	2700

A condição mais adversa, sob a qual será submetido o trecho de 500 kV entre Tucuruí e Marabá, ocorre no patamar de carga leve na configuração de 1 Bipolo (Xingu – Terminal Minas) e com geração plena nas UHEs de Tucuruí Etapa I e II e Belo Monte, levando a carregamentos da ordem de 1800 MVA, conforme Figura 20.

Para as simulações de fluxo de carga realizadas, considerou-se:

- Período úmido;
- Despacho pleno (com as duas casas de força) da UHE Tucuruí, 8.270MW; UHE Belo Monte (casa de força principal e secundária) com 11.230MW.

A Figura 19 apresenta o diagrama unifilar simplificado da configuração elétrica da região de interesse, considerando os ajustes na topologia proposta na SE Tucuruí Etapa I e II conforme item 4.2.1.

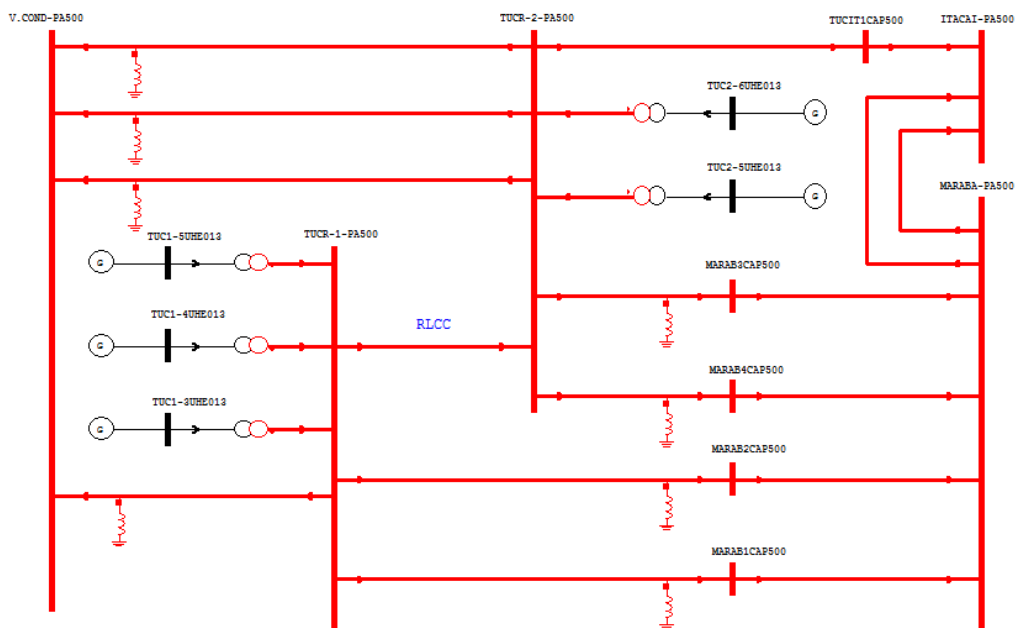


Figura 19 – Diagrama Unifilar Simplificado da região de interesse considerando a nova configuração da SE Tucuruí Etapa I e II

Nesta configuração o 4º circuito de 500 kV Tucuruí / Vila do Conde indicado em [12] (caso essa obra futuramente seja necessária quando do término da reavaliação dos estudos de atendimento a Região de Belém) e o 3º circuito de 500 kV Tucuruí / Marabá, estão conectados na SE Tucuruí Etapa II, alterando portanto, a configuração de referência utilizada no GT Belo Monte.

Ressalta-se que as análises aqui presente não contemplará o 4º circuito de 500 kV Tucuruí / Vila do Conde indicada em [12] e considera o reator limitador de curto-circuito desligado.

A partir de 2017 no período úmido da região norte e a partir da 9ª máquina, conforme item 10, serão necessárias as adequações previstas na SE Tucuruí, ou seja, abertura do reator limitador entre Tucuruí Etapa I e II para evitar superação da capacidade do sistema de 500 kV.

Apesar dos fluxos elevados, o sistema em 2017 apresenta bom desempenho em regime normal de operação.

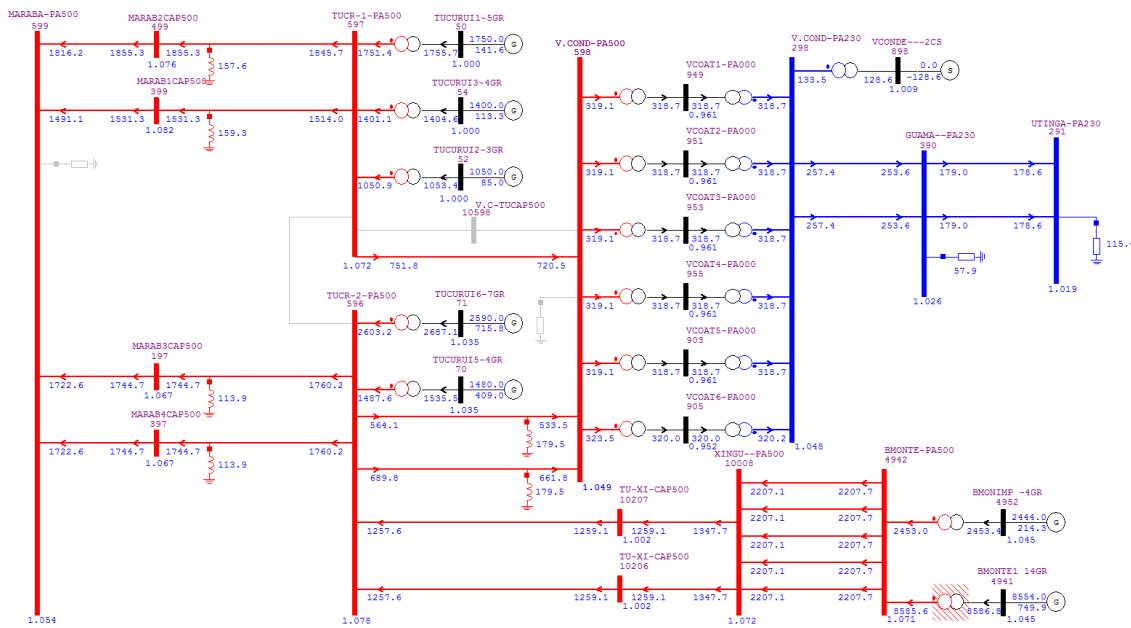


Figura 20 – Condição normal, Norte exportador, carga leve, 2017, sem reator limitador e as UHes Tucuruí e Belo Monte com máximo despacho.

Cabe ressaltar que, com a nova configuração da SE Tucuruí, o escoamento de toda a geração da casa de força 1 quando o reator limitador estiver desligado (situação necessária quando houver despacho máximo das usinas de Tucuruí e Belo Monte, para que, não haja superação por nível de curto-circuito o reator limitador deverá ser desligado de forma a evitar tal superação) se dá através das LTs 500 kV Tucuruí Etapa I / Marabá - C1 e C2 de 4x636MCM e 4x954MCM respectivamente.

Na situação de emergência da LT 500 kV Tucuruí Etapa I -Marabá C2, ocorrerá fluxo da ordem de 3100 MVA, que acarretará sobrecarga nos capacitores série, como pode ser observado na Figura 21.

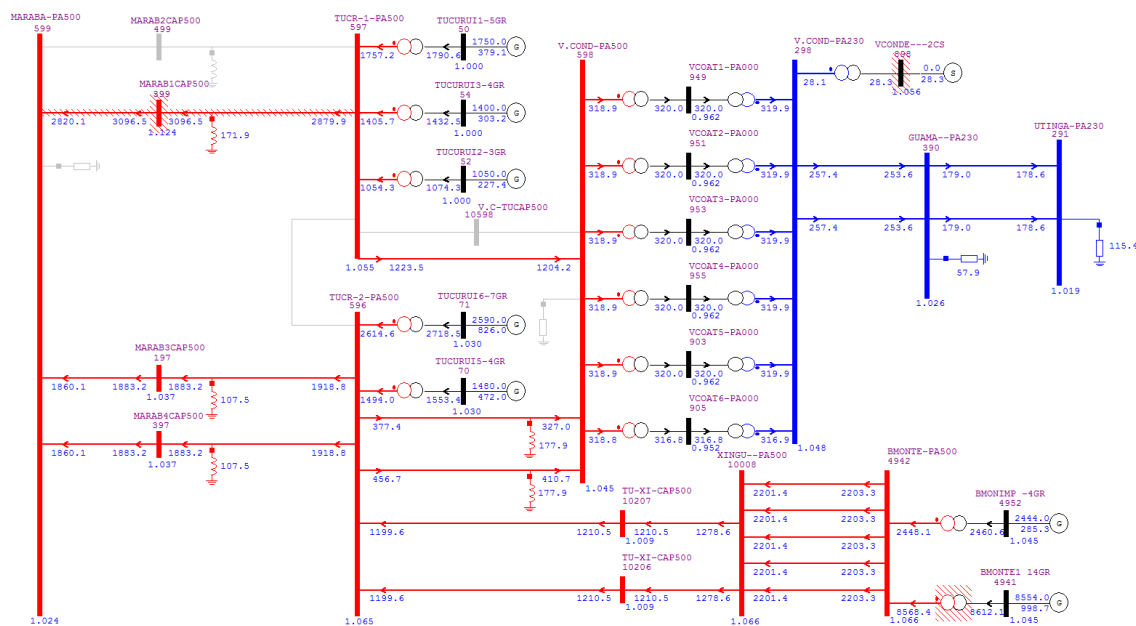


Figura 21 – Emergência Tucuruí Etapa I - Marabá C2, Norte exportador, carga leve, 2017. Configuração sem reator limitador e as UHEs Tucuruí e Belo Monte com máximo despacho.

Ainda em 2017, considerando as contingências dos circuitos da Linha de Transmissão 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá, verifica-se que o fluxo nos circuitos remanescentes é superior ao valor limite de sobrecarga definido no CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) destes empreendimentos linhas, conforme apresentado na Figura 21, Figura 22 e Tabela 16.

Apesar da LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá C2 ter um maior valor de sobrecarga de curta duração em relação ao circuito C1, a contingência do circuito C1 resulta em sobrecarga na compensação série do C2, conforme Figura 22.

Uma solução seria a recapacitação da compensação série da LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá C2, para um limite de curta duração de 3200 MVA. Ou seja, aumentar em 17% em relação ao valor hoje praticado. Outra possibilidade para solucionar essa sobrecarga seria instalar compensação série na LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde C2 de aproximadamente 50%.

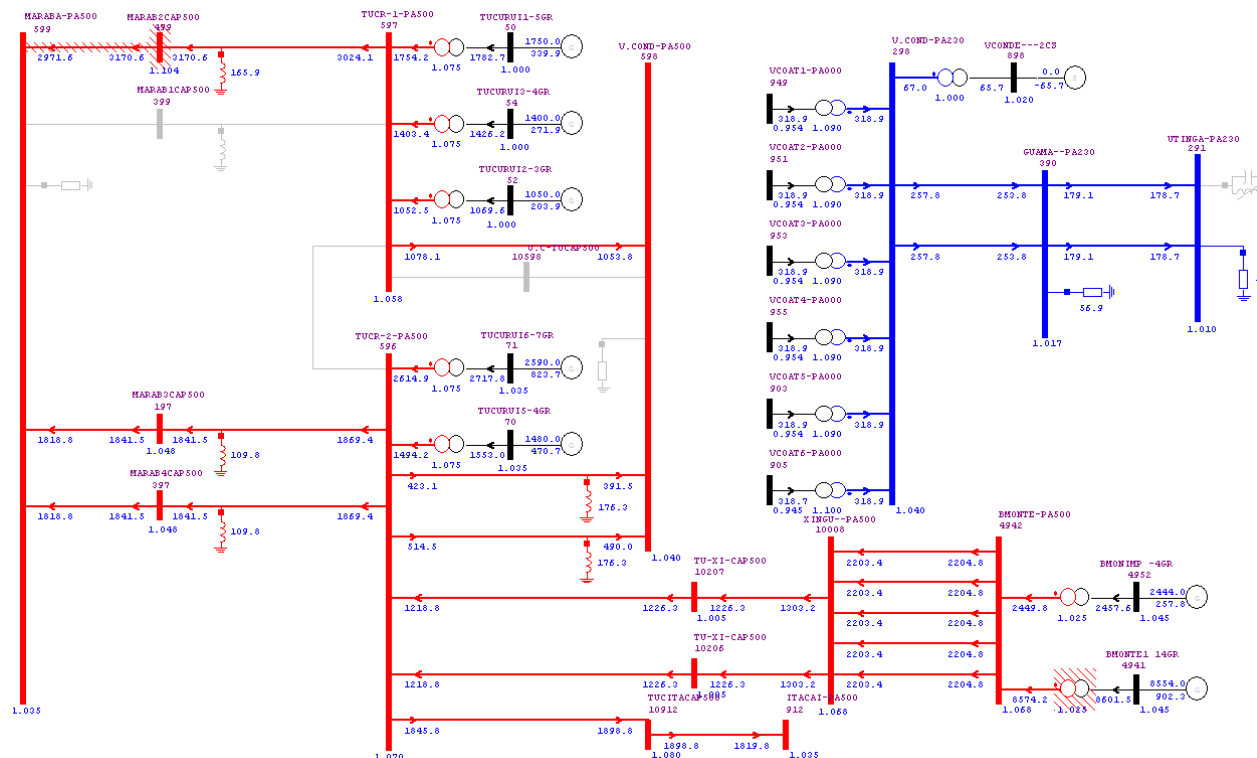
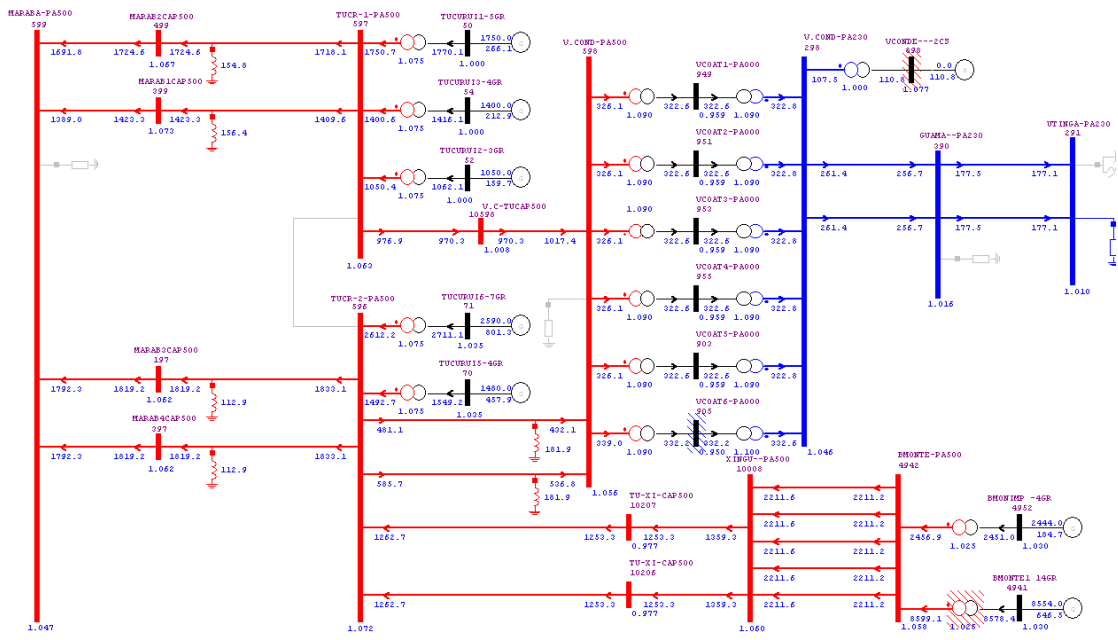


Figura 22 – Emergência Tucuruí Etapa I - Marabá C1, Norte exportador, carga leve, 2017. Configuração em reator limitador e as UHes Tucuruí e Belo Monte com máximo despacho.

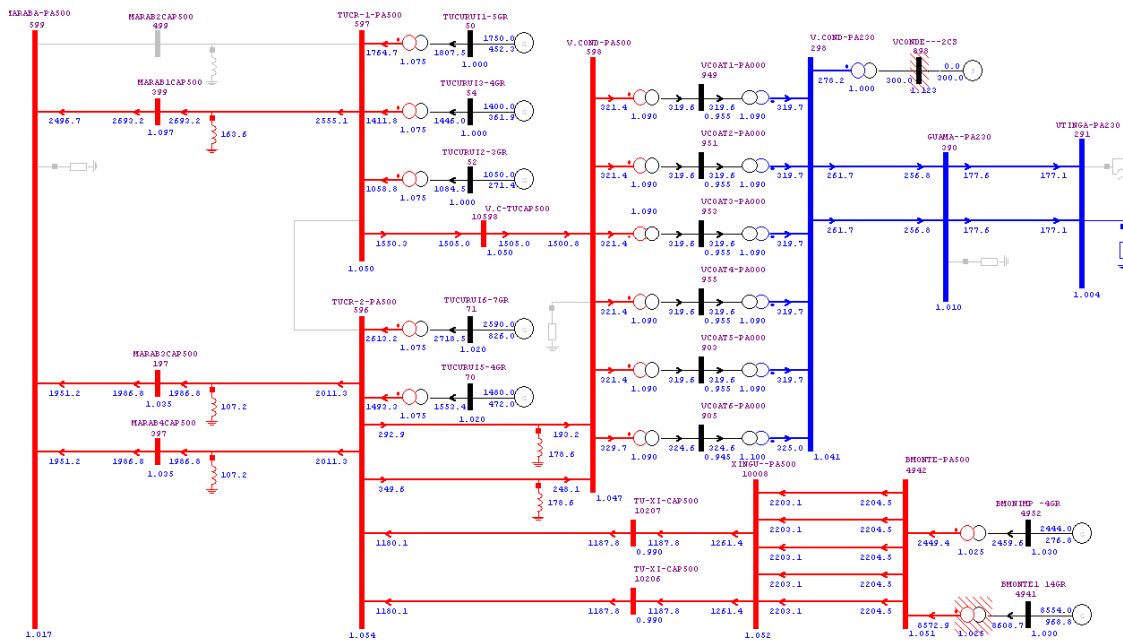
Conforme resultados apresentados nas simulações de fluxo de potência, observa-se que na emergência das linhas de transmissão 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá, os circuitos remanescentes C1 e C2 apresentam sobrecarga acima do limite do CPST de 3100MVA e 3170MVA respectivamente. Mesmo o circuito C2 que apresenta um limite maior estará limitado pela compensação série que, permite sobrecarga de 2685MVA apenas por 30 minutos.

Uma solução vislumbrada para resolver a sobrecarga nas emergências analisadas seria a implantação de compensação série de 50% na Linha de Transmissão 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde de C2 que desviaria o fluxo direto para a carga (área metropolitana de Belém e consumidores industriais).

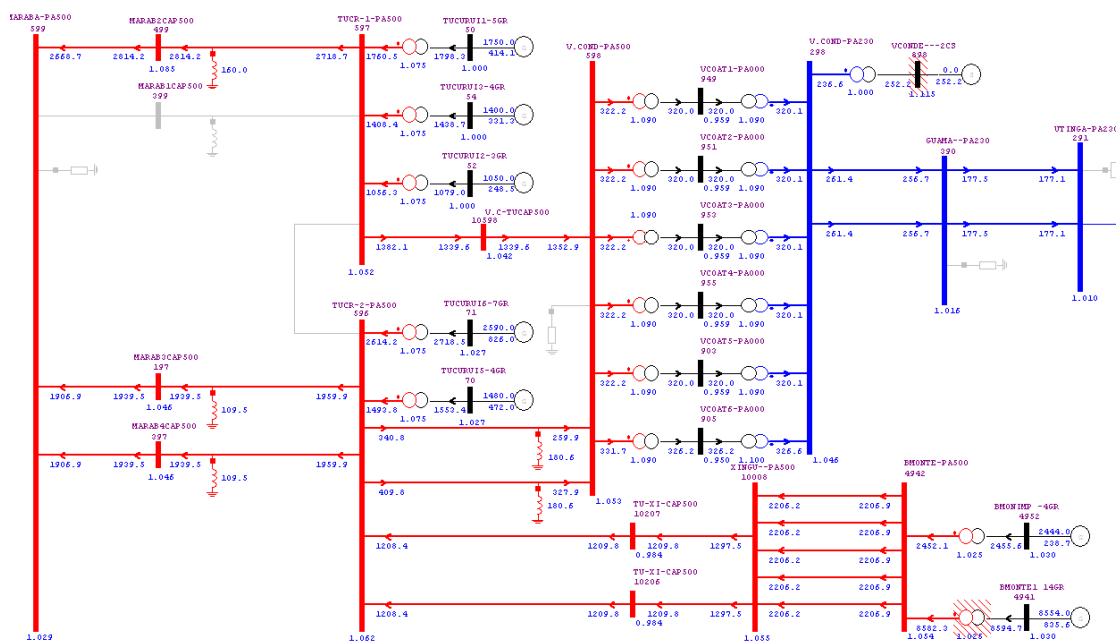
A Figura 23 (a) apresenta o sistema em regime normal de operação considerando a implantação da compensação série mencionada.



(a)



(b)



(c)

Figura 23 – Com compensação série na LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde C1 (50%). (a) condição normal, (b) perda da LT Tucuruí Etapa I - Marabá C2 e (c) perda da LT Tucuruí Etapa I - Marabá C1. Norte exportador, carga leve, 2017

O resultado da simulação da Figura 23 (a) demonstra que ao se implantar a compensação série na Linha de Transmissão 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde – C2, o fluxo na referida linha aumenta em aproximadamente 41% (1017MVA, ao invés de 721 MVA conforme indicado Figura 20). Além disso, ao verificar as emergências das Linhas de Transmissão 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá C1 e C2, verifica-se redução significativa no fluxo que passa pelos circuitos remanescentes, ficando dentro dos limites do CPST, conforme pode ser observado nas Figura 23 (b e c).

Observa-se também fluxo elevado na LT 500 kV Tucuruí Etapa II - Marabá (C3). Contudo, considerando compensação série na LT 500 kV Tucuruí Etapa II - Itacaiúnas de cerca de 35% (linha de transmissão com 4 x 954 MCM, SIL 1200 MW), não se observa sobrecarga na compensação série durante emergência.

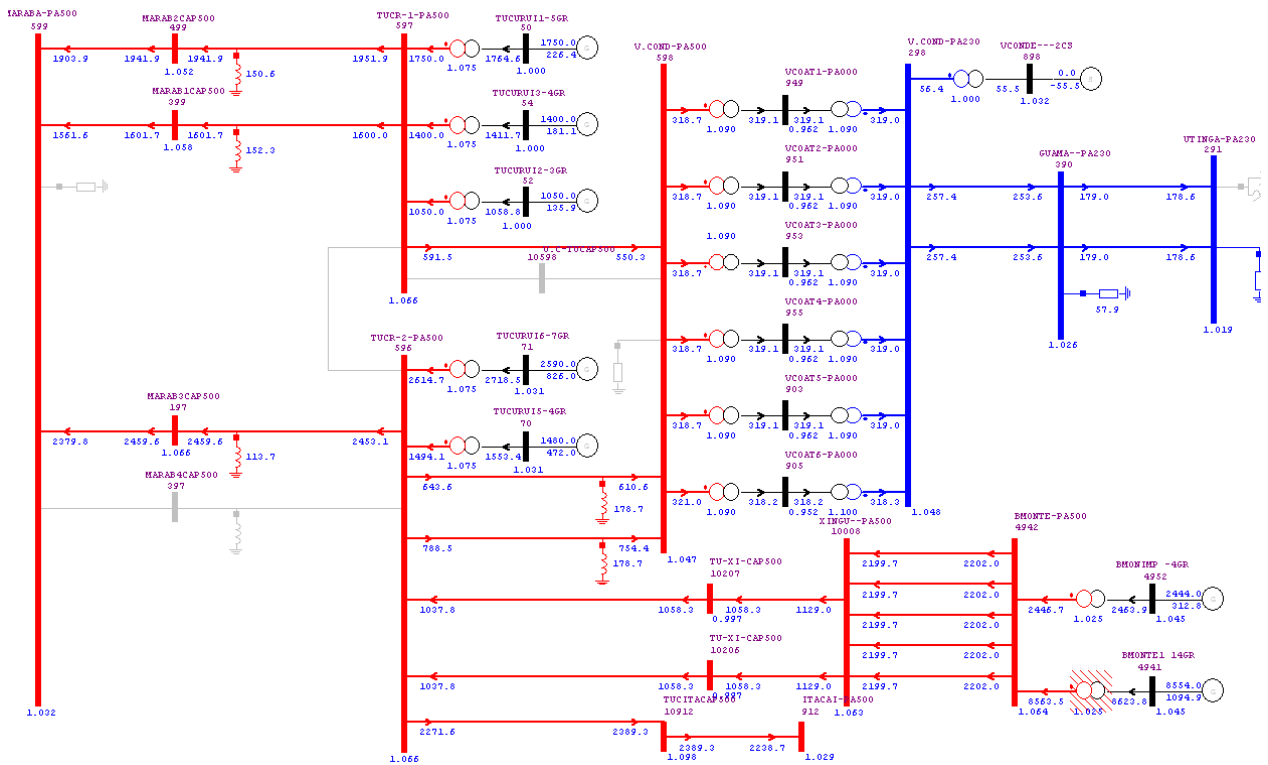


Figura 24– Emergência da LT Tucuruí Etapa II - Marabá C4, Norte exportador, carga leve, 2017 com Compensação série na LT 500 kV Tucuruí Etapa II - Itacaiúnas de cerca de 35% (Linhas com 4 x 954 MCM, SIL 1200 MW)

Será necessário adequar a capacidade de curta duração do circuito 3 da LT 500 kV Tucuruí Etapa II - Marabá, de modo a ter a mesma capacidade de emergência do banco de compensador série (2700 MVA), para evitar sobrecarga na emergência entre Tucuruí Etapa II e Marabá.

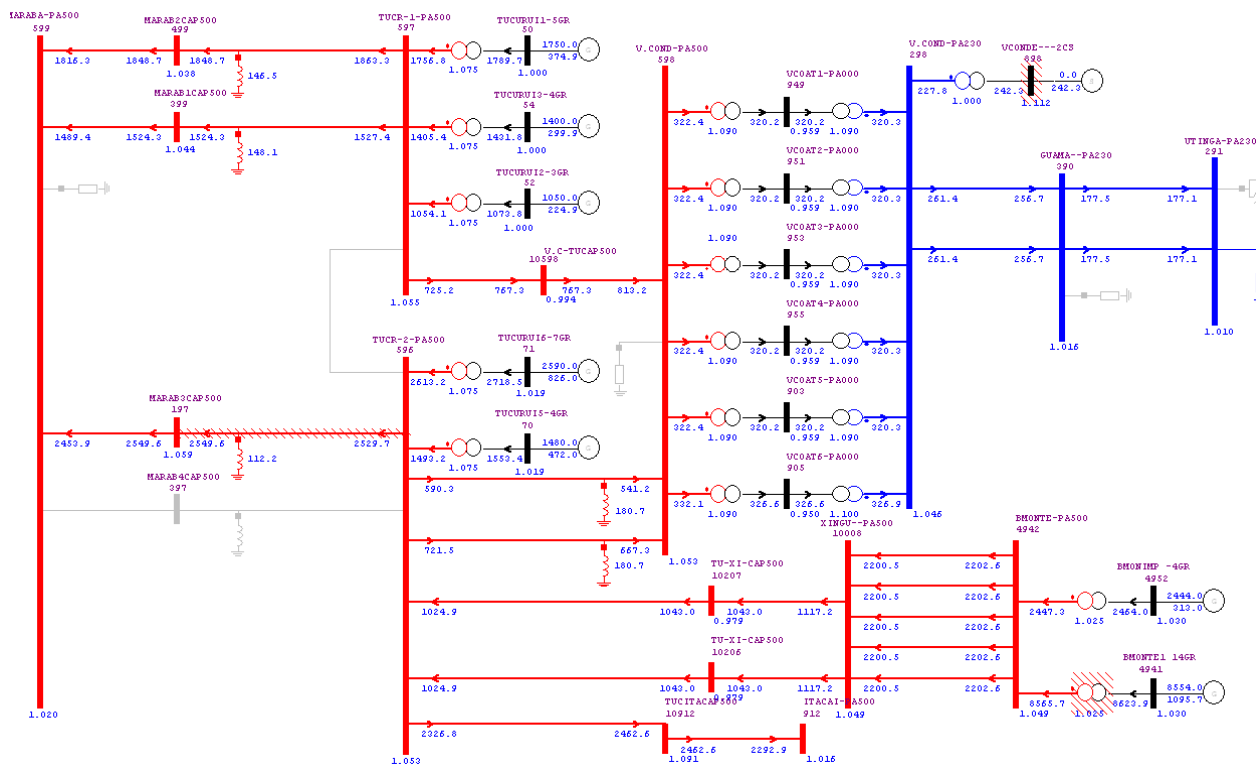


Figura 25– Perda da LT Tucuruí Etapa II - Marabá C4. Com compensação série na LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde C1 (50%). Norte exportador, carga leve. Ano 2017.

Com o objetivo de avaliar a adequação dos nominais do banco de capacitores série na LT 500 kV Tucuruí – V. do Conde num horizonte além do ano 2020, utilizou-se um fluxo estimado para o ano 2025 (ano imediatamente anterior à entrada da 3ª LT 500 kV Tucuruí II – V. Conde).

Sendo assim, observam-se os seguintes valores de potência e suas respectivas correntes nominais nos bancos de capacitores (vide análises dos itens 4.3.3 e 4.3.4):

- 2017: 192 Mvar (1,23 kA);
- 2020: 245 Mvar (1,39 kA);
- 2025: 344 Mvar (1,646 kA);

Com base nas análises das correntes observadas no trecho em 500 kV Tucuruí I – V. do Conde ao longo do horizonte de estudo, recomenda-se a compensação série 50% da reatância da linha e nominal de 344 Mvar deste trecho.

Cabe ressaltar que a viabilidade da instalação da compensação série no pátio de 500 kV da SE Vila do Conde no montante indicado deverá ser verificado pela proprietária Eletrobras Eletronorte.

4.3.4 Compensador Estático Utinga 230 kV (-100/300 Mvar)

A contingência mais severa na região de atendimento à Belém é a perda da LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde C2 provocando subtenção em toda região metropolitana de Belém.

A Figura 26 mostra os fluxos de potência e perfis de tensão considerando a contingência em referência.

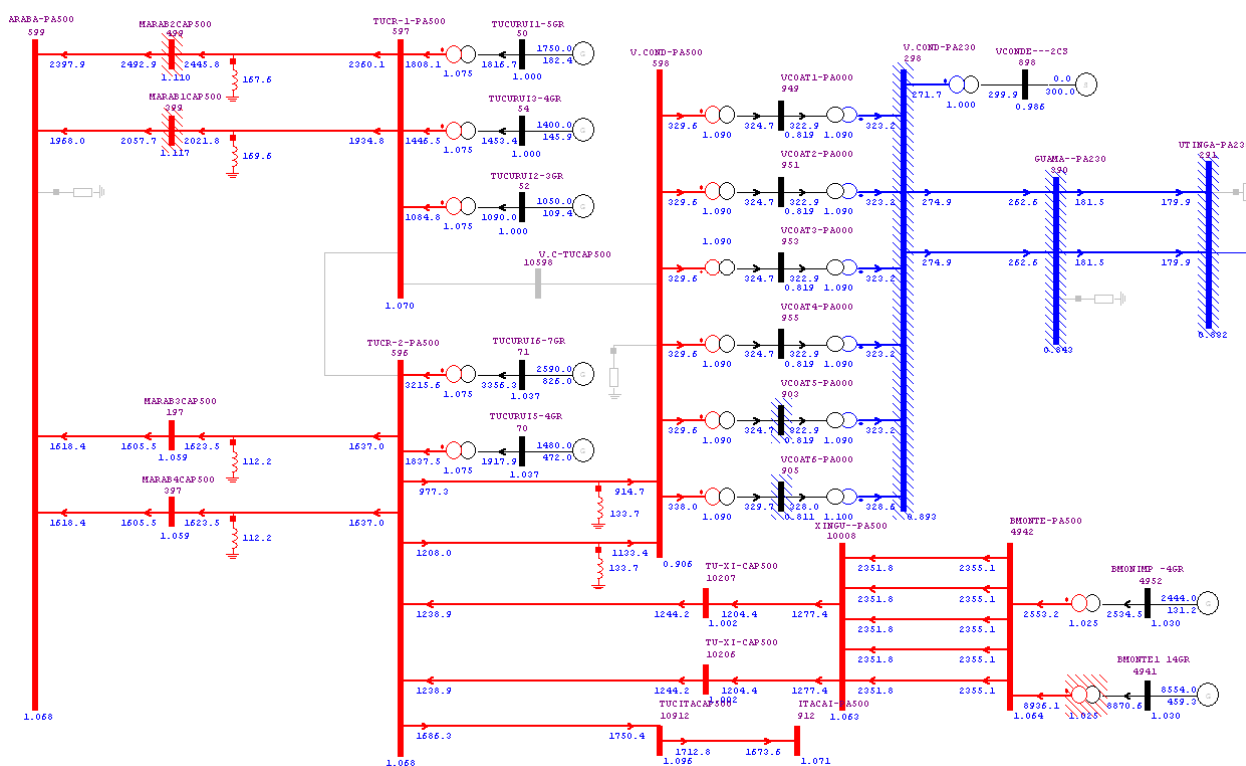


Figura 26 – Ano 2017 Contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde - C2

Pelos resultados da simulação apresentados na figura 11, percebe-se que, o impacto desta emergência no sistema provoca um déficit de potência reativa mostrando que os dois compensadores síncronos da SE Vila do Conde (-180/+300 Mvar) já não são mais suficientes para suprir essa demanda de potência reativa. Os estudos da [12] indicou um compensador estático na SE Utinga 230 kV e a Figura 27 apresenta a simulação da mesma emergência considerando a antecipação deste compensador estático para o ano de 2017.

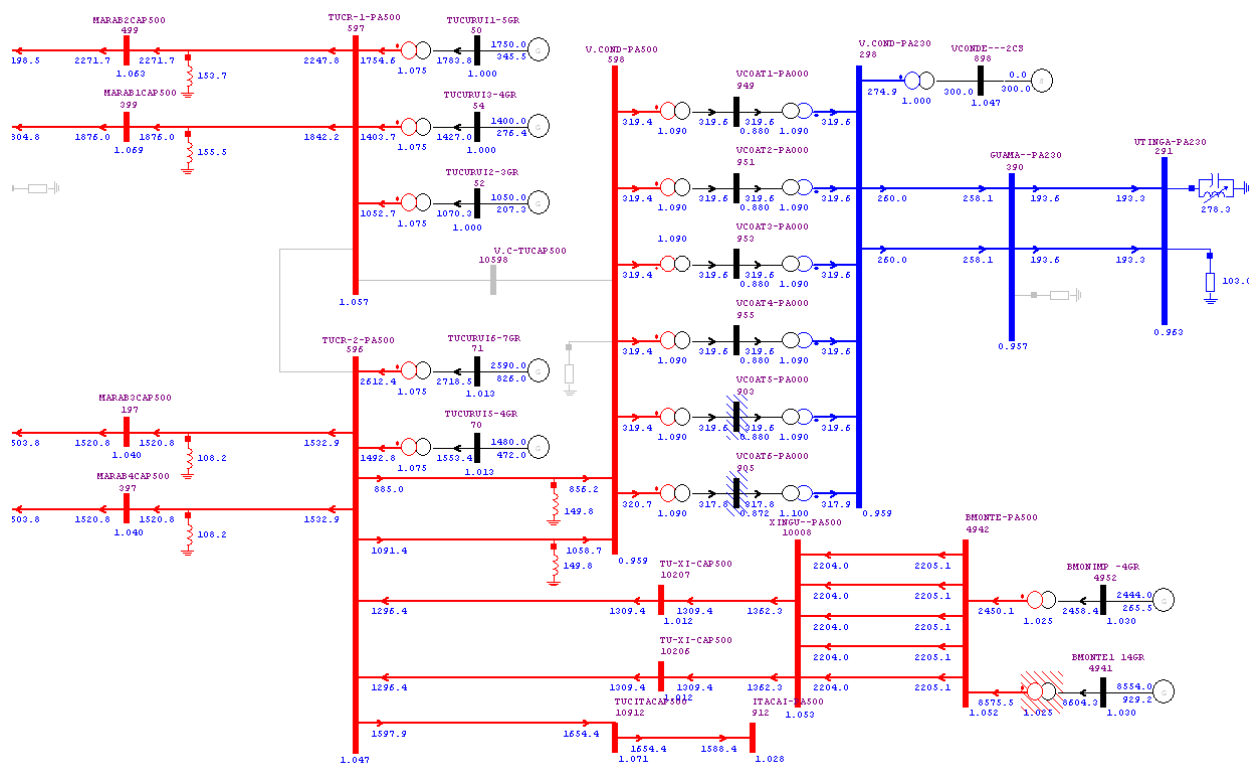


Figura 27 – Ano 2017 Contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde - C2 considerando compensador estático na SE 230 kV Utinga (-100/+300Mvar)

Os resultados da Figura 27 (contingência da LT 500 kV Tucuruí Etapa I / Vila do Conde - C2) mostram que os síncronos juntamente com o compensador estático da SE Utinga contribuíram com cerca de 578Mvar para manter o sistema dentro da faixa operativa durante a contingência em tela.

As Figura 28 a Figura 34 apresentam o sistema no ano de 2020 em regime normal de operação, com compensador estático na SE Utinga (-100/+300Mvar) e patamar de carga leve com as UHEs Tucuruí e Belo Monte com despacho máximo e reator limitador de Tucuruí desligado, bem como simulações de emergências na área de interesse.

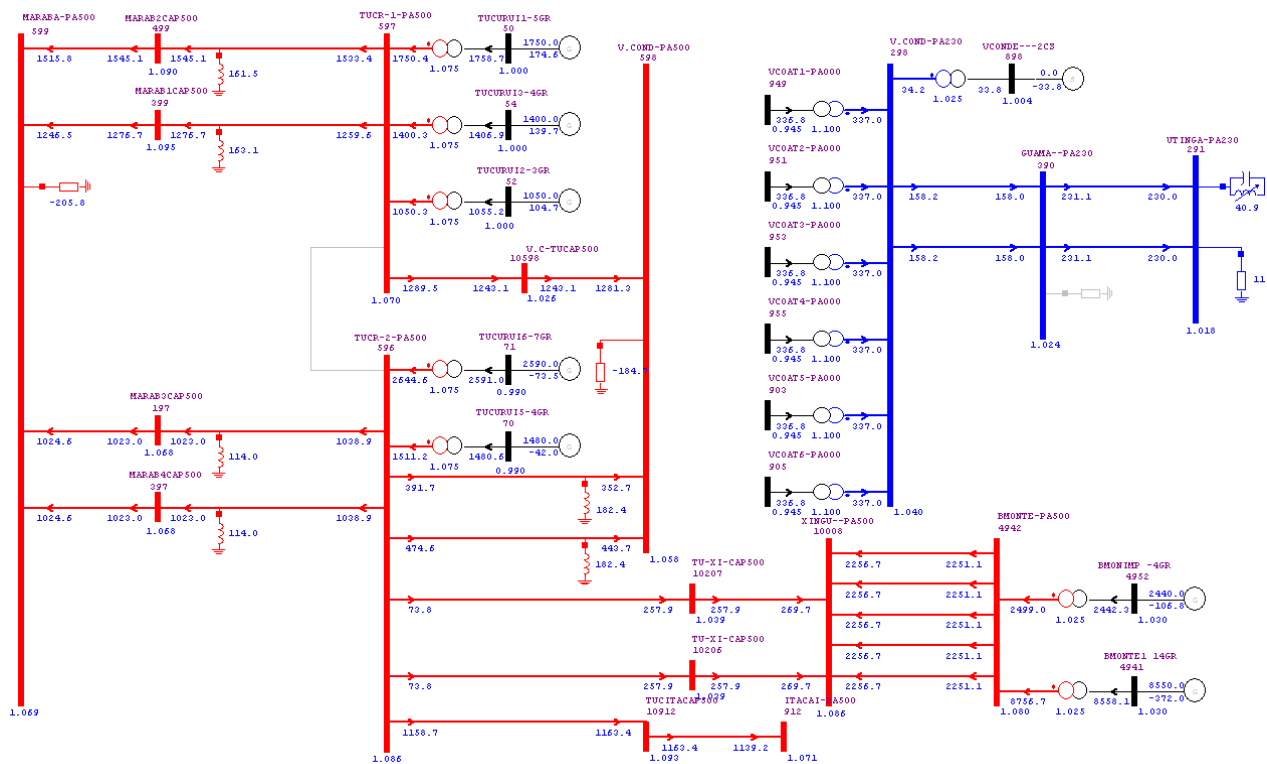


Figura 28 – Ano 2020 regime permanente

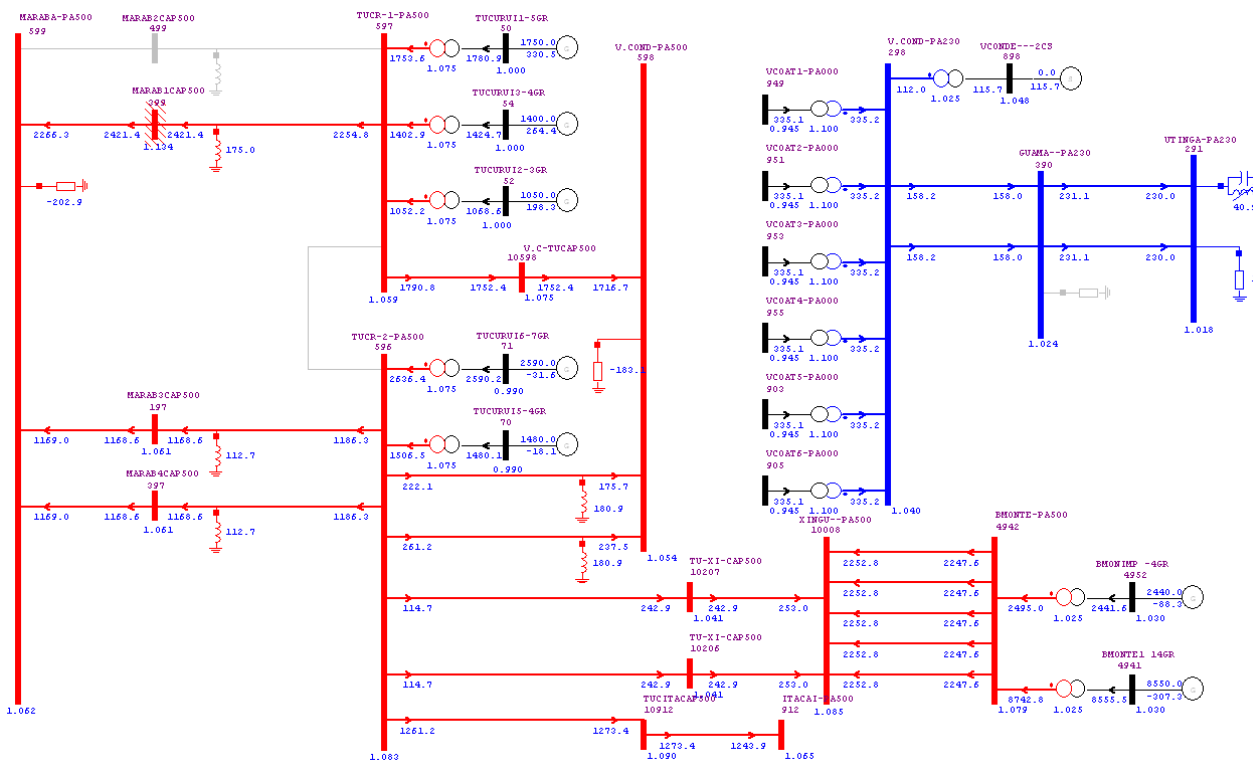


Figura 29 – Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa I / Marabá - C2

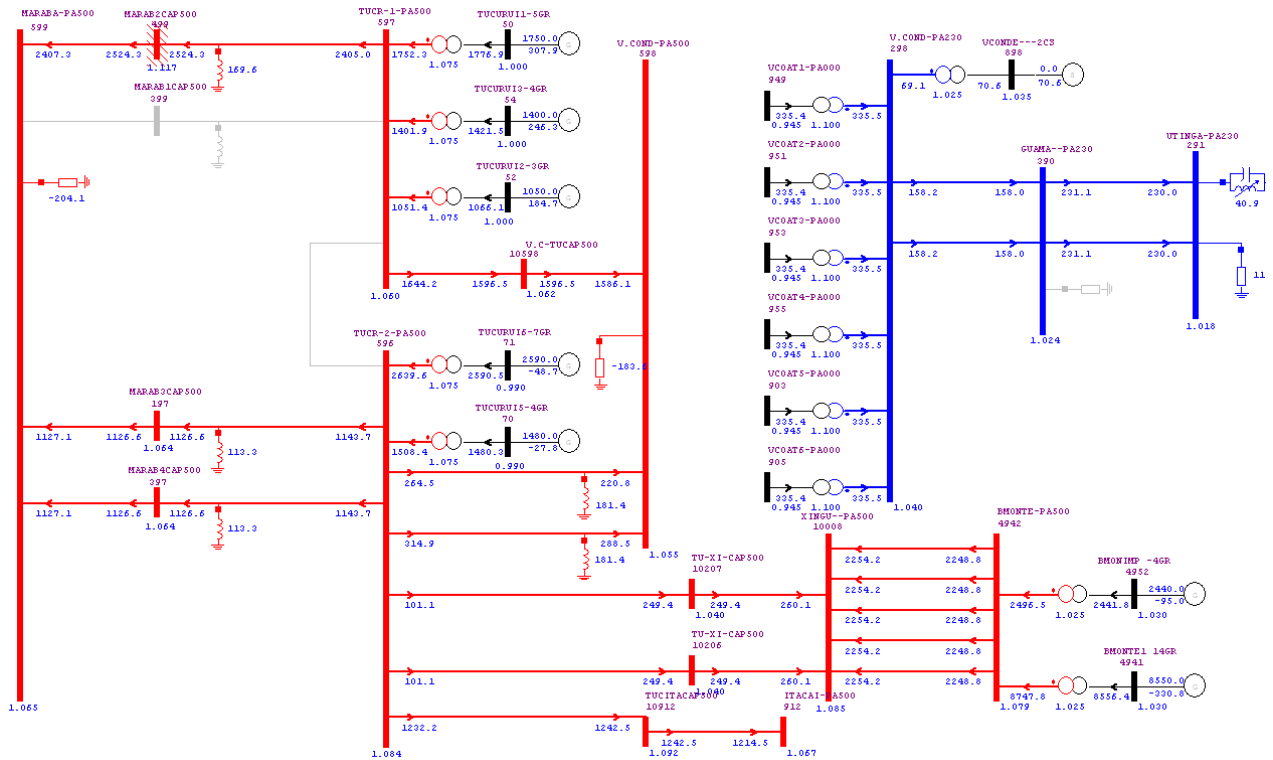


Figura 30 - Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa I / Marabá - C1

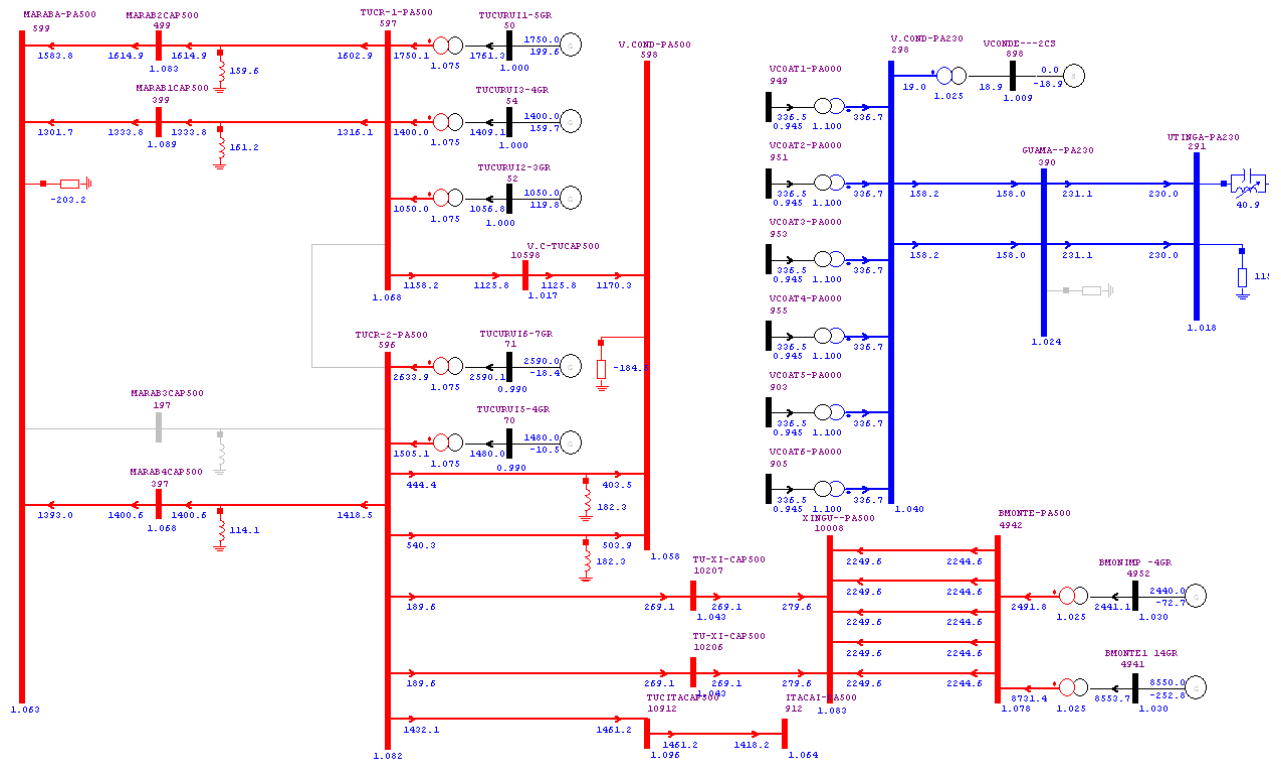


Figura 31 - Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa II / Marabá - C3

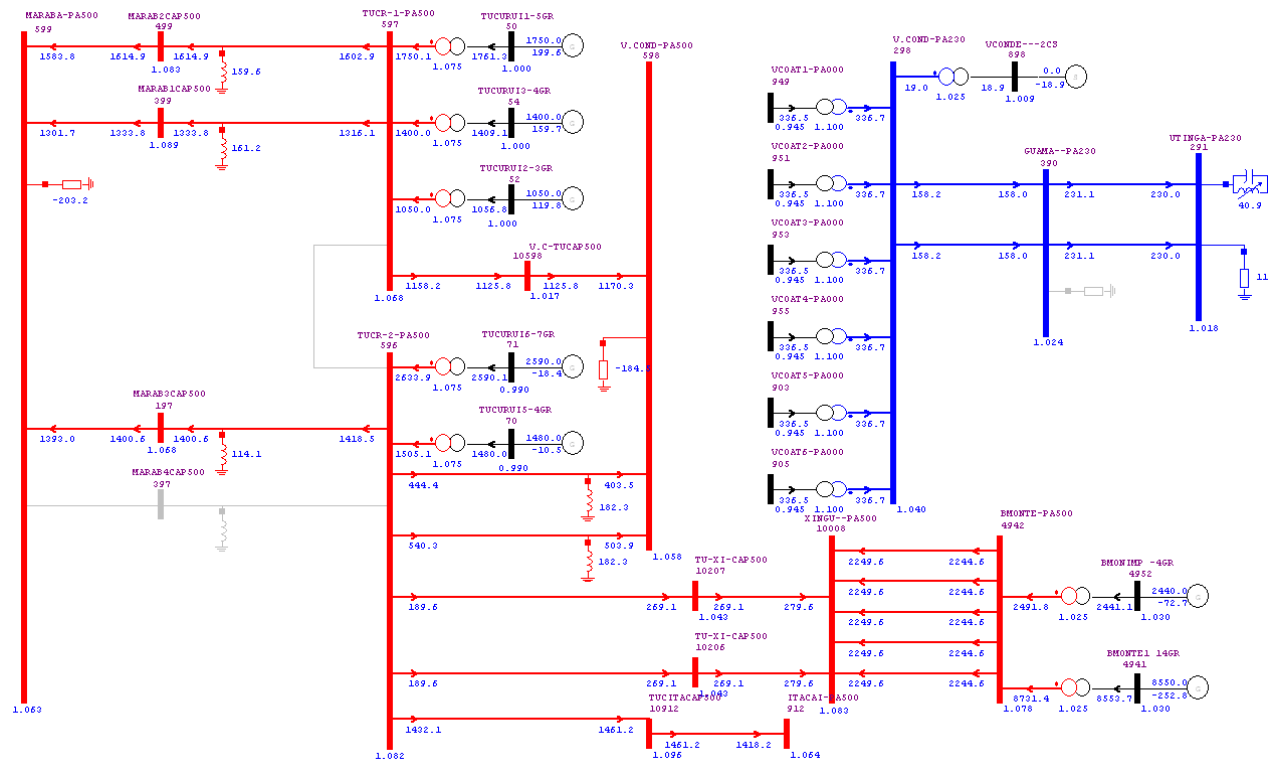


Figura 32 - Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa II / Marabá - C4

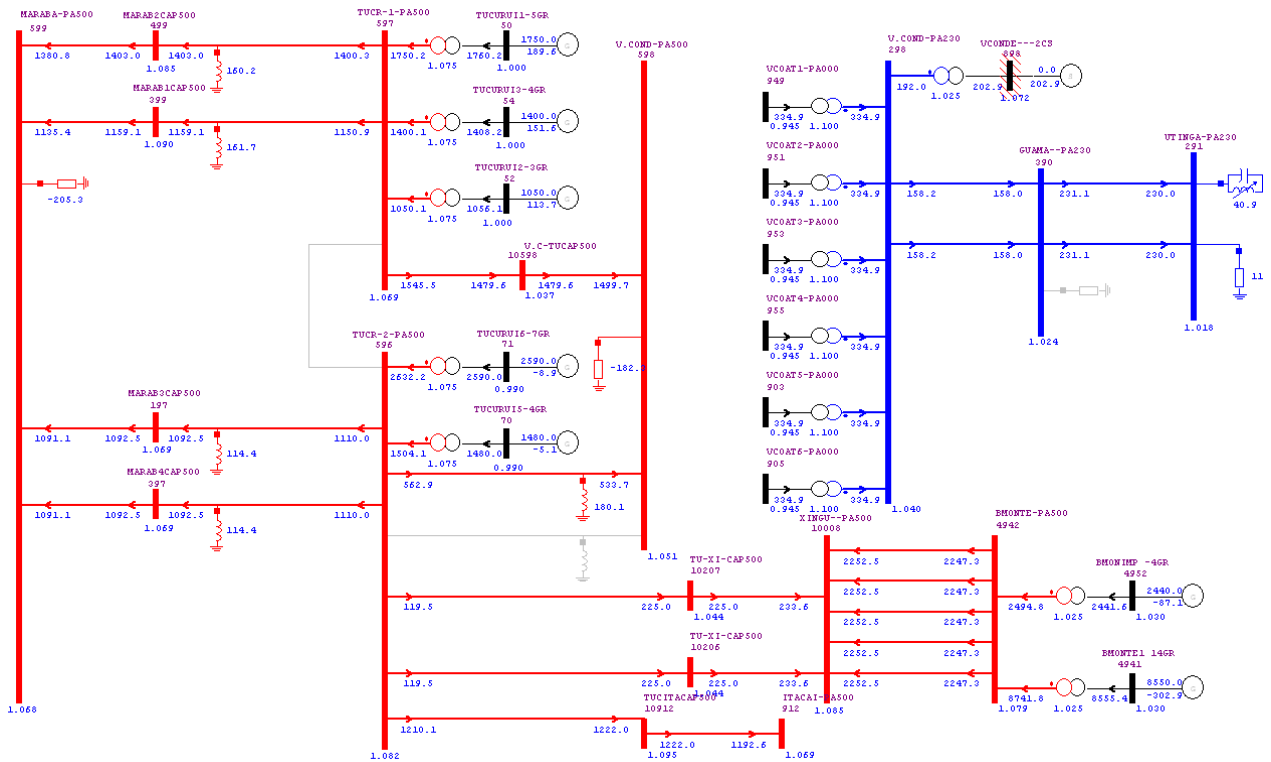


Figura 33 - Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa II / Vila do Conde - C3

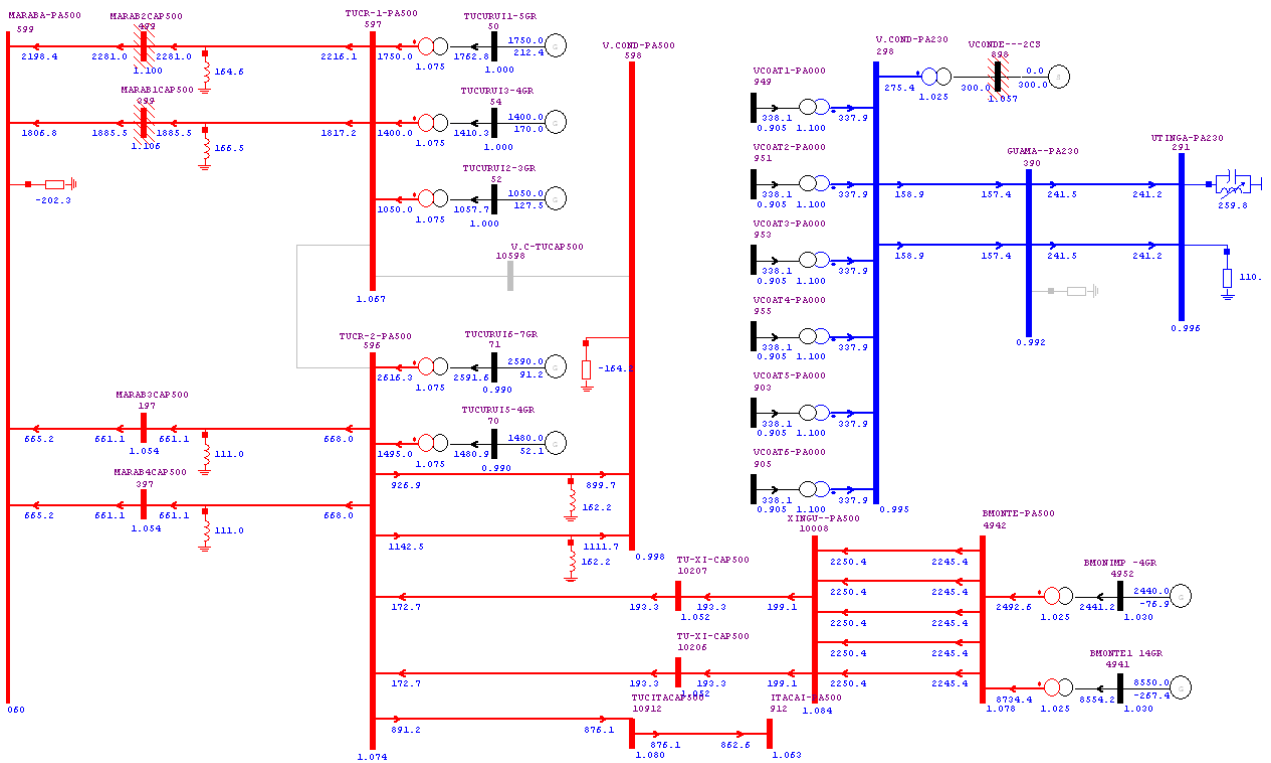


Figura 34 - Ano 2020 contingência LT 500 kV Tucuruí Etapa I / Vila do Conde - C2

4.3.5 LT 500 kV Itacaiunas – Parauapebas

As condições extremas para a LT 500 kV Itacaiunas-Parauapebas ocorrem no cenário de carga pesada, ano 2020. O carregamento mais elevado ocorre quando a geração de Belo Monte é cerca de 8.000 MW. De forma a maximizar o carregamento elevado na interligação Norte-Sul, ajusta-se a região Nordeste para exportar cerca de 1400 MW.

No ano 2021, considerando a presença das UHEs Marabá e Serra Quebrada, observa-se fluxos ainda maiores na LT 500 kV Itacaiunas-Parauapebas de cerca de 954 MW. Nesta condição, a geração de Belo Monte é cerca de 8.000 MW e a região Nordeste estará recebendo cerca de 3.400 MW. (Figura 35).

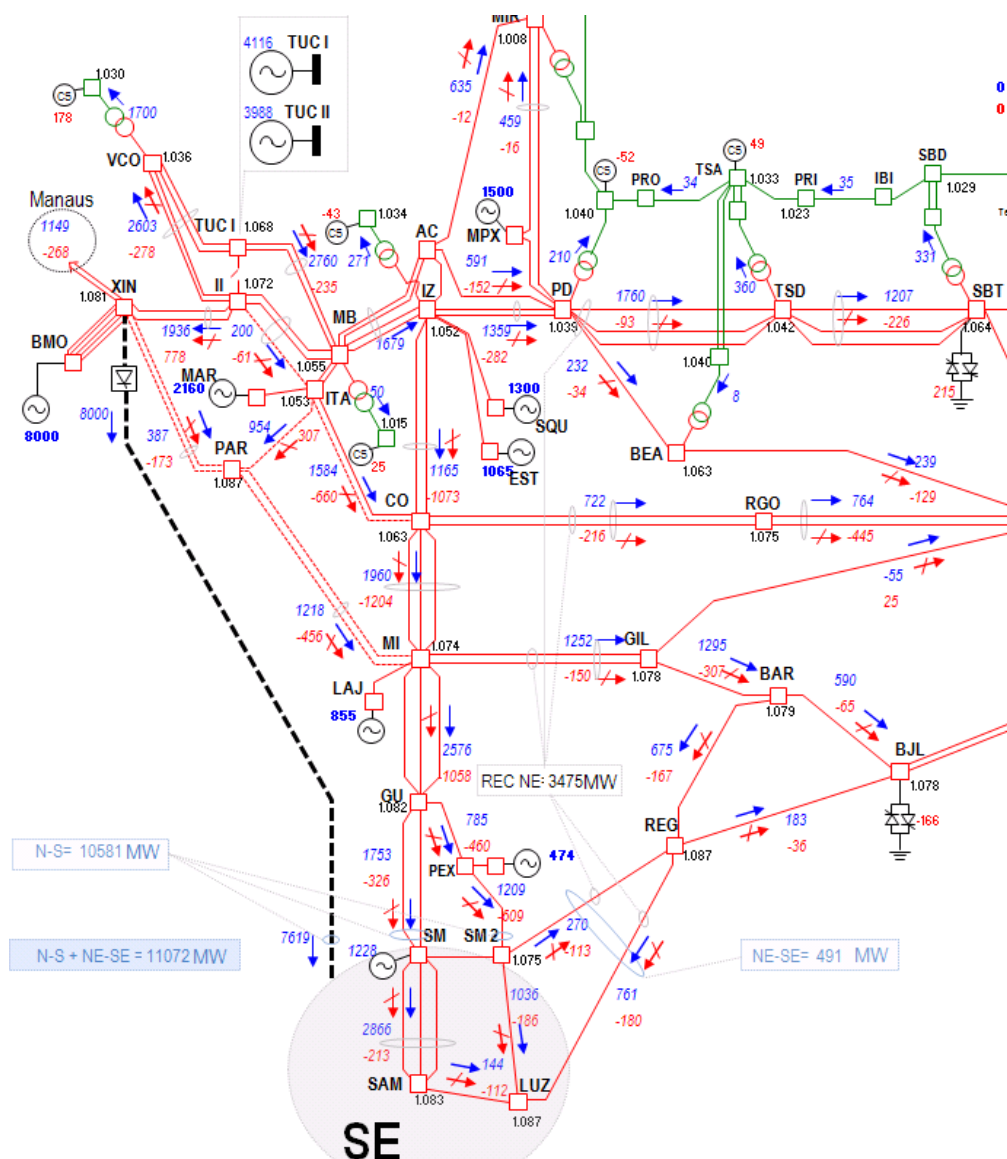


Figura 35 – Condição normal. Norte exportador, carga pesada, 2021 (UHEs Belo Monte, Marabá e Serra Quebrada)

Nesta situação, a emergência da LT 500 kV Xingu-Tucuruí II, acarretará fluxo da ordem de 1.092 MW na LT 500 kV Itacaiunas-Parauapebas, como pode-se observar na Figura 36.

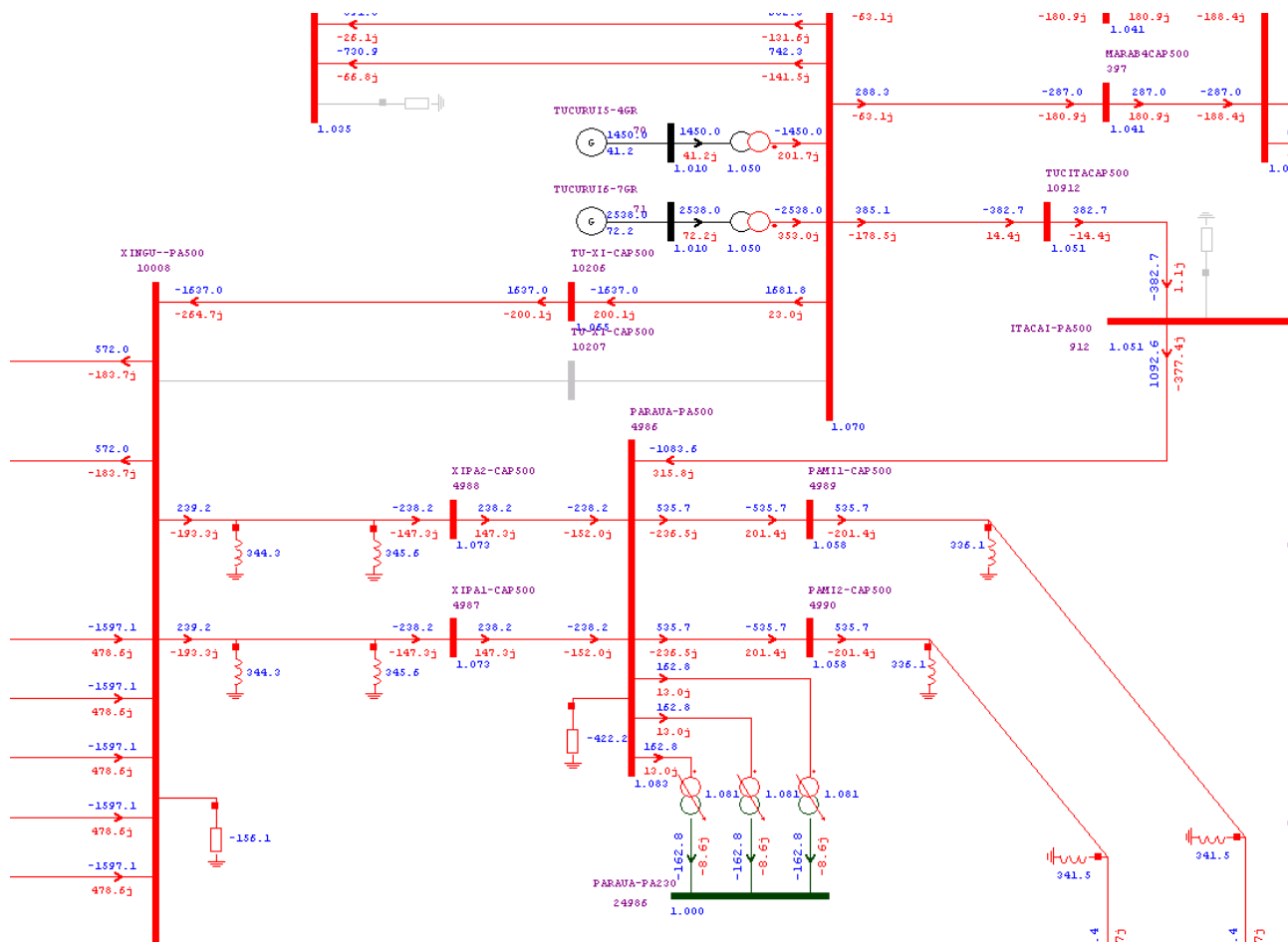


Figura 36– Emergência LT Xingu-Tucuruí Etapa II. Norte exportador, carga pesada, 2021 com geração da UHE Belo Monte 8.000 MW (UHEs Marabá e Serra Quebrada).

A emergência da LT 500 kV Xingu-Parauapebas, quando considerado despacho pleno das usinas Belo Monte, Marabá e Serra Quebrada, acarretará fluxo da ordem de 1175 MW na LT em análise, como pode-se observar na Figura 37.

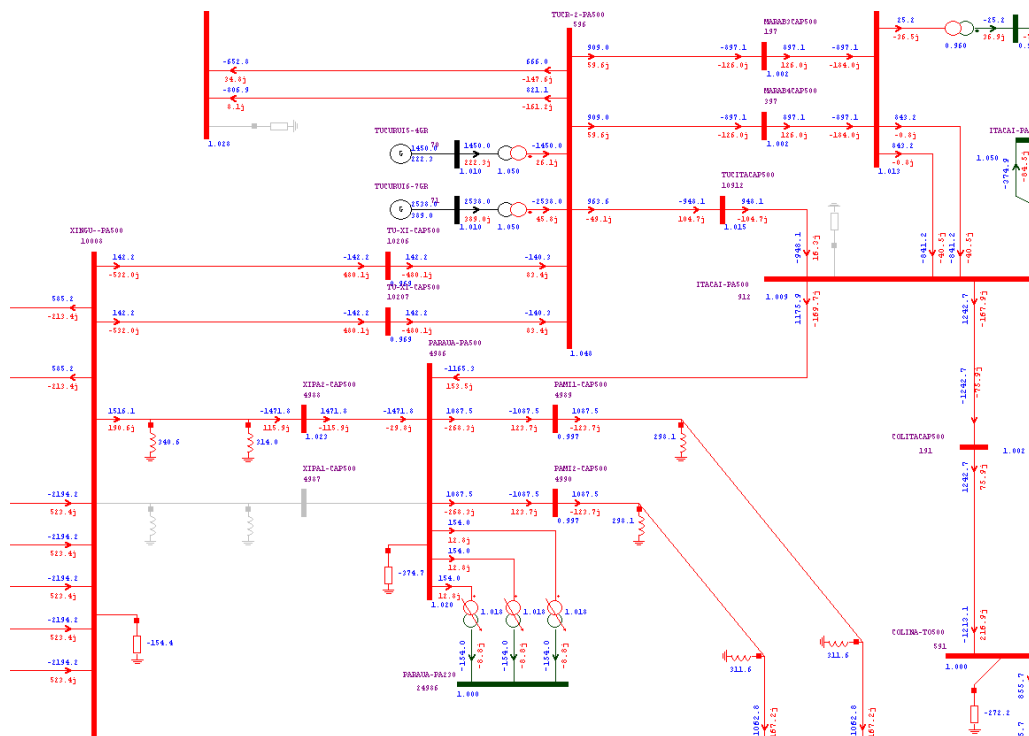


Figura 37– Emergência LT Xingu-Parauapebas. Norte exportador, carga pesada. 2021 (Geração plena da UHE Belo Monte, Marabá e Serra Quebrada).

Por se tratar de uma linha curta (115 km), ser um reforço regional e ter carregamentos esperados, não foi avaliada neste caso, a configuração de 6 condutores por fase.

4.3.6 SE Parauapebas 500 kV

As coordenadas utilizadas inicialmente para a localização da SE Parauapebas, na primeira etapa do estudo, se mostraram inviáveis após trabalhos de campo efetuados pela Eletrobras Eletronorte. Para dar andamento aos relatórios, ficou acertado que a EPE e a Taesa utilizariam o novo ponto indicado pela Eletrobras Eletronorte.

Este novo ponto deverá situar-se aproximadamente a 1,2 km da cidade de Parauapebas, conforme mostrado na Figura 38. O quadrado vermelho é uma representação sem precisão da área de 700 m x 700 m, ao lado da PA-257, destinada a SE Parauapebas. Essa área está a 800 metros do perímetro urbano, porém o local é uma área rural de pasto.



Figura 38 – Localização da SE Parauapebas

O arranjo proposto prevê 3 novos bays como expansão futura (Figura 39). Dessa forma, a SE deverá ser projetada contemplando espaço físico para 3 novas entradas de linhas em 500 kV, 3 bancos de transformadores e pátio de 230 kV.

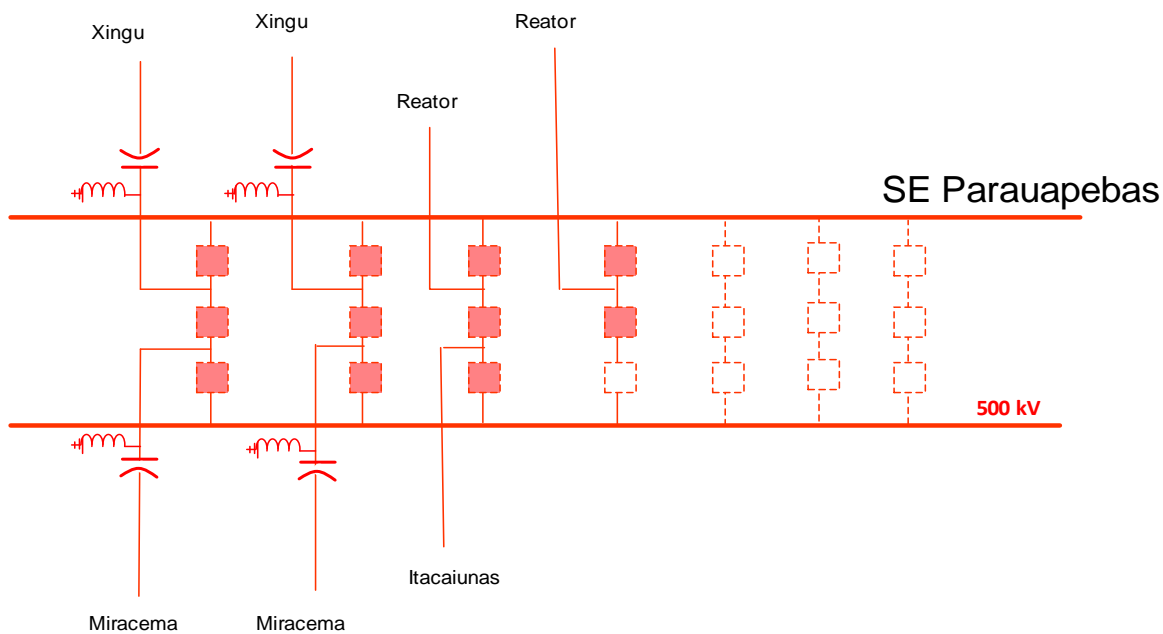


Figura 39 – Proposta do arranjo final da SE Parauapebas 500 kV

4.4 Principais Constatações

- Com a implantação da expansão da SE Tucuruí 230/138/13,8 kV - 2x100MVA - com novo pátio em 138 kV na SE Tucuruí, requisitou a expansão do barramento de 500 kV na SE Tucuruí Etapa II, possibilitando manter o reator limitador de curto-circuito que, em alguns cenários energéticos, é de extrema importância a sua permanência, visto que, reator limitador de curto – circuito contribui para o bom desempenho sistêmico.
- Os empreendimentos da Vale em mineração na região sudeste do Pará, com carga estimada em mais de 1.000 MW, necessitarão de reforços conforme [13]. Contudo, a SE 500 kV Parauapebas, próximo à região levarão a necessidade de revisão dessas obras conforme 4.2.3.
- Com base nas análises efetuadas, constatou-se a necessidade de implantar compensação série de 50% na LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Vila do Conde C2 de forma a aumentar a transmissão de potência por este circuito, reduzindo o escoamento da geração da casa de força 1 da UHE Tucuruí pelas LTs 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá C1 e C2 de modo que a emergência de qualquer um desses circuitos não provoque sobrecarga no circuito remanescente, acima do limite do CPST admitindo-se que a compensação série possa suportar sobrecarga por 30 minutos (tempo em que o fabricante da compensação série admite sobrecarga com uma corrente de 3.100 A ou 2.685 MVA).
- Ressalta-se ainda que deverá ser verificado pela Eletrobras Eletronorte, proprietária da SE Vila do Conde, a viabilidade de instalação de compensação no pátio de 500 kV no montante indicado.
- O impacto da perda da LT 500 kV Tucuruí Etapa I e II - Vila do Conde no sistema de atendimento a região de Belém provoca um déficit de potência reativa, apontando a necessidade de antecipar para 2017 o compensador estático na SE Utinga 230 kV (-100/250 Mvar), indicado em [13].

5. INTERLIGAÇÃO NORTE - NORDESTE

O reforço indicado em [3] para ampliação das interligações N-NE, conta com um sistema de 500 kV Xingu – Parauapebas - Miracema, inicialmente com uma configuração de 6 x 795 MCM, SIL 1670 MW, tendo em vista os altos carregamentos previstos e a sua função de interligação entre regiões. As linhas de transmissão propostas estão mostradas na Figura 40.

Os reforços entre a SE Miracema e a região Nordeste foram objeto do relatório [14]. Esses reforços se mostraram necessários em data anterior a entrada em operação da UHE Belo Monte, com o objetivo de permitir o escoamento das usinas térmicas e eólicas da região Nordeste para o Norte e Sudeste.

Para consolidar as análises de mínimo custo global nessa fase de detalhamento, foram feitas novas comparações econômicas, envolvendo diversas configurações de linhas de transmissão e cabos, considerando, além dos custos das linhas de transmissão e das perdas, os custos das compensações série e shunt necessárias para os novos cenários e permanências de intercâmbios.

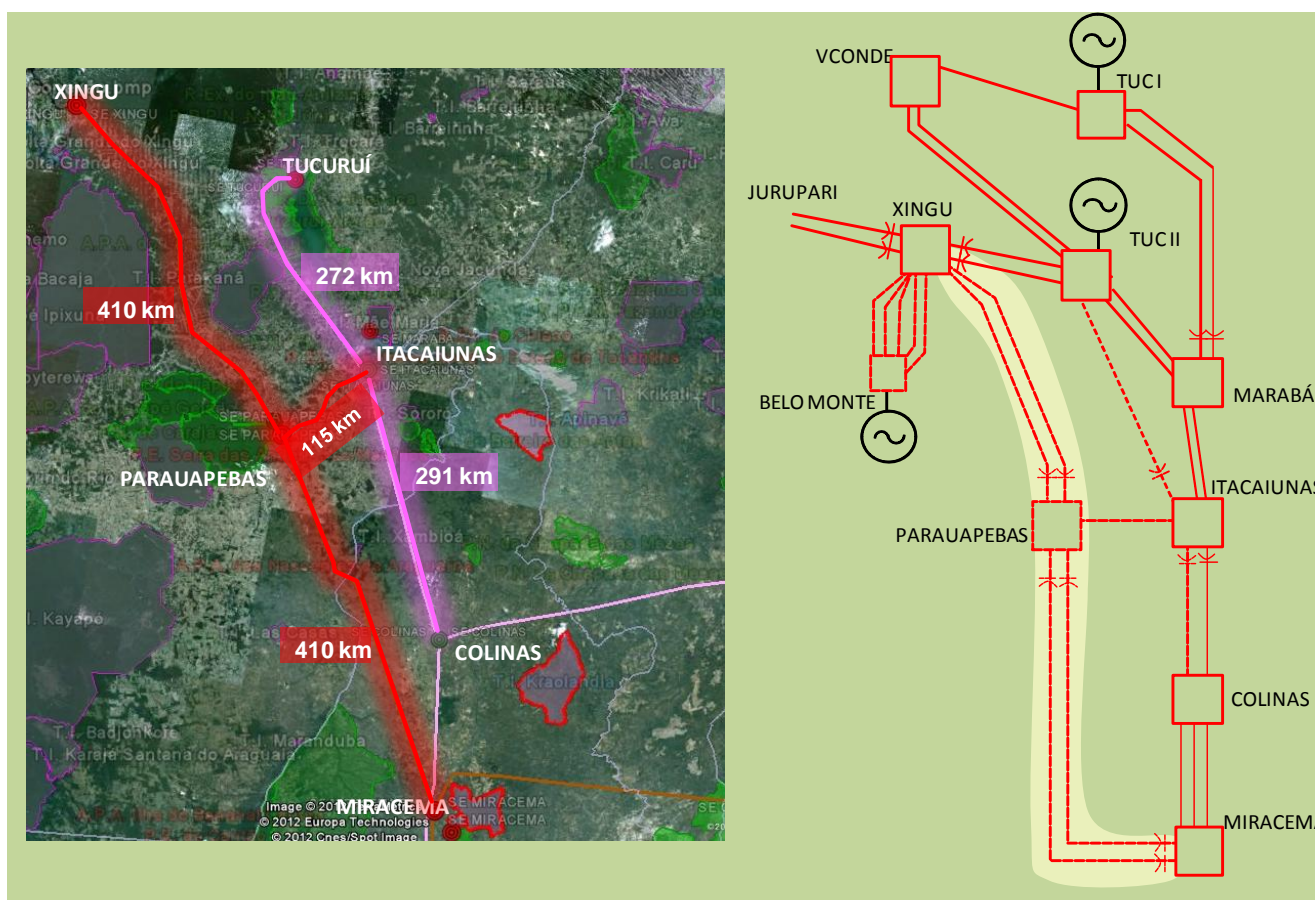


Figura 40 – Corredor das linhas de transmissão CA da região Norte.

5.1 Alternativas de Configurações de Condutores

Para avaliação do condutor mais adequado para cada reforço, foram consideradas referencialmente configurações com feixe de 4 e 6 subcondutores. De modo a tornar as alternativas semelhantes, foi necessário aumentar o grau de compensação série das configurações com 4 condutores por fase em relação às alternativas de 6 condutores por fase de forma a obter impedâncias equivalentes no trecho Xingu-Miracema inferiores a 3%. No caso dos reatores shunt, as alternativas foram dimensionadas de modo a proporcionarem um grau de compensação shunt similar.

A Tabela 17 mostra, para cada um das quatro alternativas, a configuração de cabos e graus de compensação série e shunt.

Tabela 17 – Resultados das Avaliações Preliminares de Condutores Econômicos⁽¹⁾.

Alternativa	LT 500 kV	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp.	Reator	Grau Comp. série [%]		Xcomp [%]		X _{eq} LT	X _{eq} Trecho
					shunt	(2 lados)	DE	PARA	DE	PARA		
6x795 MCM (SIL 1670 MW)	Xingu - Parabupebas	0.207	3.005	909.29	66%	300	0	23%	0.000	0.700	2.30	3.41
	Paraupebas - Miracema	0.207	3.005	909.29	66%	300	40%	23%	1.202	0.700	1.10	
6x795 MCM (SIL 1460 MW)	Xingu - Parabupebas	0.207	3.464	778.61	62%	240	20%	20%	0.693	0.693	2.08	3.33
	Paraupebas - Miracema	0.207	3.464	778.61	62%	240	44%	20%	1.524	0.693	1.25	
6x900 MCM (SIL 1460 MW)	Xingu - Parabupebas	0.179	3.445	781.18	61%	240	20%	20%	0.689	0.689	2.07	3.31
	Paraupebas - Miracema	0.179	3.445	781.18	61%	240	44%	20%	1.516	0.689	1.24	
4x1113 MCM (SIL 1200 MW)	Xingu - Parabupebas	0.223	4.178	655.172	55%	180	25%	25%	1.045	1.045	2.08	3.33
	Paraupebas - Miracema	0.223	4.178	655.172	55%	180	40%	30%	1.671	1.253	1.25	

⁽¹⁾ As resistências das alternativas considerada nesta análise foram calculadas a 60°

5.2 Desempenho Dinâmico Preliminar

A escolha do condutor no trecho Xingu-Miracema apresenta impacto no desempenho dinâmico do sistema. Deste de modo, é necessário uma avaliação preliminar para assegurar que as alternativas comparadas apresentem desempenhos técnicos semelhantes.

O perfil de tensão obtido em cada alternativa é maior nas alternativas com 6 subcondutores. A Figura 41 apresenta o perfil de tensão na alternativa de 4 x 1113 MCM e 6 x 795 MCM (SIL 1670 MW).

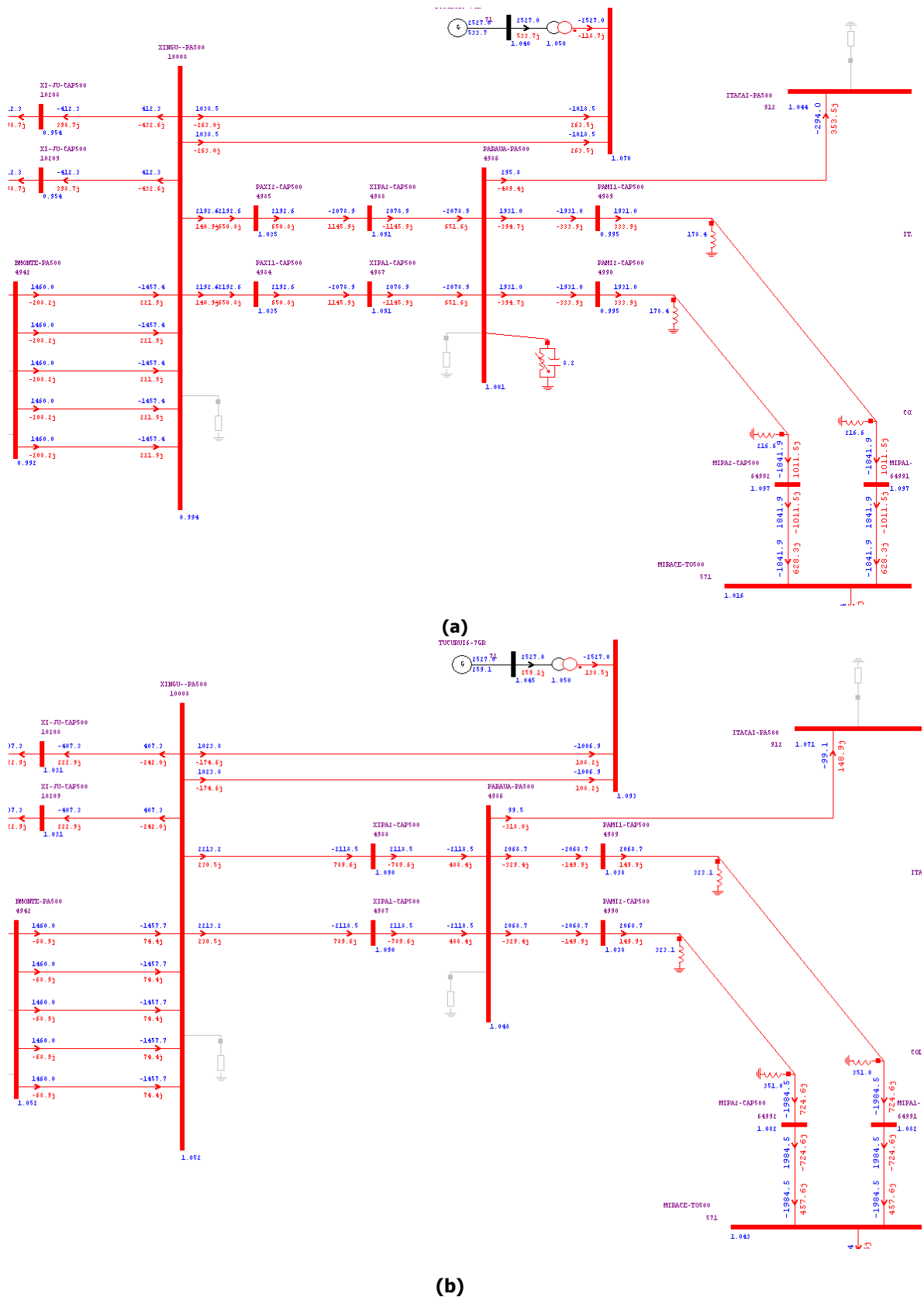


Figura 41 – Perfil de tensão do trecho Xingu-Miracema em condição normal. (a) 4 x 1113 MCM e (b) 6 x 797 MCM (SIL 1670 MW). Carga pesada, 2016 (12 máquinas)

Antes da entrada em operação do Bipolo 1, com a configuração em 500kV que possibilita escoar 12 máquinas no patamar de carga pesada, a emergência mais crítica é a perda da LT 500 kV Xingu-Parauapebas, considerando defeito fase-terra na SE 500 kV Xingu. Nesta emergência, observa-se na Figura 42 o comportamento das tensões na subestação na SE 500 kV Parauapebas. Na configuração de condutores 4x1113 MCM foi necessário considerar 3 CEs na SE Parauapebas de -150/300 Mvar cada. Contudo, a tensão nesta subestação, apesar de atender os critérios estabelecidos converge para valores inferiores à alternativa com 6 condutores.

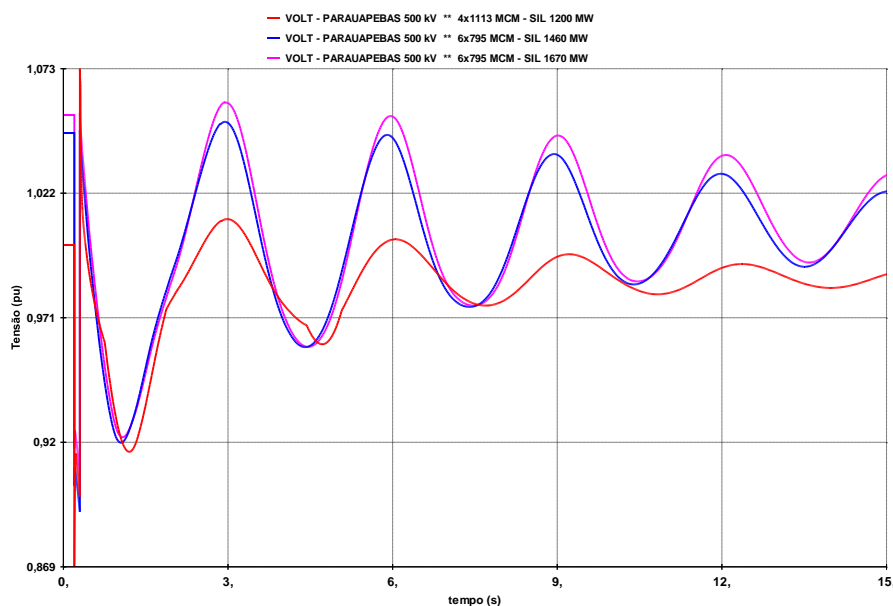


Figura 42 - Comportamento da tensão na SE Parauapebas. Perda da LT 500 kV Xingu-Parauapebas. Patamar carga pesada. Ano 2016 (12 máquinas)

A Figura 43 apresenta a abertura angular dos geradores da UHE Belo Monte em relação a UHE Ilha Solteira na perda da LT 500 kV Xingu-Parauapebas. Observa-se que as alternativas com 6x795 MCM com SIL de 1670MW e 1460 MW, respectivamente, apresentam desempenhos semelhantes enquanto a alternativa com 4 condutores apresenta abertura angular maior.

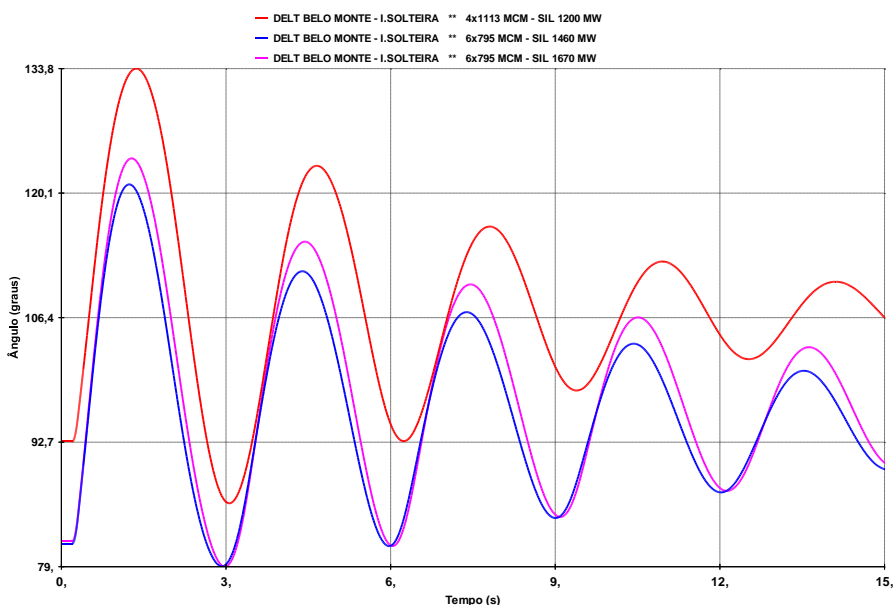


Figura 43 – Abertura angular dos geradores da UHE Belo Monte. Perda da LT 500 kV Xingu-Parauapebas. Patamar carga pesada. Ano 2016 (12 máquinas)

De modo a avaliarmos a margem de estabilidade das configurações de 6 condutores, a Figura 44 apresenta a curva QxV obtida na emergência da LT 500 kV Xingu-Parauapebas. Observa-se desempenho semelhante entre as alternativas.

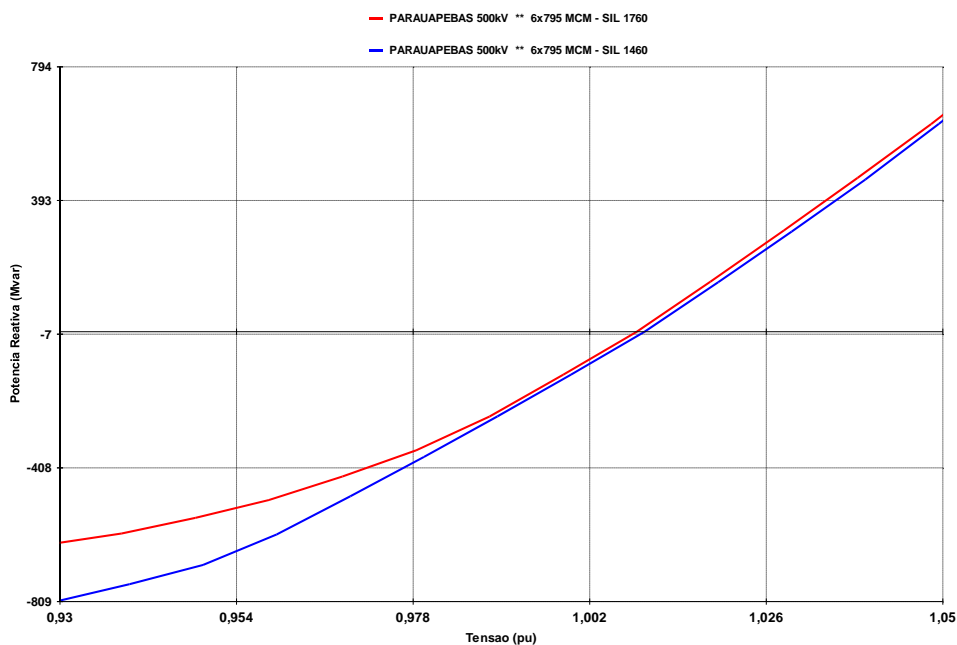


Figura 44 – Curva QxV para SE Parauapebas. Perda da LT 500 kV Xingu-Parauapebas. Patamar carga pesada. Ano 2016 (12 máquinas)

5.3 Avaliação Econômica

5.3.1 Totalização do Investimento

A Tabela 18 compara os valores de custos relativos aos equipamentos para as quatro alternativas, a valor presente. Consta-se que a alternativa 6 x 795 MCM – SIL 1460 MW no trecho em 500kV Xingu – Parauapebas – Miracema, é a que resulta em menores investimentos.

Tabela 18 – Custo da Total da Instalação (linhas e equipamentos de transmissão)

Alternativas	LTs	Compensação série	Compensação shunt	Compensadores estáticos	Investimento VPL 2016 (R\$milhares)
6x795 SIL 1670 MW	1.352,10	51,35	73,41	0,00	1.476,86
6x795 SIL 1460 MW	1.299,31	51,35	73,41	0,00	1.424,07
4x1113 SIL 1200 MW	1.151,59	116,28	59,96	221,27	1.549,11
6x900 SIL 1460 MW	1.354,82	74,10	66,69	0,00	1.495,61

A Figura 45 apresenta a participação de cada equipamento no custo total da instalação.

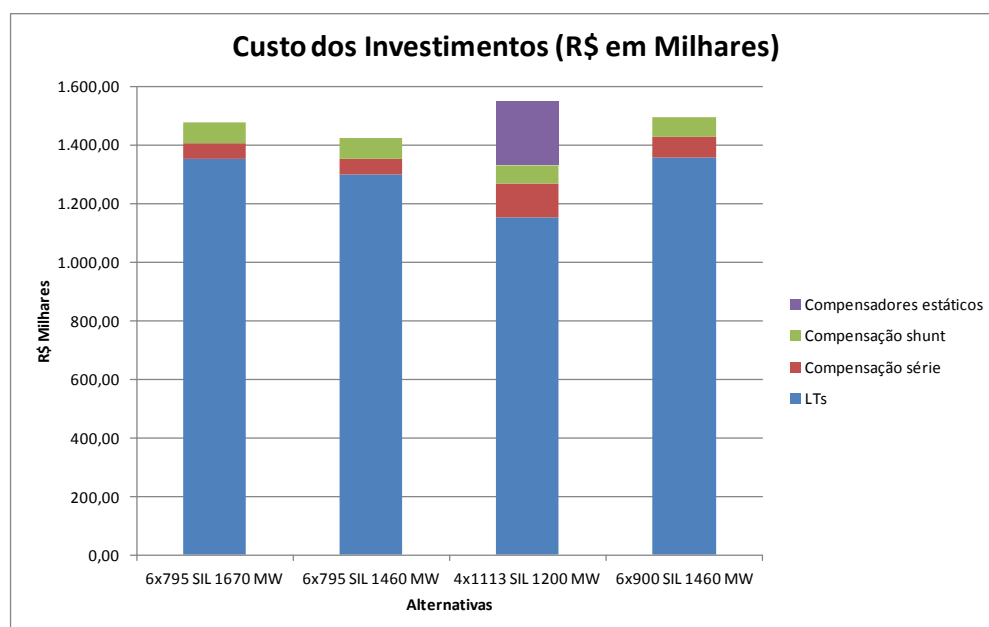


Figura 45 - Contribuições do custo total da instalação por equipamento do trecho Xingu-Miracema.

5.3.2 Incorporação do Custo de Perdas

Foram obtidas as perdas diferenciais entre as alternativas, a partir de simulações de fluxo de potência para os anos 2016, 2017 e 2020, em cada cenário de permanência analisado. Considerando que as perdas elétricas obtidas no patamar de carga pesada são similares às obtidas no patamar de carga média, pode-se obter o diferencial de perdas considerando a duração do patamar de carga leve de 12 horas e os patamares de carga pesada e média totalizando 12 horas.

Como foram utilizados mais de um patamar de carga com ponderação das perdas ao longo do tempo, não foi necessário utilizar fatores de perdas para o cálculo da energia.

A Tabela 19 apresenta o custo diferencial das perdas no período de 30 anos, atualizado para valor presente referenciado a 2016 e taxa de atualização de 8%, com base na duração de cada cenário de intercâmbio ao longo do ano.

Tabela 19 – Diferencial de custos de perdas em 30 anos (VP R\$ milhares).

Custo de Perda Total (R\$ Milhares)			
6x795 MCM SIL 1670 MW	6x795 MCM SIL 1460 MW	4x1113 MCM SIL 1200 MW	6x900 MCM SIL 1460 MW
20,99	25,62	40,11	0,82

5.3.3 Comparação Econômica das Alternativas

Para a comparação econômica das alternativas foi utilizado o valor presente líquido. Neste método, os investimentos em equipamentos e instalações, para cada alternativa, são somados aos custos das perdas anuais.

A Tabela 20 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando os custos anuais dos investimentos no horizonte de estudo (2021), já adicionado, em cada parcela, o custo anual das perdas em 30 anos.

Tabela 20 - Custo Global (R\$ milhares) com horizonte 30 anos.

Alternativas	6 x 795 MCM 1670 MW	6 x 795 MCM 1460 MW	4 x 1113 MCM 1200 MW	6 x 900 MCM 1460 MW
Investimentos Totais (milhares)	1.476,86	1.438,04	1.549,11	1.495,61
Investimentos VPL 2016 (milhares)	1.476,86	1.438,04	1.549,11	1.495,61
Percentual em relação ao menor valor	102,7%	100,0%	107,7%	104,0%
Custo das Perdas (milhares)	20,99	25,62	40,11	0,82
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	1.497,85	1.463,66	1.589,21	1.496,43
Percentual em relação ao menor valor	102,3%	100,0%	108,6%	102,2%

Com base nesses resultados de custos, levantou-se a hipótese de aumentar ainda mais a bitola do condutor da alternativa de 4 x 1113 MCM de forma a reduzir suas perdas.

Considerando por absurdo que fosse possível reduzir os custos das perdas da alternativa 4x1113MCM para valores iguais ao da alternativa 6 x 795 MCM (20,99 mil reais) sem sobrecusto, ainda assim a diferença em relação a de menor custo total seria > 5%. Desta forma, essa alternativa de condutores foi descartada.

Considerando que as alternativas remanescentes com 6 condutores por fase apresentam empate econômico, e na busca de solução de menores perdas e maior SIL, por se tratar de uma linha de interligação entre regiões, recomenda-se então a alternativa de 6x795 MCM, SIL 1670MW, para o trecho Xingu – Parauapebas – Miracema.

5.4 Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Série - BCS

Para a determinação das potências nominais dos bancos de capacitores série adotou-se como premissa que os mesmos suportam sobrecarga de 10% durante oito horas e 35% durante 30 minutos, de acordo com a norma IEC. Os percentuais de compensação série para cada trecho entre Xingu e Miracema e as respectivas potências dos capacitores são detalhados a seguir.

Para a determinação do máximo fluxo nesta linha de transmissão, foram considerados:

- No ano 2016, com geração máxima prevista no sistema AC (12 máquinas), limitada pela capacidade máxima de exportação para a região Sudeste (CEN 2L- Rec SE de 5300 MW);
- Cenário de geração com a região Nordeste importadora, considerando vazão mínima de 1300 m³/s no Rio São Francisco conforme apresentado no item 4.5, despacho nulo nas usinas térmicas;
- Patamares de carga pesada e leve; e
- Ano 2017, com geração plena da UHE Belo Monte e a presença de 1 elo em CCAT.

A partir de simulações de fluxo de carga para nestas condições, foram observados os valores máximos de corrente nos trechos onde estão previstos bancos de compensadores série.

5.4.1 LT 500 kV Xingu-Parauapebas (410 km)

Considerando as condições extremas previstas de fluxo, foram observados os valores máximos de corrente na LT 500 kV Xingu-Parauapebas, previstos para os anos 2016 e 2017, anterior a entrada em operação do Bipolo 2.

Tabela 21 – Máximas correntes na LT 500 kV Xingu-Parauapebas.

Ano/Cenário	LT 500 kV	Emergência	Compensação (%)	Corrente (kA)	
				Normal	Emerg.
2016 N exp SE (carga pesada)	Xingu-Parauapebas	Xingu-Parauapebas	23,3	2,383	<u>3,697</u>
2016 N exp NE (carga pesada)		Xingu-Parauapebas		2,362	3,665
2017 N exp NE (carga pesada)		Xingu-Parauapebas		2,277	3,539
2017 N exp SE (carga pesada)		Xingu-Parauapebas		2,310	3,579
2017 N exp SE (carga pesada)		Perda 1 Polo		2,310	2,840

Dos valores observados na Tabela 21, constata-se que a máxima corrente foi de 3,697 kA durante emergência, considerando intercâmbio do ano 2016, cenário Norte exportador para a região Sudeste (CEN 2L). Como a corrente nominal para dimensionamento do banco de capacitor série foi estimada considerando-se sobrecarga de 35% durante meia hora, há necessidade de BCS de 394 Mvar em cada circuito para este trecho. De forma semelhante, a corrente nominal do banco de capacitores série da LT 500 kV Xingu-Parauapebas será de 394 Mvar.

5.4.2 LT 500 kV Parauapebas-Miracema (410 km)

Considerando as condições extremas previstas de fluxo, foram observados os valores máximos de corrente na LT 500 kV Parauapebas-Miracema C1 e C2, previstos para os anos 2016 e 2017, anterior a entrada em operação do Bipolo 2.

Tabela 22 – Máximas correntes na LT Parauapebas-Miracema C1 (lado de Parauapebas).

Ano/Cenário	LT 500 kV	Emergência	Compensação (%)	Corrente (kA)	
				Normal	Emerg.
2016 N exp SE (carga pesada)	Parauapebas-Miracema	Parauapebas-Miracema	40,0	2,299	<u>3,595</u>
2016 N exp NE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		2,237	3,499
2017 N exp NE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		1,941	3,009
2017 N exp SE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		2,052	3,176
2017 N exp SE (carga pesada)		Perda 1 Polo		2,052	2,503

Dos valores observados na Tabela 22, constata-se que a máxima corrente na compensação série do lado de Parauapebas foi de 3,595 kA durante emergência, considerando intercâmbio do ano 2016, cenário Norte exportador para a região Nordeste (CEN 2L). Como a corrente nominal para dimensionamento do banco de capacitor série foi estimada considerando-se sobrecarga de 35% durante meia hora, há necessidade de BCS de 639 Mvar em cada circuito para este trecho. De forma semelhante, a corrente nominal do banco de capacitores série da LT 500 kV Parauapebas-Miracema C2 será de 639 Mvar.

Tabela 23 – Máximas correntes na LT Parauapebas-Miracema C1 (lado de Miracema)

Ano/Cenário	LT 500 kV	Emergência	Compensação (%)	Corrente (kA)	
				Normal	Emerg.
2016 N exp SE (carga pesada)	Parauapebas-Miracema	Parauapebas-Miracema	23,3	2,250	<u>3,552</u>
2016 N exp NE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		2,186	3,452
2017 N exp NE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		1,878	2,950
2017 N exp SE (carga pesada)		Parauapebas-Miracema		1,997	3,125
2017 N exp SE (carga pesada)		Perda 1 Polo		1,997	2,451

Dos valores observados na Tabela 23, que contem as máximas correntes na LT Parauapebas-Miracema C1 (lado de Miracema), constata-se que a máxima corrente foi de 3,552 kA durante emergência, considerando intercâmbio do ano 2016, cenário Norte exportador para a região Nordeste (CEN 2L). Como a corrente nominal para dimensionamento do banco de capacitor série foi estimada considerando-se sobrecarga de 35% durante meia hora, há necessidade de BCS de 364 Mvar em cada circuito para este trecho. De forma semelhante, a corrente nominal do banco de capacitores série da LT 500 kV Parauapebas-Miracema C2 será de 364 Mvar.

5.4.3 Potência Nominal dos Bancos de Capacitores Série

A Tabela 24 resume os valores nominais em Mvar dos bancos de capacitores série para os trechos de linha de transmissão recomendados.

Tabela 24 – Potência nominal dos bancos de capacitores série

LT 500 kV	Terminal [De]	Compensação (%)	Terminal [Para]	Compensação (%)	Mvar [De]	Mvar [Para]
Xingu-Parauapebas	-	-	Parauapebas	23,3	-	394
Parauapebas-Miracema C1 e C2	Parauap.	39,93	Miracema	23,3	639	364

5.5 Compensação Shunt e Suporte de Potência Reativa Manobrável

A Tabela 25 resume os valores dos reatores em shunt para os trechos de linha recomendados.

Tabela 25 – Potência nominal dos reatores fixos de linha (Mvar)

LT 500 kV	Grau de Compensação Shunt (%)	Reator de linha De/Para [Mvar]
Xingu-Parauapebas C1 e C2	66	300/300
Parauapebas-Miracema C1 e C2	66	300/300

A Tabela 26 apresenta os reatores manobráveis adicionais necessários em condição normal de modo a prover ao sistema proposto suporte necessário para o controle de tensão, considerando a presença dos reatores existentes e os que já estão com outorga definida.

Tabela 26 – Reatores de barra propostos (Mvar)

SE	Reator de barra [Mvar]
Itacaiúnas	1 x 136 Mvar
Parauapebas	2 x 180 Mvar

5.6 Compensador Estático Sobral II 500 kV (-150/250 Mvar)

O relatório da etapa I [3] apontava a necessidade de um CE em Sobral II 500 kV a partir de 2019 quando se estabelecia recebimento elevado na interligação Norte/Nordeste.

Contudo, observa-se que as linhas de transmissão dessa interligação possibilitará escoar o excedente de energia da região Norte para a região Nordeste, estabelecendo recebimento da região Nordeste a valores elevados (acima de 7.000 MW).

A necessidade do CE de -150/250 Mvar na SE 500 kV Sobral II foi avaliado anterior a entrada em operação do Bipolo 1, previsto para 2017. Para tal, as análises foram realizadas no ano 2016, visto que está previsto a entrada de 5 máquinas da UHE Belo Monte.

Sendo assim, o recebimento da região Nordeste poderá praticar recebimento da ordem de 8.000 MW. A Figura 46 a seguir apresenta esta configuração.

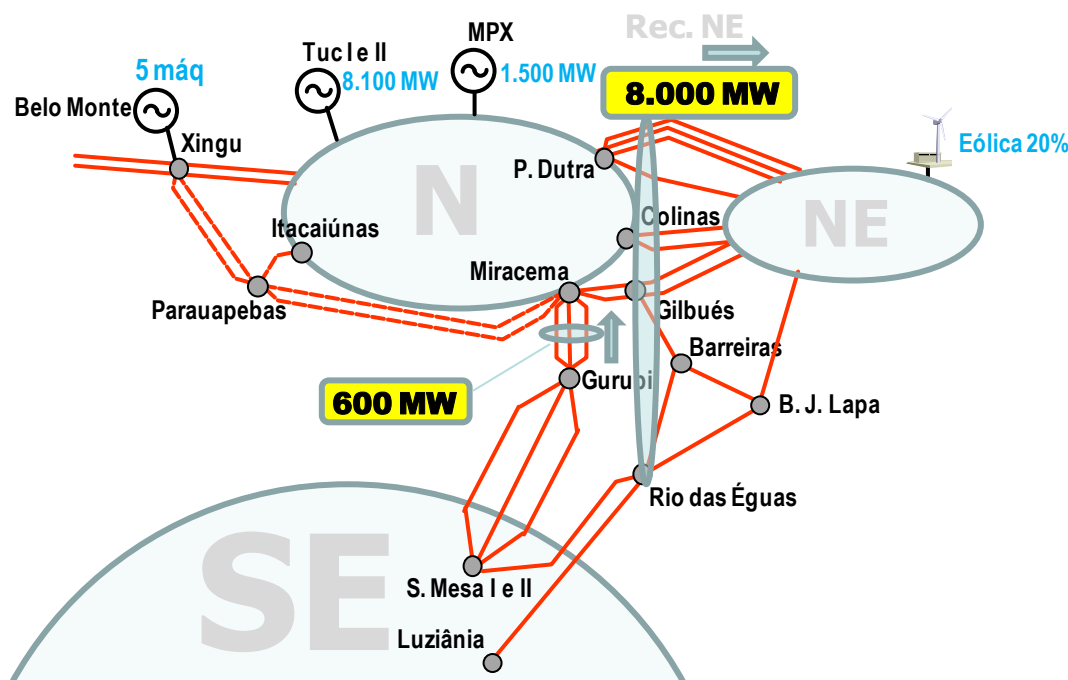


Figura 46 – Cenário Norte exportador. Configuração de máquinas prevista para 2016 (5 UHE Belo Monte). carga pesada.

Para os intercâmbios que podem ser praticados no ano 2106, observam-se fluxos elevados no trecho Teresina – Fortaleza. A Figura 47 apresenta o perfil de tensão no eixo P. Dutra-Fortaleza em condição normal para patamar de carga pesada, ano 2016.

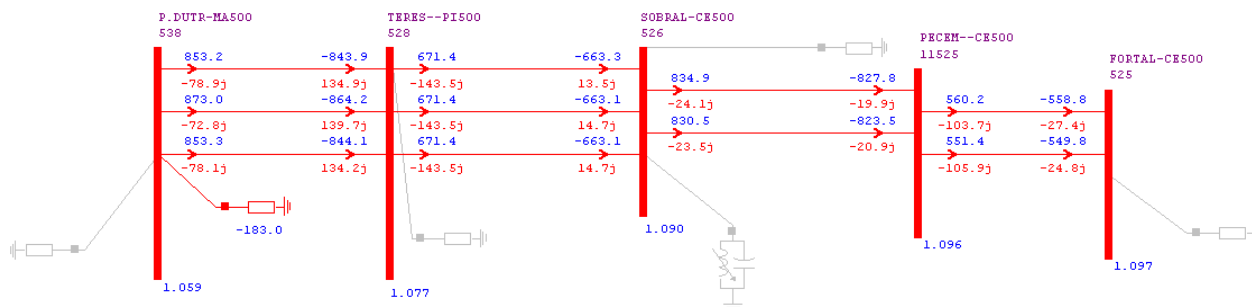


Figura 47 – Condição normal, sem CE na SE 500 kV Sobral II. Norte exportador (Recebimento do NE cerca de 8.000 MW), carga pesada, 2016.

A Figura 49 apresenta o perfil de tensão no eixo P. Dutra-Fortaleza na emergência mais crítica, perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém, onde apesar de não terem ultrapassado os limites mínimo de tensão nas SEs 500 kV Sobral II, Pecém, Fortaleza e Quixadá observa-se variações de tensão superiores a 5%.

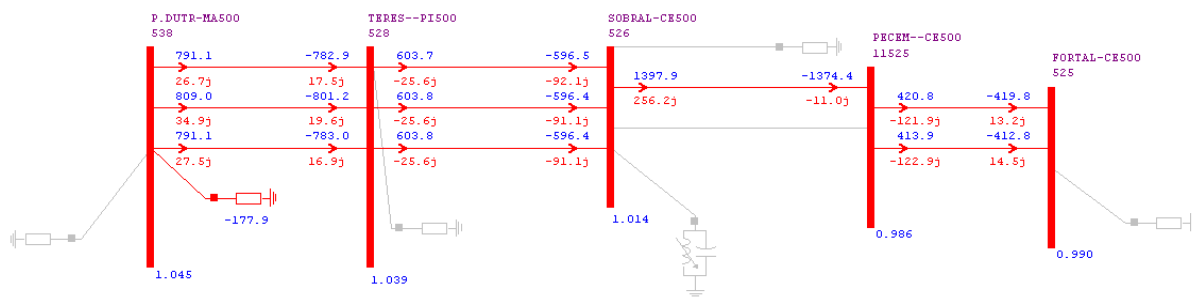


Figura 48 – Perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém, sem CE na SE 500 kV Sobral II. Cenário Norte exportador (Receb NE de 8.000 MW), patamar de carga pesada, ano 2016.

A Tabela 27 apresenta os valores obtidos de tensão nas SEs do trecho P. Dutra-Fortaleza na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém.

Tabela 27 – Variações de tensão nas SEs do trecho P. Dutra-Fortaleza sem CE em Sobral II, na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém.

Subestação	$V_{cond\ normal}$ (pu)	V_{emerg} (pu)	ΔV (%)
P. Dutra 500 kV	1.059	1.045	1%
Teresina 500 kV	1.071	1.032	4%
Sobral II 500 kV	1.081	1.003	7%
Pecém 500 kV	1.086	0.970	11%
Fortaleza 500 kV	1.085	0.973	10%

Considerando a presença de um CE (-150/+250 Mvar) na SE 500 kV Sobral II, as variações de tensão são atenuadas significativamente na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém, não ultrapassando 5%.

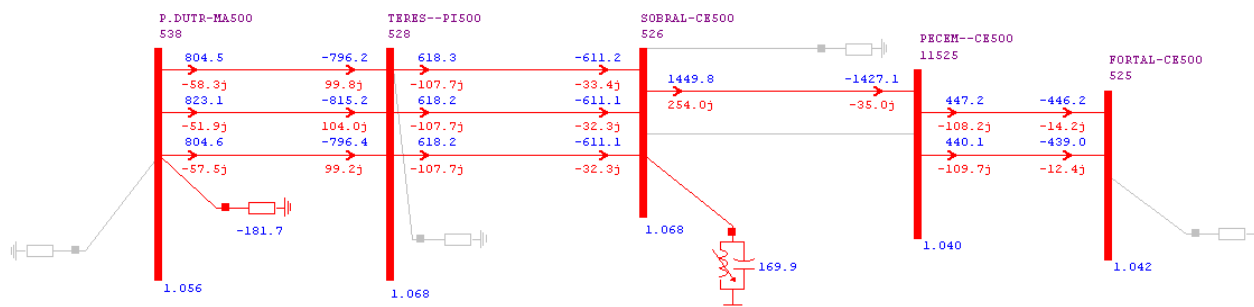


Figura 49 – Perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém, com CE na SE 500 kV Sobral II. Cenário Norte exportador (Receb NE de 8.000 MW), patamar de carga pesada, ano 2016.

5.6.1 Limite de Recebimento da Região Nordeste

Com o objetivo de observar a atuação do CE em Sobral II no cenário limite de recebimento do Nordeste (da ordem de 9.380 MW), considerando as linhas de transmissão de corrente alternada.

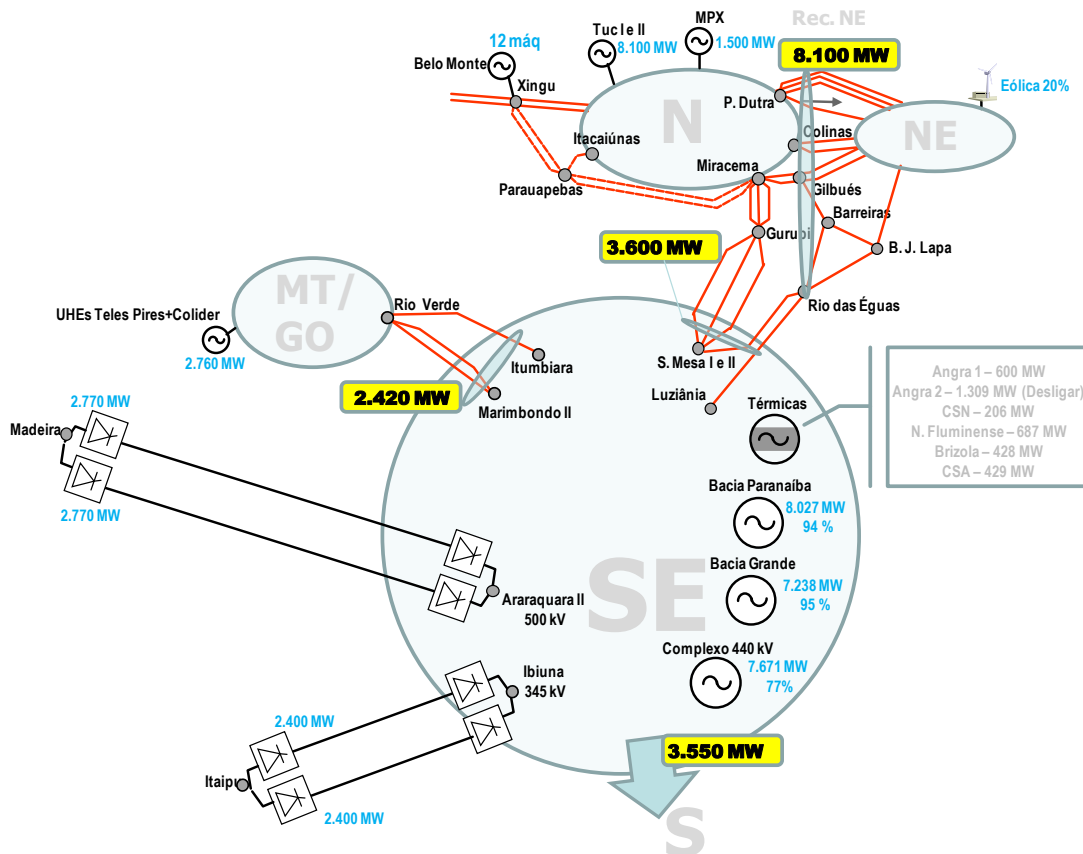


Figura 50 – Cenário Norte exportador. Configuração considerando as LTs em corrente alternada na região Norte e Nordeste. Patamar de carga pesada.

As Figura 51 e Figura 52 mostram e apresentam o perfil de tensão no eixo P. Dutra-Fortaleza em condição normal e emergência neste cenário.

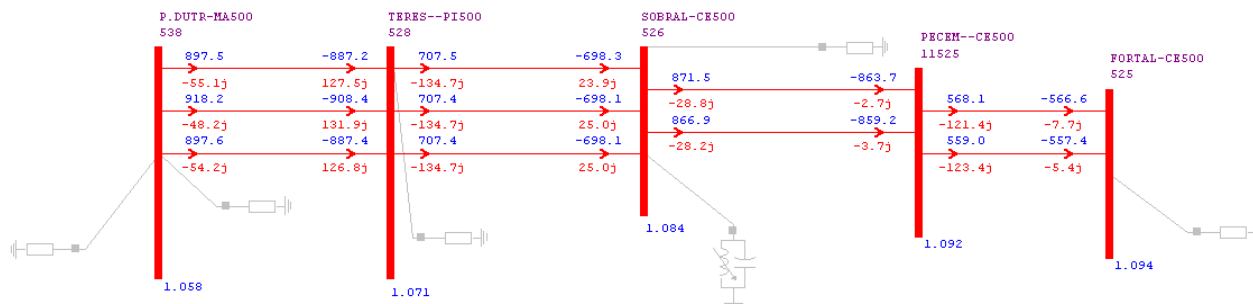


Figura 51 – Perfil de tensão em condição normal. Cenário limite de recebimento da região NE (9350 MW). Patamar de carga pesada, ano 2016.

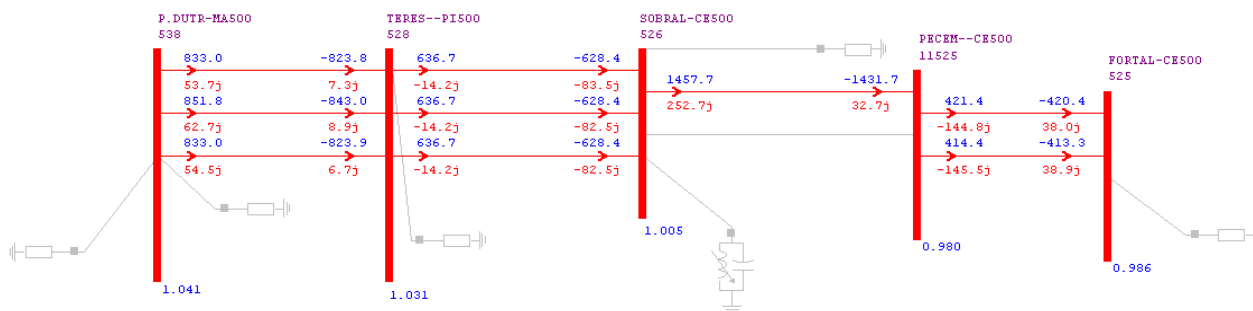


Figura 52 – Contingência da LT 500 kV Sobral II – Pecém, sem CE na SE 500 kV Sobral II. Cenário Norte exportador (Receb NE de 9350 MW), patamar de carga pesada, ano 2016.

A Tabela 28 apresenta os valores obtidos de tensão nas SEs do trecho P. Dutra-Fortaleza na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém.

Tabela 28 – Variações de Tensão nas SEs do eixo P. Dutra–Fortaleza sem CE em Sobral II, na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém. Recebimento NE 9.350 MW.

Subestação	V _{cond normal} (pu)	V _{emerg} (pu)	Δ V (%)
P. Dutra 500 kV	1.058	1.041	2%
Teresina 500 kV	1.071	1.03	4%
Sobral II 500 kV	1.083	1.004	7%
Pecém 500 kV	1.091	0.979	10%
Fortaleza 500 kV	1.093	0.985	10%

Considerando a presença de um CE (-150/+250 Mvar) na SE 500 kV Sobral II, as variações de tensão são atenuadas significativamente na perda da LT 500 kV Sobral II – Pecém, não ultrapassando 5%.

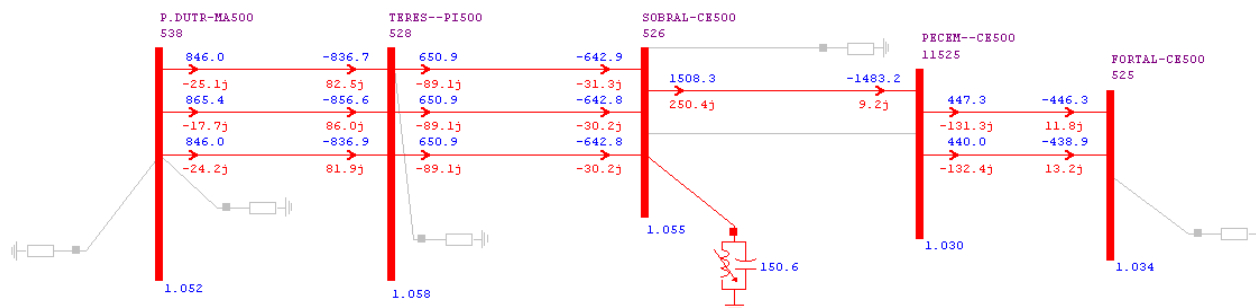


Figura 53 – Contingência da LT 500 kV Sobral II – Pecém, com CE na SE 500 kV Sobral II. Cenário Norte exportador (Receb NE de 9.350 MW), patamar de carga pesada, ano 2016.

5.6.2 Análise de Margem de Potência Reativa

A fim de observar o aumento na margem de potência reativa proporcionado pelo CE na SE 500 kV Sobral II, foi analisada a curva QxV na emergência da LT 500 kV Sobral II – Pecém, considerando o cenário de recebimento do Nordeste de 8.000 MW.

A Figura 54 apresenta esta comparação para a SE 500 kV Pecém, na qual pode ser observado um aumento de cerca de 180 Mvar para o ponto correspondente à tensão de 0,95 pu.

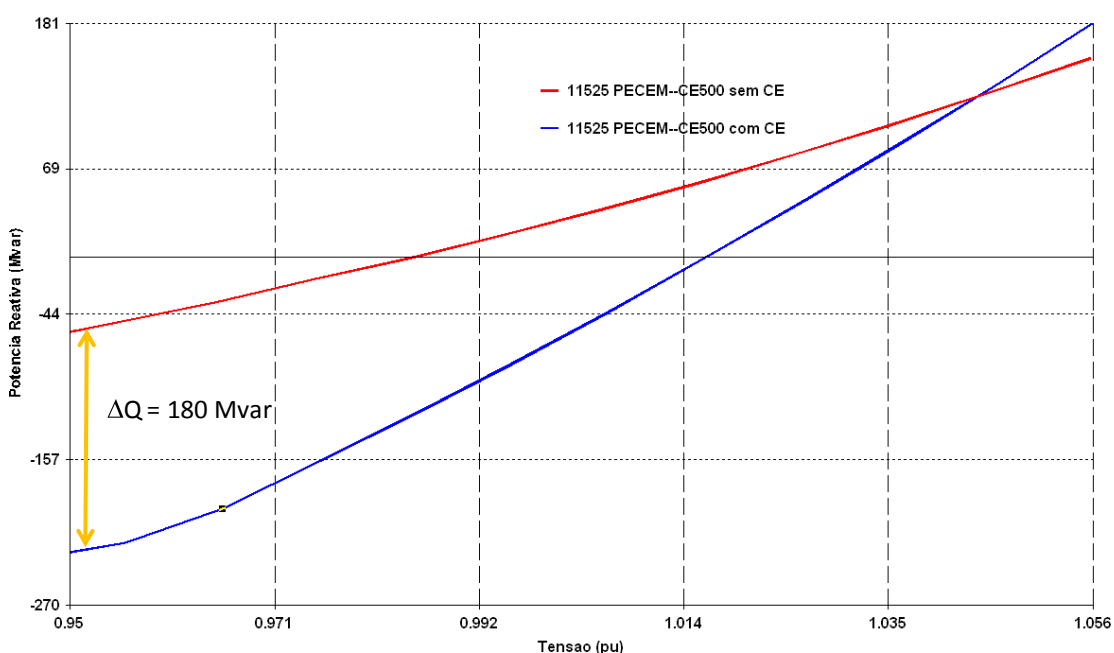


Figura 54 – Curva QxV para contingência da LT 500 kV Sobral II - Pecém.

5.6.3 Faixa de Reativo do CE (Faixa indutiva)

Para dimensionar a faixa indutiva a qual o CE de Sobral II 500 kV será submetido foi realizada uma rejeição simples na LT 500 kV Sobral II-Pecém, na condição em que o sistema apresenta perfil de tensão alto e, desta forma, observar a atuação da faixa indutiva do CE recomendado.

A abertura de um dos circuitos da LT 500 kV Sobral II – Pecém no cenário com baixo carregamento da LT 500 kV Sobral II-Pecém, é apresentada nas Figura 55 onde são apresentadas a atuação do CE de Sobral e a Figura 56 a tensão na referida SE na ocorrência desta rejeição.

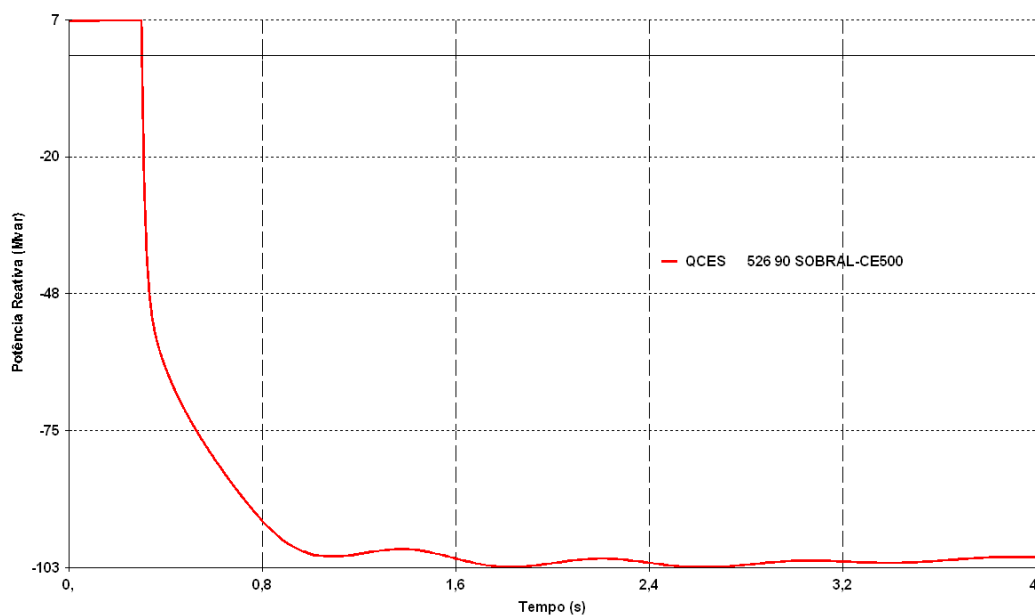


Figura 55– Atuação do CE de Sobral II, quando da abertura da LT 500 kV Sobral II – Pecém. Ano 2016.

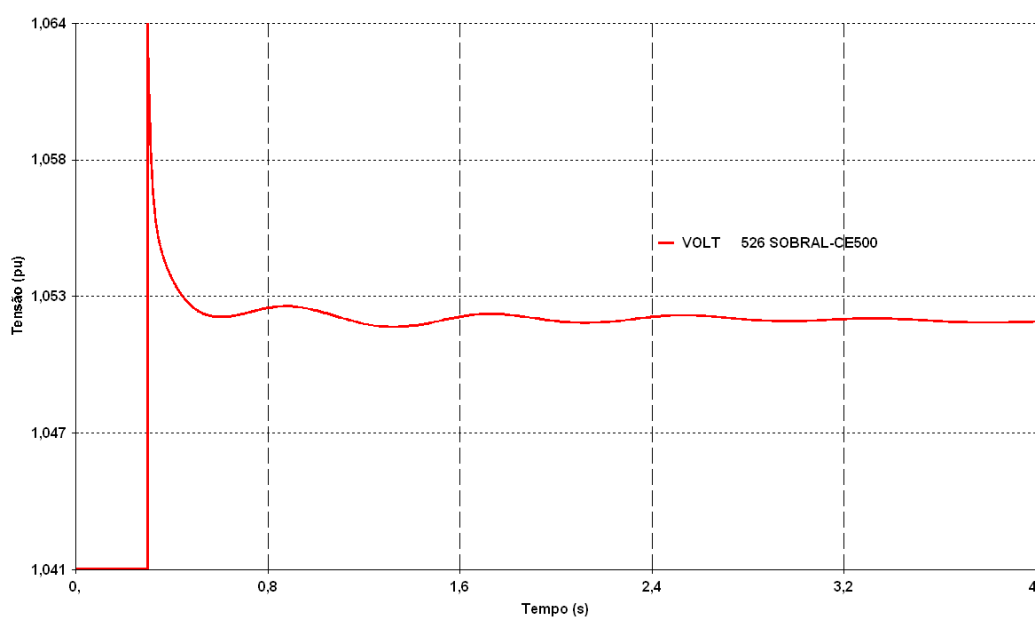


Figura 56 – Tensão na SE 500 kV Sobral II, quando da abertura da LT 500 kV Sobral II – Pecém. Ano 2016.

5.6.4 Configuração Mínima do Compensador Estático

O compensador estático previsto na SE Sobral II 500 kV deverá ter, no mínimo, os seguintes componentes:

Tabela 29 – Configuração mínima do CE

CE	Componentes mínimos
<p>Sobral II 500 kV (1 x -150/250 Mvar)</p>	<p>O CE deverá ter no mínimo 2 TCR¹s, 2 TSC¹s e filtros* onde cada ramo deverá ser provido de equipamento de seccionamento motorizado para isolamento em defeito.</p>

(*) a serem definidos pelos fabricantes

(1) TCR – Thyristor Controlled Reactor; TSC – Thyristor Switched Capacitor

6. INTERLIGAÇÃO NORTE - SUDESTE

A ampliação da interligação Norte – Sudeste é caracterizada basicamente pelos 2 elos de corrente contínua de 4.000 MW em ± 800 kV, interligando a subestação conversora Terminal Norte às SEs Terminal Minas e Terminal Rio. As características básicas das principais instalações dessa interligação são mostradas a seguir.

Os comprimentos dos elos CC foram revistos pela área de Meio Ambiente da EPE nessa fase do R1, e resultaram nas seguintes alterações, mostradas na Figura 57.

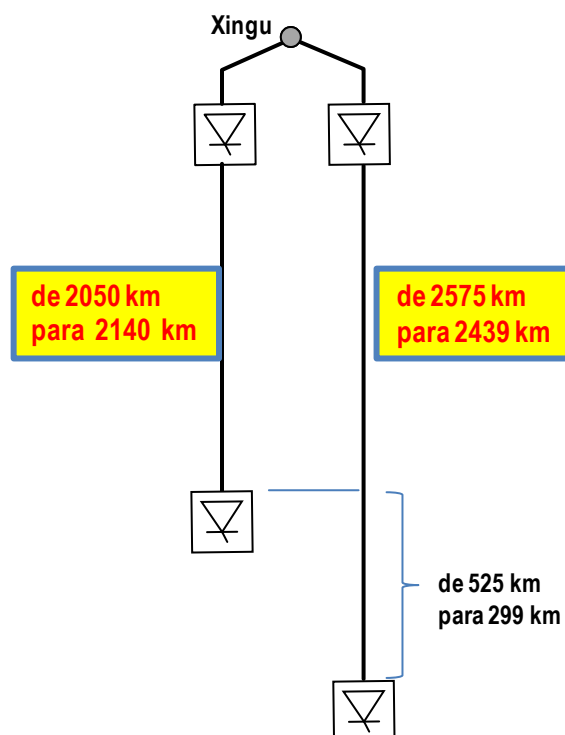


Figura 57 – Comprimentos das LTs CC dos elos que chegam na SE Terminal Minas e Rio revistos pela área de Meio Ambiente da EPE.

6.1 Linhas de Transmissão de Corrente Contínua

6.1.1 Escolha do Corredor

A escolha do corredor foi sugerida pela área de Meio Ambiente da EPE, levando-se em consideração, além das áreas de preservação, os cruzamentos das linhas de transmissão e uma distância mínima de 10 km entre elas como prevenção de queda de torre dos dois Bipolos simultaneamente. A Figura 58 mostra os corredores propostos estimados em 2140 km para o elo Xingu – Terminal Minas e 2439 km para o elo Xingu – Terminal Rio.

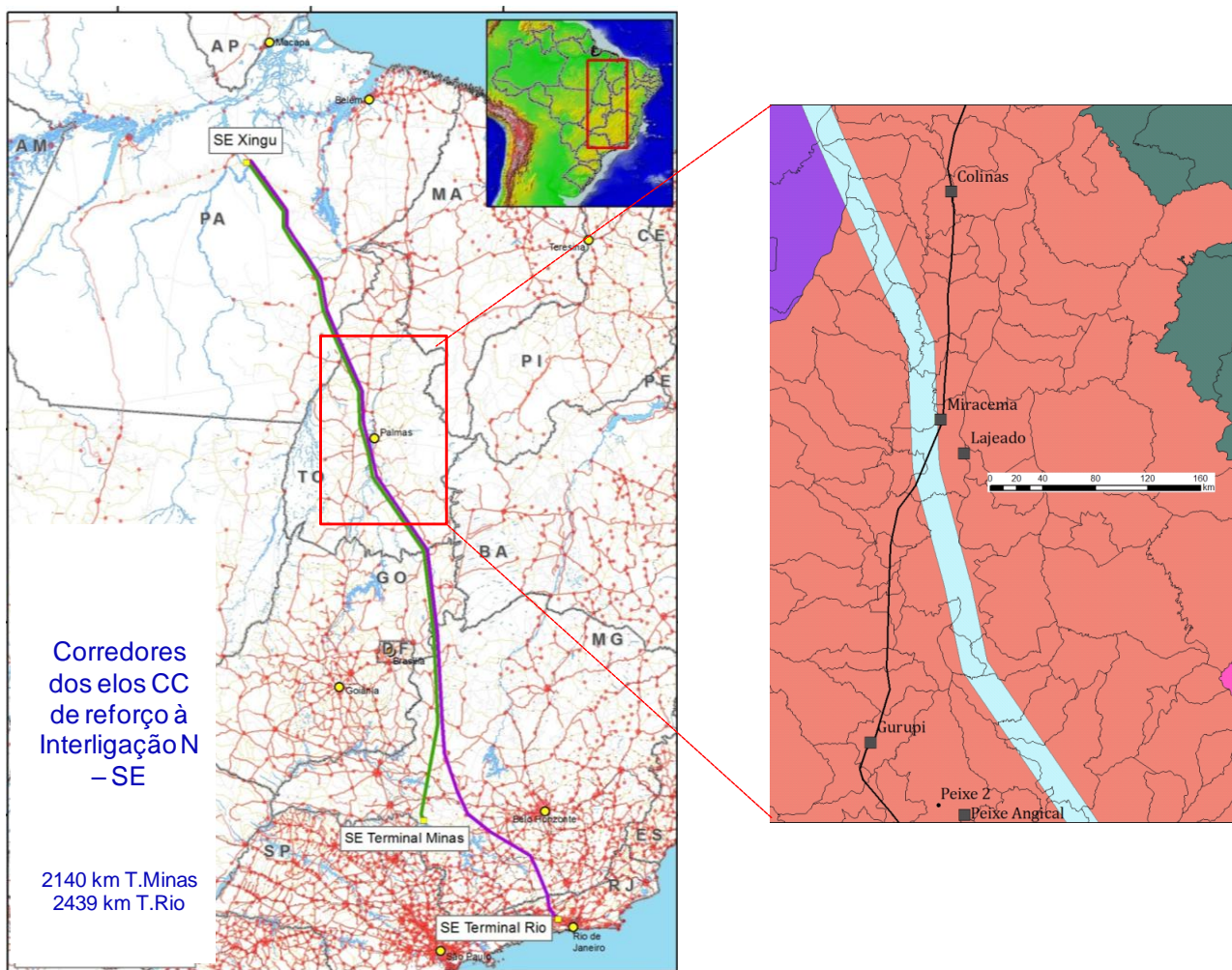


Figura 58 – Corredores de passagem dos elos propostos

O paralelismo dos corredores dos elos acontece até próximo à cidade mineira de Patos de Minas. Esses dois Bipolos cruzam as linhas de transmissão de 500 kV da interligação Norte-Sul no centro do estado Tocantins, entre as SEs Miracema e Gurupi.

6.1.2 Definição dos Condutores

A escolha dos cabos baseou-se nas análises de condutor ótimo, buscando quedas de tensão menores que 7%. Essa premissa foi estabelecida de forma a se obter maior segurança nas condições mais severas de operação, evitando que em contingência com retorno metálico, a queda de tensão ($2 \times 7\% + \text{efeito corona}$) se aproxime de 20%, o que poderia levar a falhas de comutação. Considerando essa premissa, a escolha do condutor ótimo na parte I desse relatório levou à indicação de 6 x 1113 MCM para o Terminal Minas e 6 x 1590 MCM para o Terminal Rio.

Na fase atual de detalhamento, foram analisadas três alternativas de configuração de cabos oriundas de um empate econômico na análise do condutor ótimo, sendo uma delas, Alternativa 1, a recomendada na parte I desse relatório. Essas alternativas estão descritas na Tabela 30. As potências das inversoras, foram então estimadas, a partir da potência nominal da retificadora (4.000 MW, 2,5 kA) e das perdas nas linhas de transmissão para a condição mais conservadora de 20° C de temperatura.

Tabela 30 – Alternativas de cabos para os elos CC

ALTERNATIVAS	TRANSMISSÃO		LINHA DE TRANSMISSÃO					CONVERSORA
	De A	Para B	L (km)	MCM	Rpolo-20°C (Ω/km)	Rpolo-50°C (Ω/km)	Per_bip (MW)	B Pcc (MW)
1	6xBluejay	Xingu T.Minas	2140	1113	0,00853	0,00956	228,1	3772
	6xLapwing	Xingu T.Rio	2439	1590	0,00593	0,00665	180,9	3819
2	6xLapwing	Xingu T.Minas	2140	1590	0,00593	0,00665	158,7	3841
	6xLapwing	Xingu T.Rio	2439	1590	0,00593	0,00665	180,9	3819
3	6xDipper	Xingu T.Minas	2140	1351	0,00699	0,00783	186,9	3813
	6xDipper	Xingu T.Rio	2439	1351	0,00699	0,00783	213,0	3787

Deve-se salientar que foi também analisada a alternativa de 6 x 1113 MCM para os 2 Bipolos, mas foi eliminada devido ao critério de queda de tensão (<7%).

A alternativa de cabos de referência (Bluejay e Lapwing) é a de menor investimento. No entanto, considerando o custo global (investimento + perdas), observa-se empate econômico entre as 3 alternativas, conforme mostrado no gráfico da Figura 59.

Custos configurações - elos CC

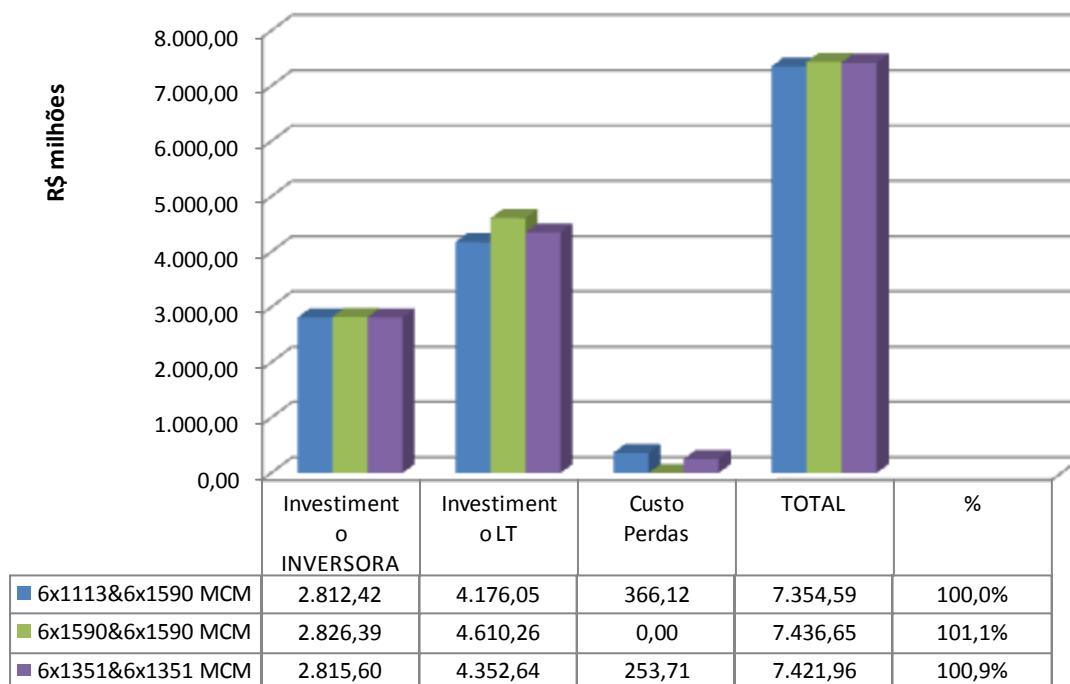


Figura 59 – Comparação de custos entre as alternativas CC

Considerando que:

- A diferença entre as alternativas é percentualmente muito pequena (1,1%);
- Apenas a Alternativa 2 possui perdas ôhmicas totais nos elos inferior aos valores médios encontrados no SIN (5%), no horizonte do Plano Decenal;
- A Alternativa 2 possibilita a padronização dos cabos (Lapwing) e da potência das inversoras (3840 MW), com consequentes facilidades de construção, operação e manutenção;
- A expectativa no longo prazo é de aumentar as perdas, uma vez que o fator de utilização do elo tende a crescer, ou seja, elos mais carregados por mais tempo para atender aos futuros aumentos de intercâmbios;
- O custo marginal de expansão (utilizado para custear as perdas) tende a crescer, em função da instalação de usinas mais caras e mais distantes; e
- O custo associado às perdas fica a cargo dos consumidores enquanto o custo do investimento pode ser reduzido no processo de licitação. A tendência do custo do investimento, então, é diminuir, uma vez que o empreendedor irá buscar novas tecnologias e otimizações que podem refletir em deságios nos leilões.

Pode-se concluir que a alternativa de maior bitola e de menores perdas, Alternativa 2, é a melhor indicação para os elos CC que saem de Xingu.

6.2 Conversoras CCAT

6.2.1 Potência Nominal

A determinação da potência nominal das retificadoras instaladas na SE Terminal Norte em 4.000 MW baseou-se, inicialmente, na indicação da área energética da necessidade de ampliação das interligações Norte – Sudeste, no atendimento ao critério de perda de 1 Polo, bem como nas questões estratégicas de longo prazo, vislumbradas para a integração de novas usinas da região Norte do país.

Os terminais conversores do sudeste, operando como inversores, deverão ser dimensionados para receber a potência máxima injetada no terminal retificador (Xingu) deduzindo-se as respectivas perdas nos elos e no retificador. A Tabela 30 mostra na sua última coluna, os valores mínimos das potências das inversoras, ou seja, 3841 MW para o Terminal Minas e 3819 MW para o Terminal Rio. A partir desses resultados a recomendação do estudo para as duas inversoras é de 3850 MW de potência nominal a ser especificada.

6.2.2 Capacidade de Sobrecarga

As sobrecargas recomendadas garantem o escoamento da potência plena das usinas do Norte, atendendo aos critérios de planejamento (não haverá corte de carga na perda de 1 Polo) mesmo nos cenários críticos de intercâmbio Norte => Sul, sem considerar alívio automático de geração conforme 8.4.1.

Na perda do Bipolo, a capacidade de sobrecarga leva à necessidade de menor corte automático de geração.

No entanto, como no cenário norte importador o alívio automático de geração não é efetivo na perda de Bipolo e devido às características da geração térmica a gás do nordeste, com ou sem ciclo combinado, que podem demandar cerca de 2 a 4 horas para serem redespachadas ou entrarem em operação. Recomenda-se também 10% de capacidade de sobrecarga por 4 horas.

Os valores previstos são mostrados na Tabela 31. Ressalta-se que ao se utilizar a sobrecargas de 33% por meia hora o elo deverá ter capacidade para retornar a potência plena e de forma análoga após a utilização de sobrecarga de 10% por 4 horas o elo deverá ter capacidade para retornar a potência plena.

Tabela 31 – Capacidade de sobrecarga

Sobrecarga (%)	Tempo	Frequência
50	5 segundos	-
33	½ hora	1 x dia
10	4 horas	1 x dia

6.2.3 Arranjo da Ponte Conversora e Transformadores

Para o porte de 4.000 MW, o arranjo das conversoras poderá ter de 1 ou 2 pontes por polo, conforme sugerido na Figura 60. Supondo que seja possível a utilização de transformadores de 3 enrolamentos, a alternativa com 2 pontes custa aproximadamente 10% a mais que a configuração com 1 ponte, e oferece uma disponibilidade 25% maior.

No entanto, essa maior disponibilidade não implica redução de reforços na rede, uma vez que não elimina a necessidade de se atender o critério de perda de Polo ou perda de elo. Dessa forma, em termos sistêmicos e considerando os critérios atuais, a configuração mínima de 1 ponte por Polo é suficiente, do ponto de vista do planejamento.

A grande vantagem de se utilizar uma configuração 2 pontes se dá pela redução do tamanho e do peso das unidades transformadoras, em situações em que a rede viária não comportar o transporte dos mesmos. No caso do Terminal Norte, aparentemente essa restrição não existe, pois deverá ser empregado o transporte fluvial. Já para as SE Terminais Minas e Rio, dependendo da tecnologia de cada fabricante, será imposto a construção de transformadores de 2 enrolamentos e que implicam maiores custos e necessitam maior espaço na subestação.

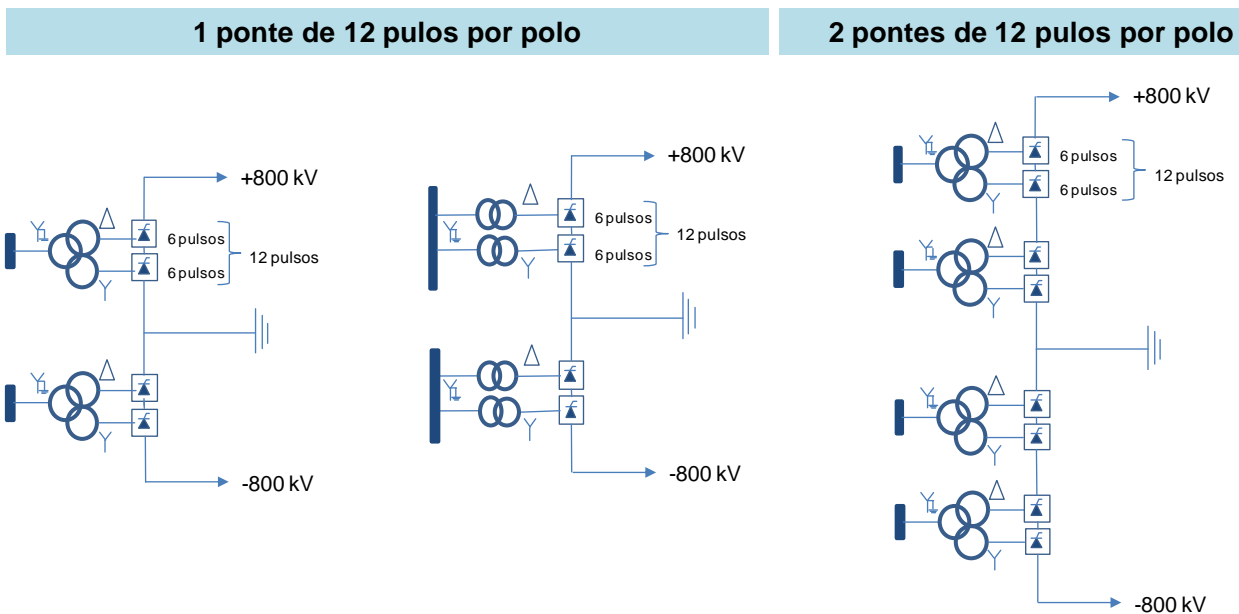
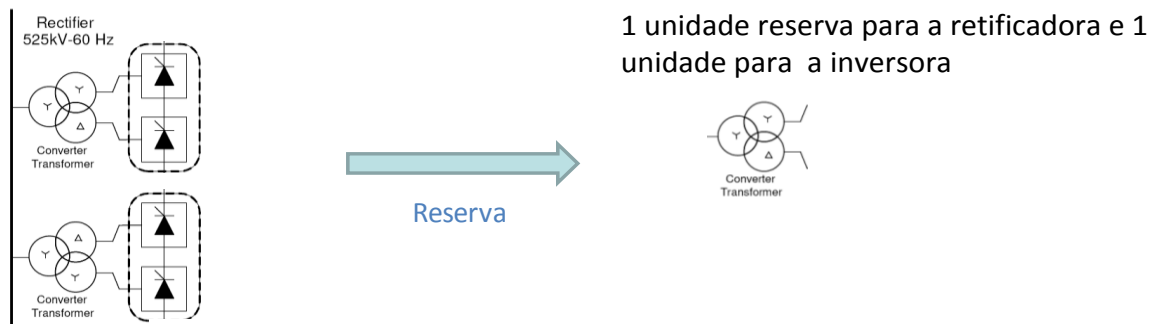


Figura 60 – Possibilidade de arranjo das pontes para transmissão de 4.000 MW

Concluindo, será deixada a cargo do empreendedor junto com o fabricante, a escolha da configuração da conversora tendo em vista a capacidade e a tecnologia de cada um na fabricação e as restrições de transporte até cada subestação.

Da mesma forma, 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 conforme ilustrado na Figura 61.

Configuração das conversoras considerando trafos de 3 enrolamentos



Configuração das conversoras considerando trafos de 2 enrolamentos

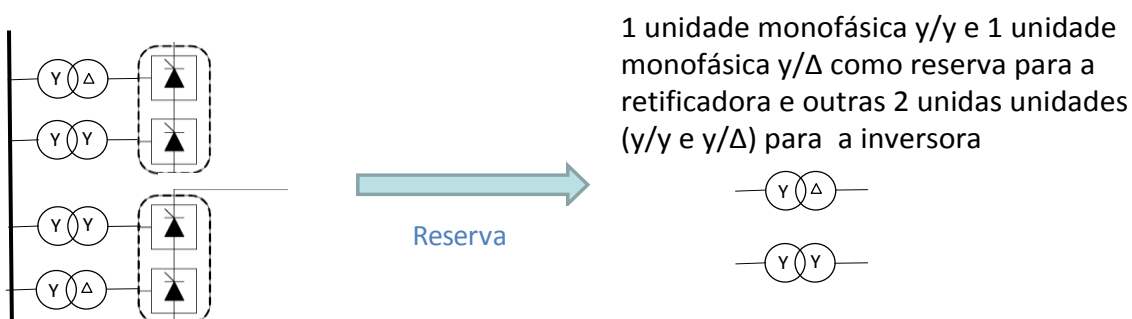


Figura 61 – Possibilidades de configuração dos transformadores das conversoras

6.2.4 Perdas nas Estações Conversoras

As perdas máximas admissíveis em cada estação conversora (retificador ou inversor) não deverão ser superiores a 0,75% da sua potência nominal, incluindo a contribuição de todos os equipamentos e serviços auxiliares necessários a operação da mesma.

6.2.5 Compensação Reativa

Para a avaliação do balanço de potência reativa e valores máximos dos módulos, foi considerada 3 condições extremas:

- potência ativa mínima no elo em cada Bipolo e fluxo reduzido na interligação Norte-Sul (cenário zero) no patamar de carga leve para avaliar a máxima potência reativa que o sistema pode comportar nessa situação;
- patamar de carga pesada para avaliação da potência reativa total, considerando a presença dos 2 Bipolos, sem incluir filtro reserva; e
- patamar de carga leve para avaliação do tamanho dos módulos, considerando a presença dos 2 Bipolos, sem incluir filtro reserva.

Para avaliação da potência reativa total nas conversoras o cenário mais adverso considera período úmido na região Norte. Para verificação do tamanho dos módulos, no caso da conversora em Xingu, incluiu-se também o período seco na região Norte no qual o terminal Xingu estará operando como inversor. A Tabela 32 sintetiza as condições acima descritas.

Tabela 32 – Condições de cenários analisados

Cenário	Patamar	Conversora	Figura
Fluxo Zero	Leve	Xingu, T. Minas e T. Rio	-
Norte Exportador	Pesada	Xingu, T. Minas e T. Rio	Figura 99
Norte Exportador	Leve	T. Minas e T. Rio	Figura 100
Norte Importador	Pesada	Xingu	Figura 103

O dimensionamento considerado neste relatório considerou que os filtros irão oferecer toda a potência reativa (cerca de 50% da potência nominal do elo) necessária para compensar o consumo próprio em qualquer condição operativa tanto como retificador como inversor.

Para observar as máximas variações de tensão, os casos de fluxo de potência foram simulados sem controle automático de taps (CTAP) e sem controle remoto de reativo (CREM).

De modo a avaliar a potência máxima reativa que o sistema pode comportar a Tabela 33, apresenta a potência reativa máxima que os elos CCAT podem fornecer ao SIN na condição de potência ativa mínima em cada Bipolo na condição de fluxo zero no patamar de carga leve.

Tabela 33 – Potência reativa máxima fornecida ao SIN na condição de potência ativa mínima em cada Bipolo

Barra Terminal de CA	Potência Ativa despachada no elo (MW)	Pot. Reativa absorvida pelo elo (Mvar)	Tensão na barra CA terminal (pu)	Quantidade Mínima de filtros ligados na tensão terminal da barra (Mvar)	Quantidade Mínima de filtros ligados na tensão 1 pu (Mvar)	Pot. Reativa Máxima fornecida ao Sistema na Tensão Terminal da Barra (Mvar)
Xingu (Bipolo 1)	500	151	1,100	508,2	1 x 420	357,2
Xingu (Bipolo 2)	500	151	1,100	508,2	1 x 420	357,2
Terminal Minas (Bipolo 1)	497	168	1,094	478,7	1 x 400	310,7
Terminal Rio (Bipolo 2)	497	168	1,093	477,8	1 x 400	310

Com base nos resultados apresentados na Tabela 33, o máximo que o sistema pode absorver é 357 Mvar em Xingu, 310 Mvar no T. Minas e no T. Rio considerando tensão máxima de 1,10 pu nos terminais das subestações conversoras. Para atender a esse condição os módulos não deverão ser superiores à 420 Mvar na SE Xingu e 400 Mvar nas SEs T. Minas e T. Rio. Observa-se na Tabela 34 as variações de tensão para manobras individuais dos filtros considerando todos os módulos iguais.

Tabela 34 – Variação máxima nas barras de C.A considerando a manobra de um dos filtros planejados.

Barra Terminal de CA	Quantidade de Filtros Planejados	Quantidade de Filtros Planejados	Potência Reativa de cada Filtro (Mvar)	Total de Filtros (Mvar)	Variação de tensão em Manobra de uma Ilha (%)
Xingú (Bipolo 1)	5	5 Filtros Individuais	420	2100	2,4
Xingú (Bipolo 2)	5	5 Filtros Individuais	420	2100	2,4
Terminal Minas (Bipolo 1)	5	5 Filtros Individuais	400	2000	2,6
Terminal Rio (Bipolo 2)	5	5 IL Individuais	400	2000	2,7

Legenda: IL = Ilha de Filtros ; BF = Banco de Filtros

Na data de elaboração deste relatório, encontra-se em processo de aprovação pela ANEEL revisão do procedimento de rede que prevê limites de variação máxima admitida no SIN ao considerar elos de corrente contínua. Nesta proposta, a variação máxima admitida será de 3%. Logo, os filtros utilizados nesta fase de estudo atendem aos valores previstos de variação máxima.

Considerando a possibilidade de se utilizar ilhas de filtros, a Tabela 35 apresenta as variações de tensão na manobra das ilhas.

Tabela 35 – Variação de tensão considerando possibilidade de ilha de filtros

Barra Terminal de CA	Quantidade de Filtros Planejados	Quantidade de Ilhas de Filtros Planejados	Potência Reativa de cada Filtro (Mvar)	Total de Filtros (Mvar)	Variação de tensão em Manobra da maior Ilha (%)
Xingú (Bipolo 1)	5	2 IL	420	2100	5,8
Xingú (Bipolo 2)	5	2 IL	420	2100	5,8
Terminal Minas (Bipolo 1)	5	2 IL	400	2000	6,0
Terminal Rio (Bipolo 2)	5	2 IL	400	2000	6,0

Legenda: IL = Ilha de Filtros ; BF = Banco de Filtros

Como base nos resultados obtidos na Tabela 35, considerando os módulos dos filtros, é possível considerar duas ilhas de filtros sem violar os critérios estabelecidos para variação de tensão na perda de um elemento (10%). Contudo, para efeito de espaço previsto na subestação, será considerado a possibilidade de até três ilhas de filtros.

6.2.6 Identificação dos Carregamentos Admissíveis

O carregamento máximo a ser praticado no sentido SE => N, que não implica custos adicionais às conversoras, segundo informações dos fabricantes, fica em torno de 85% da potência definida para os inversores, ou seja, $0,85 \times 3850 = 3.270$ MW em cada Bipolo, o que atende as expectativas da área energética.

O fluxo mínimo nos Polos é consequência dos condicionantes de transmissão do sistema estudado. É inerente um limite de 10% da potência nominal, sem custos adicionais. Atualmente, requisitos de 5% não representam problemas tecnológicos para os fabricantes de conversoras convencionais, mas representam acréscimos de custos. É possível obter até 3% de carregamento.

Apesar desse ganho tecnológico, as análises mostram que do ponto de vista do sistema não é necessário praticar valores abaixo de 10% do valor nominal em cada Bipolo (400 MW). A controlabilidade dos elos e suas perdas elétricas reduzidas para esse nível de carregamento representam vantagens que podem justificar várias combinações de sentidos do fluxo. Um exemplo é a operação do Terminal Minas como retificador tendo o Terminal Rio como inversor, via Xingu. Indiretamente essa operação corresponde a um reforço no Sudeste entre a região de carga (Terminal Rio) e a região de geração (Terminal Minas), como pode ser visto na Figura 62.

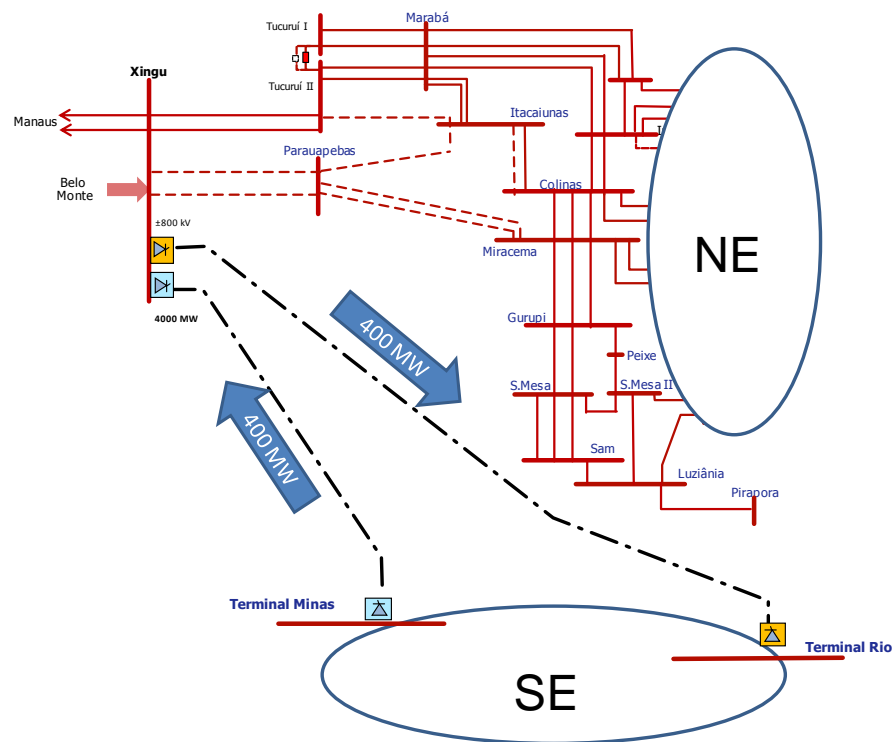


Figura 62 – Exemplo de operação para o intercâmbio líquido nulo

6.3 Localização e Arranjo das Subestações

Neste item serão apresentadas as expansões previstas nas subestações que receberão as conversoras.

No caso das novas subestações, serão indicadas coordenadas referenciais, normalmente equivalentes ao ponto central de uma área propícia sugerida pela área de meio ambiente, para possibilitar as simulações e análises técnicas. Com base nessas coordenadas e através de maiores detalhes fornecidos pelo relatório R3, o empreendedor poderá otimizar a localização da SE.

6.3.1 Terminal Norte (Xingu)

Na parte I deste estudo, foi considerada de forma preliminar, a SE Terminal era uma expansão da SE Xingu, para efeito de comparação das alternativas. Entretanto, conforme visualizado na Figura 63, a SE Xingu não comporta a implantação dos 2 Bipolos, além das linhas de transmissão de 500 kV para o sistema de conexão da UHE Belo Monte e para a ampliação das interligações. Foi informado ainda que a SE possui espaço para implantação de até 5 saídas de 500 kV, quando então estará esgotada sua capacidade de expansão.

O terreno contíguo a SE Xingu está sujeito a alagamento em épocas chuvosas, acarretando necessidade de grande movimentação de terra para sua elevação, segundo informações da proprietária da SE. Foi informado ainda que a SE possui espaço para implantação de até 5 saídas de 500 kV, quando então estará esgotada sua capacidade de expansão.

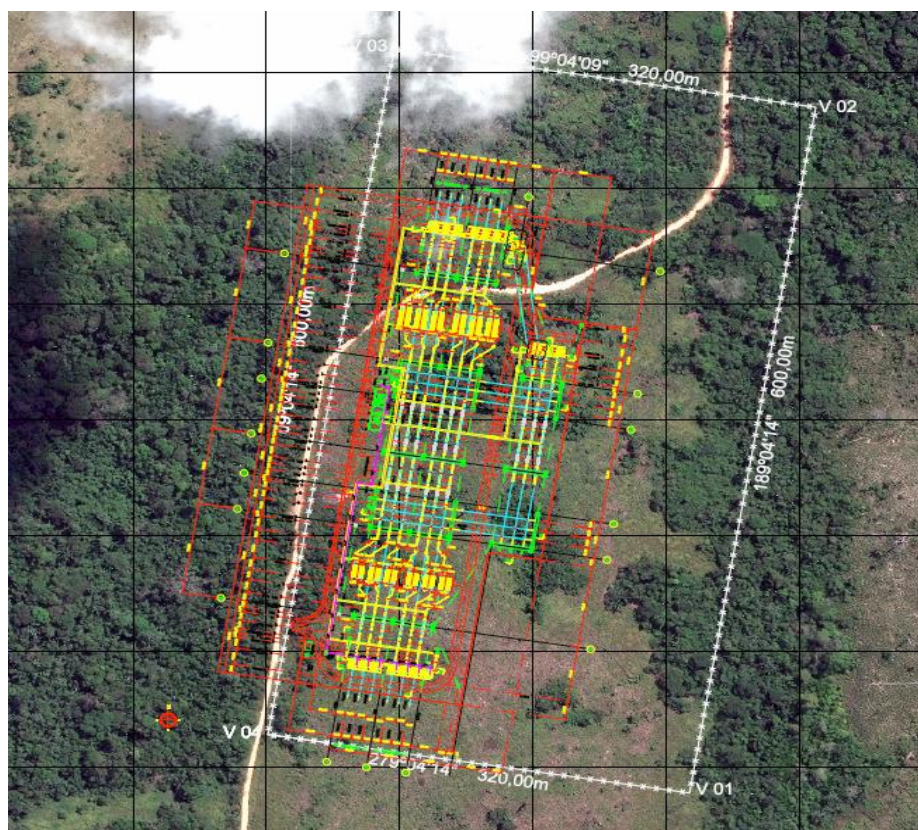


Figura 63 – Terreno da SE Xingu 500 kV

No entanto, com base nas informações levantadas pela Norte Energia que realizou avaliações em campo, Anexo IX, indicaram que a movimentação de terra e demais adequações para expansão da SE Xingu é factíveis e um custo estimado de terraplanagem estimado em cerca de 24 milhões.

Para dimensionamento da área destinada aos equipamentos de corrente contínua, foi estimado um fator de 1,26 em relação ao espaço demandado pelas conversoras do Madeira. A área total estimada da SE é de aproximadamente 490.000 m².

Deste modo, a ampliação da subestação com base nesses custos e área prevista, a ampliação da SE 500 kV Xingu é economicamente mais favorável do que a construção de uma segunda subestação.

Sendo assim, foi mantida a premissa de ampliação contemplando as entradas das máquinas e das linhas de transmissão de 500 kV de integração com a região norte, assim como as conversoras CC para a interligação com o Sudeste. A Figura 64 ilustra a distribuição das conexões previstas.

O arranjo final vislumbrado para a SE 500 kV Xingu para escoamento da potência plena de Belo Monte é mostrado no esquemático da Figura 65, quando a SE já estará esgotada em termos de espaço físico.

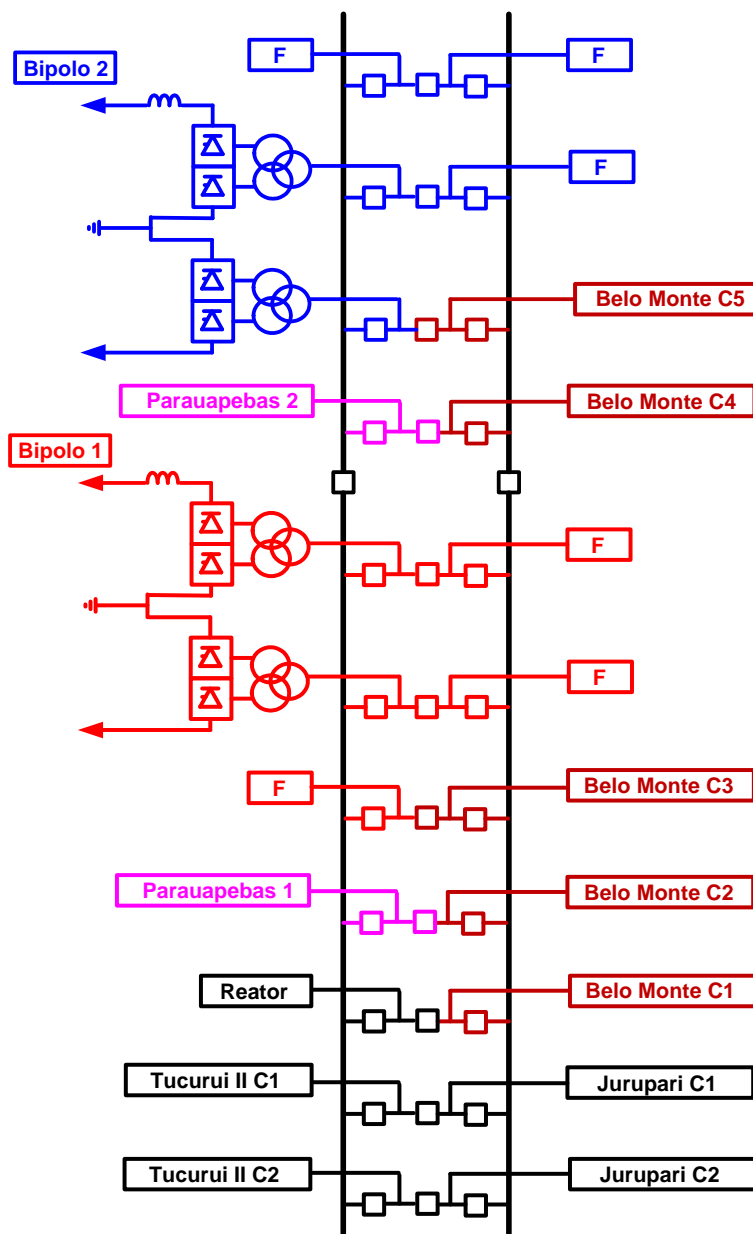


Figura 64 – Esquemático da Ampliação da SE 500 kV Xingu

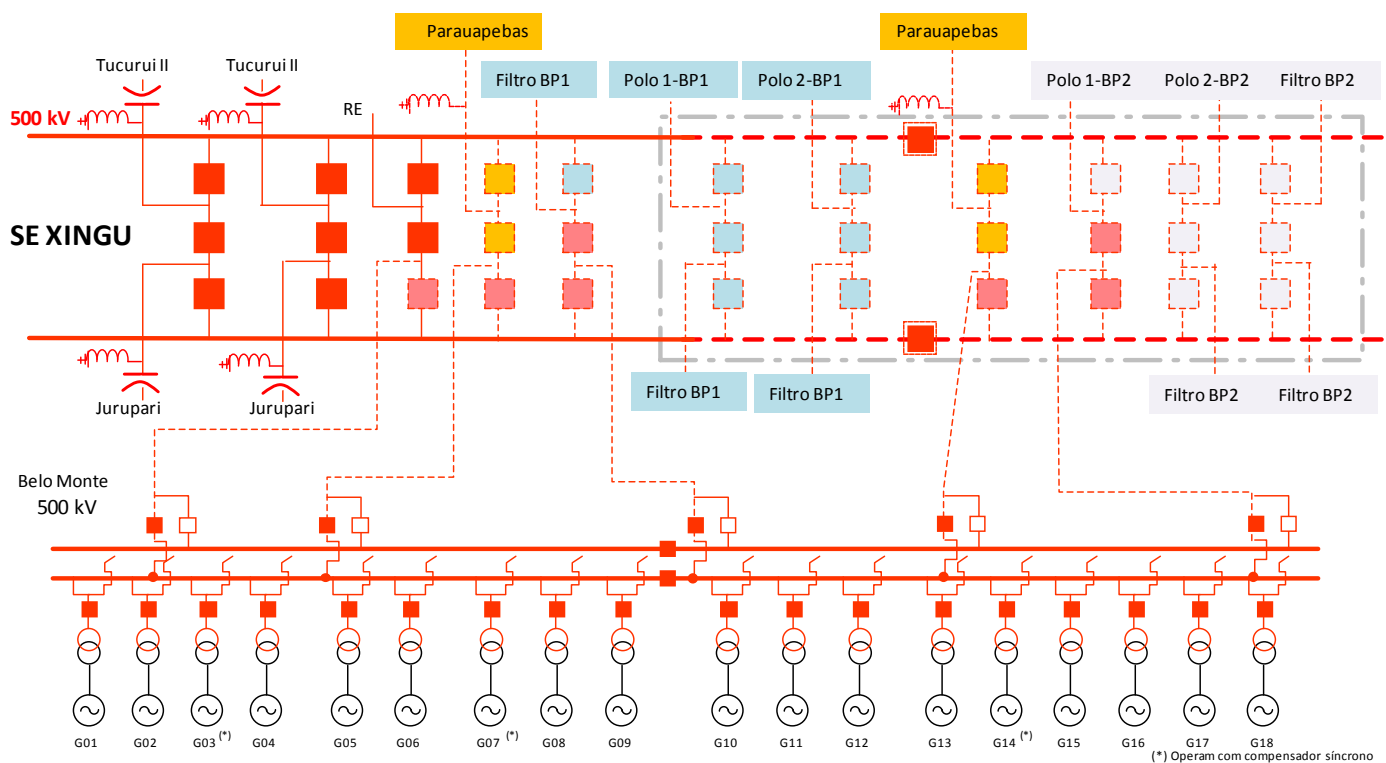


Figura 65 – Proposta do arranjo final para a SE 500 kV Xingu e Belo Monte

Como sugestão do planejamento, as cores indicam as obras com as quais os disjuntores estão associados, levando em consideração o escalonamento de entrada em operação de cada uma. Ressalta-se, no entanto, que essa definição cabe à ANEEL que deverá estabelecer o que será construído por cada um dos empreendedores que irão compartilhar essa subestação. Além disso, a ANEEL poderá alterar a posição dos vários bays de cada setor do barramento, observando inclusive as restrições ambientais e as necessidades do pessoal de projeto e construção.

Com relação ao arranjo apresentado para da SE Belo Monte, ressalta-se que a configuração de 1 disjuntor por máquina, conforme Figura 65 deverá ser mantida conforme avaliações do anexo 6.

6.3.2 Terminal Minas (próximo à SE 500 kV Estreito)

A escolha do Terminal Minas nas proximidades de Estreito se deu pela sua localização estratégica entre a geração e a carga, o que proporcionava desempenhos satisfatórios e semelhantes para os dois sentidos de intercâmbios Norte => Sul e Sul => Norte.

Com base nas informações da proprietária da SE Estreito 500 kV, a subestação não comporta uma conversora de grande porte. Assim, se faz necessária a implantação de uma nova subestação nas proximidades da SE 500 kV Estreito, denominada de Terminal Minas.

Segundo as avaliações ambientais preliminares, poder-se-ia expandir a SE 500 kV Estreito através da aquisição de terreno nas vizinhanças, por se tratar de uma área rural sem ocupação que representasse impedimentos para tal. No entanto, devido às necessidades específicas da tecnologia de corrente contínua para a escolha do terreno, tais como, facilidade de acesso (estradas, pontes, rios), disponibilidade de água para refrigeração, boa resistividade do solo para implantação do eletrodo de terra, decidiu-se por sugerir uma área maior (Figura 66), num raio de aproximadamente 20 km em volta da SE Estreito 500 kV, ao sul do rio Grande. As coordenadas indicadas são para referencialmente estimar os comprimentos das linhas de transmissão envolvidas.



Figura 66 – Área sugerida para instalação da SE Terminal Minas

A integração da SE Terminal Minas com a SE Estreito 500 kV deverá ser feita através de 2 linhas de transmissão de 500 kV, 4x954 MCM de comprimento até 10 km (Figura 67), dependendo da microlocalização a ser feita a partir detalhamento do Relatório R3.

Da forma como serão distribuídas as linhas de transmissão entre a SE Estreito existente e a SE Terminal Minas, as duas subestações apresentam um equilíbrio natural de fluxo de carga (fonte – carga).

Para a etapa de expansão futura, vislumbra-se espaço para mais 3 bays de 500 kV, conforme mostrado na Figura 67.

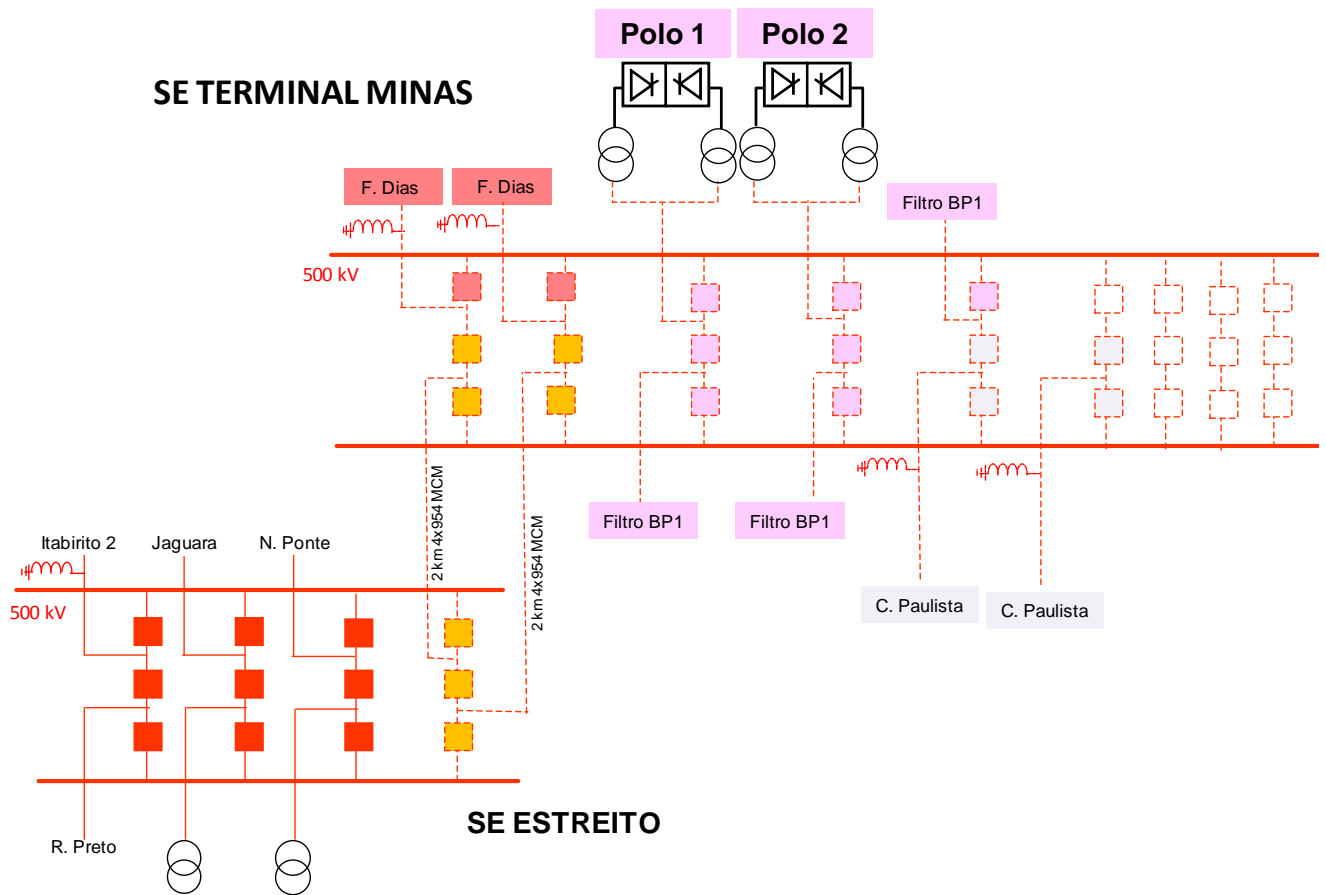


Figura 67 – Proposta do arranjo final para a SE 500 kV Terminal Minas

6.3.3 Terminal Rio (próximo à SE 500 kV Nova Iguaçu)

Para as simulações iniciais, foi sugerida, de forma simplificada, a localização da SE Terminal Rio junto à Nova Iguaçu. Como não existe espaço em Nova Iguaçu para comportar esses empreendimentos, foram analisadas várias possibilidades de seccionamentos registradas em [16], que recomendou o seccionamento dos circuitos CSN – Adrianópolis 500 kV e Resende – Adrianópolis 500 kV (originalmente C1 e C2 da LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis 500 kV) conforme [16]. A integração da SE Terminal Rio com a SE Nova Iguaçu deverá ser feita através de 2 novas linhas de transmissão de 500 kV, 4x954 MCM de aproximadamente 20 km. Os croquis da Figura 68 mostram a evolução dessa configuração.

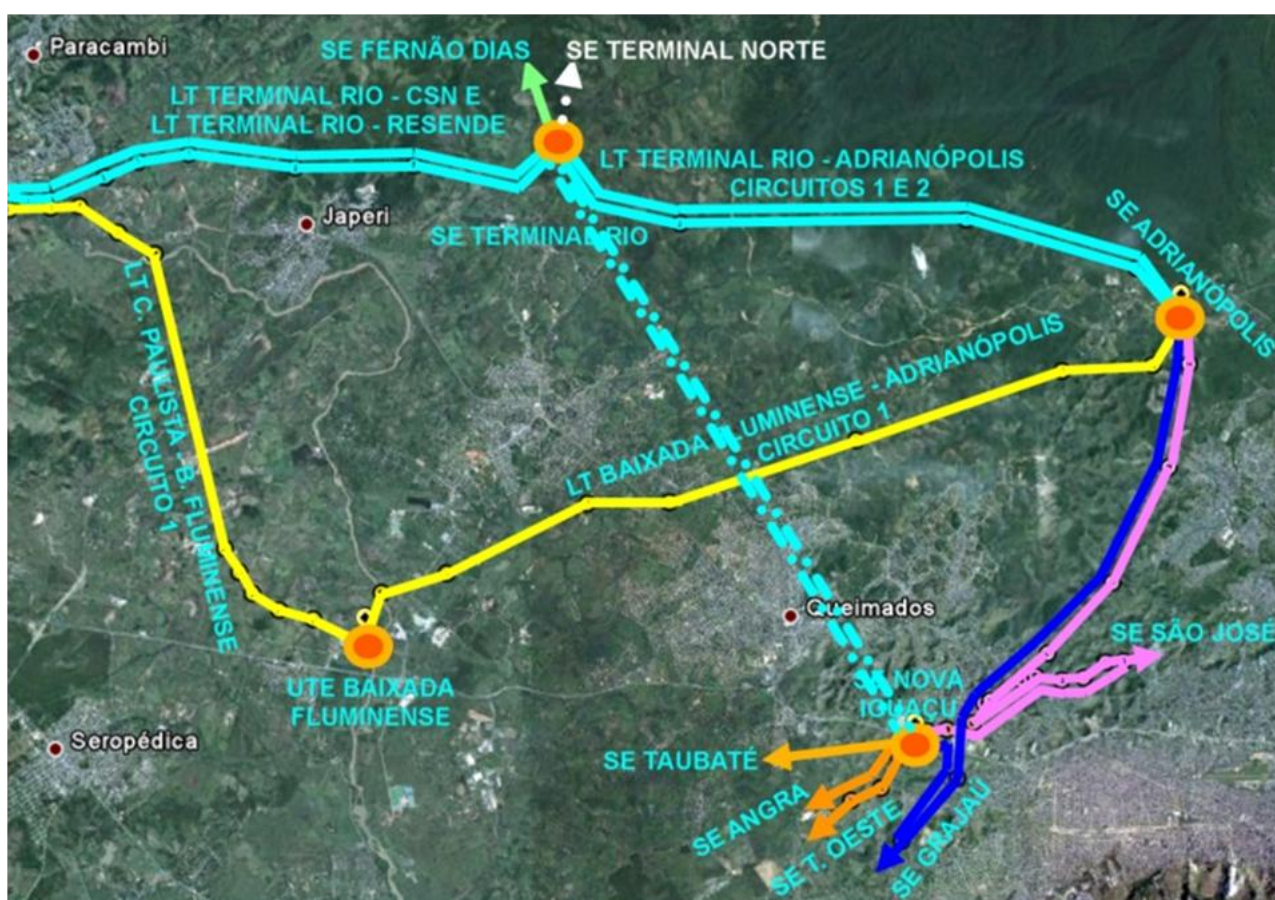


Figura 68 – Evolução da configuração e dos seccionamentos para conexão da SE Terminal Rio.

A área indicada pelas análises preliminares de meio ambiente, para a implantação da SE Terminal Rio, fica nas proximidades de Japeri, a aproximadamente 20 km da SE Nova Iguaçu e 15 km da SE Adrianópolis, conforme mostrado no detalhe da Figura 69. Para efeito de simulações, o ponto referencial escolhido tem as coordenadas 22°37'39.42"S; 43°36'19.42"O. As informações do relatório R3, juntamente com as demandas do empreendimento com relação à resistividade do solo, disponibilidade de água para resfriamento e outros aspectos relacionados a terminal de CC, é que irão definir o ponto exato para localização da SE.



Figura 69 – Localização SE Terminal Rio

Conforme mostrado no esquemático da Figura 70, é resguardado espaço para 3 novos bays de 500 kV, como reserva para a Etapa de Expansão Futura.

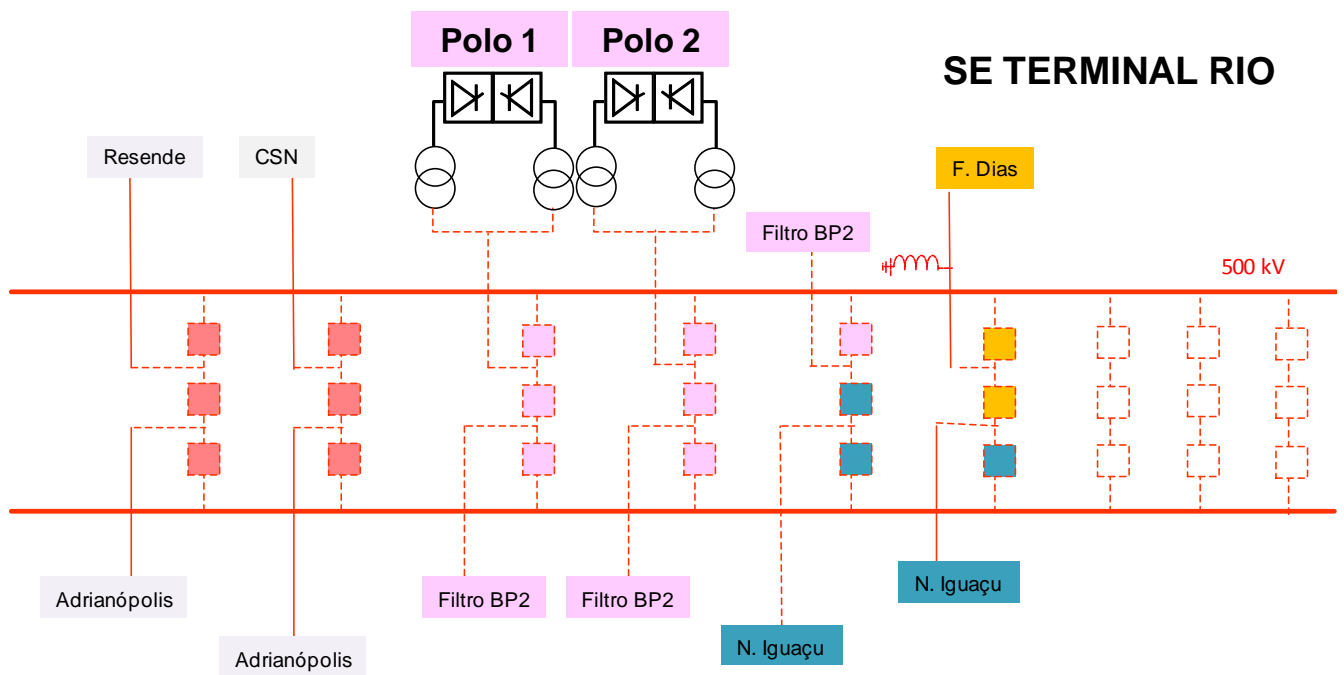


Figura 70 – Proposta do arranjo final SE 500 kV Terminal Rio

7. REFORÇOS NA REGIÃO SUDESTE

Para esse período estão previstas algumas ampliações de subestações e a instalação linhas de transmissão na região Sudeste para receber os novos intercâmbios, quais sejam:

- LT 500 kV Marimbondo II - Campinas
- LT 440 kV Fernão Dias – Cabreúva
- LTs 500 kV Terminal Minas – Fernão Dias C1 e C2
- LTs 500 kV Terminal Minas – Cachoeira Paulista C1 e C2
- LT 500 kV Fernão Dias – Terminal Rio

Para essas linhas de transmissão do sistema receptor do Sudeste, foi utilizada na primeira etapa a configuração de 4 condutores/fase. Especificamente, para as linhas de transmissão entre o Terminal Minas - Cachoeira Paulista, foi proposta a mesma configuração de 6 condutores por fase, em função do elevado carregamento previsto para esse trecho e para atender aos requisitos de desempenho dinâmico. Não se constatou a necessidade de compensação série em nenhuma das linhas de transmissão referentes aos reforços na região Sudeste.

7.1 LT 500 kV Marimbondo II-Campinas

A recomendação do relatório da etapa I [3] indicava a necessidade LT 500 kV Marimbondo II-Campinas associado ao Bipolo 1, previsto para 2017.

Para avaliar a necessidade desta linha quando da entrada em operação do Bipolo 1, considerou-se cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, quando a região Sudeste recebe cerca de 7.700 MW da região Norte. As térmicas na área Rio e o intercâmbio da região Sudeste com a região Sul são apresentados na Figura 71 a seguir.

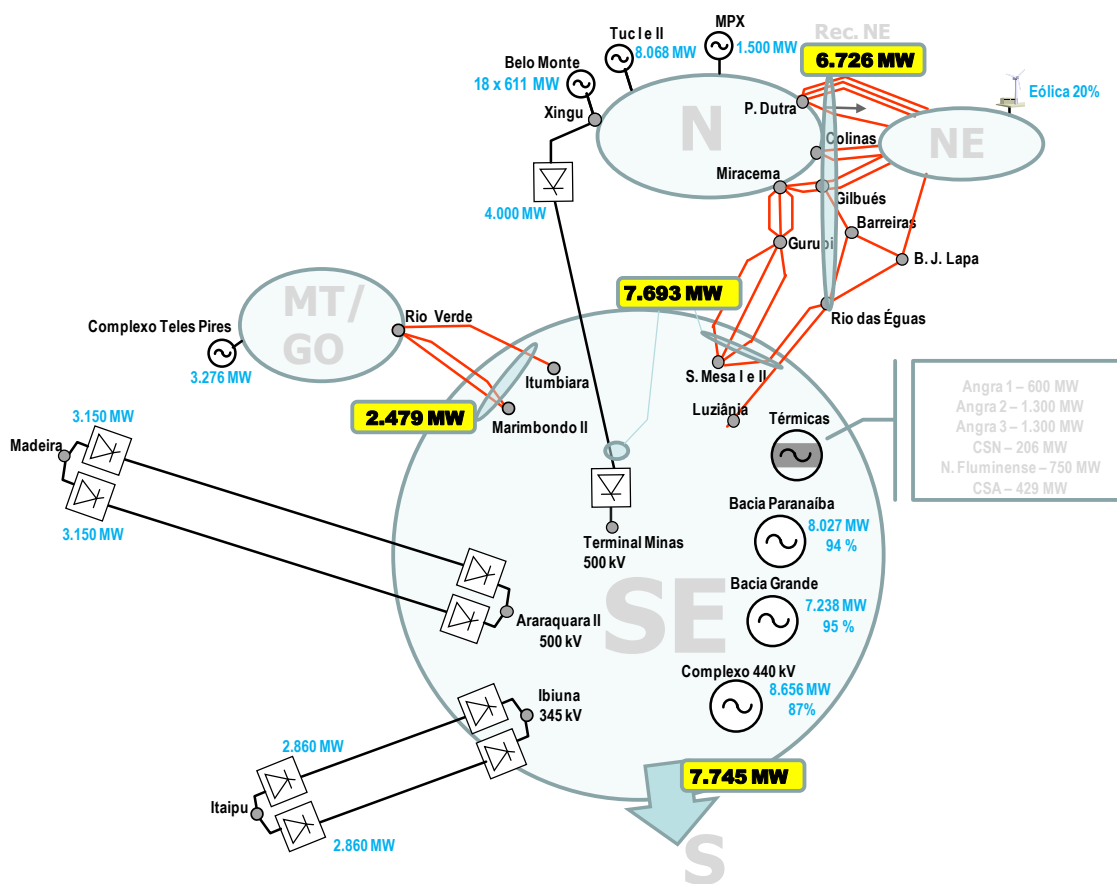


Figura 71 – Esquemático do cenário Norte Exportador. Ano 2017. Carga Pesada.

Avaliou-se outras condições extremas como a ausência de uma das UTN de Angra e despacho elevado na UHE Itaipu 50 Hz e 60 Hz. Cabe ressaltar que os cenários analisados consideraram os reforços indicados para a interligação Sul-Sudeste [8][14]. A Figura 40 apresenta os fluxos nas linhas de transmissão da malha de 500 kV mais significativas na análise considerando a presença da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas fosse necessária.

Tabela 36 – Casos analisados para o ano 2017 no cenário Norte Exportador em carga pesada.

BARRA	Variável	CASO_1	CASO_2	CASO_3
ITAIPU60-9GR	MW	6300.	6300.	6390.
ITAIPU5010GR	MW	6784.	6784.	6303.
ANGRA-3--1GR	MW	1350.	-	-
ESTRE2-MG500	V(pu)	1.079	1.077	1.090
F.DIAS-SP500	V(pu)	1.041	1.036	1.048
ARARA2-SP500	V(pu)	1.080	1.077	1.090
ITATIB-SP500	V(pu)	1.048	1.054	1.064
TAUBA2-SP500	V(pu)	1.072	1.059	1.065
MARIM2-MG500	V(pu)	1.076	1.079	1.085
ASSIS--SP500	V(pu)	1.080	1.083	1.093
CAMPIN-SP500	V(pu)	1.046	1.048	1.059
CAMPIN-SP345	V(pu)	0.987	0.988	0.996

Barra (De)	Barra (Para)	Variável	CASO_1	CASO_2	CASO_3
ARARA2-SP500	F.DIAS-SP500	FMW	1055	1089	1079
ARARA2-SP500	ITATIB-SP500	FMW	1508	1457	1431
ESTRE2-MG500	F.DIAS-SP500	FMW	1258	1247	1248
MARIM2-MG500	ASSIS--SP500	FMW	1311	1239	1194
RVERDN-GO500	MARIM2-MG500	FMW	1033	1024	1025
ARARAQ-SP500	CAMPIN-SP500	FMW	1268	1245	1230

Com base nos fluxos acima, foram avaliadas inicialmente as emergências mais críticas, sem considerar a LT 500 kV Marimbondo II-Campinas de modo a identificar a contingência mais severa, a saber:

- LT 500 kV AraraquaraII - Itatiba
- LT 500 kV AraraquaraII - Taubaté
- LT 500 kV Marimbondo II - Assis
- LT 500 kV T.Minas - F.Dias

Observou-se que uma das emergências mais crítica é a perda da LT 500 kV Marimbondo II-Assis considerando a ausência da UTN Angra III. Neste caso, para possibilitar que o sistema atendesse os critérios mínimos de tensão nesta emergência, foram adicionados os seguintes reforços: 3x100 Mvar na SE Campinas 345 kV, 2x100 Mvar na SE F.Dias 440 kV e 1x150 Mvar SE Araraquara 440 kV (Figura 72).

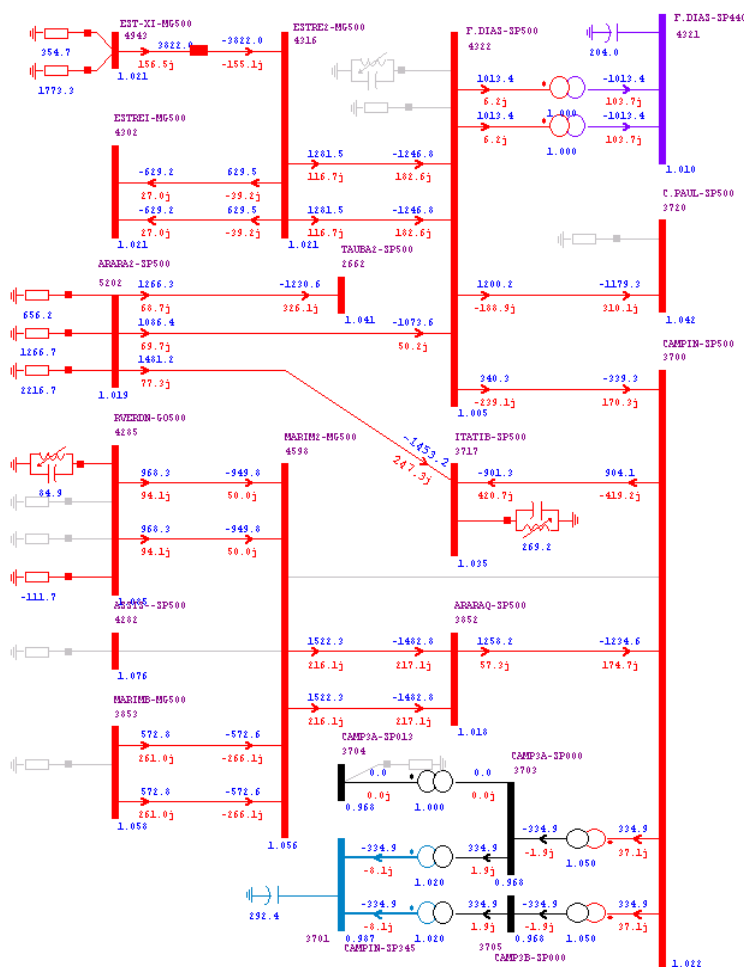


Figura 72 – Perfil de tensão na perda da LT 500 kV Marimbondo II-Assis sem a LT 500 kV Marimbondo II-Campinas. Carga pesada. Ano 2017.

Mesmo com a LT 500 kV Marimbondo II-Assis, na condição mais desfavorável que considera a ausência da UTN Angra III, observa-se necessidade de um banco de capacitor de 100 Mvar na SE Campinas 345 kV a partir do ano 2017.

Com a entrada da LT 500 kV Marimbondo II - Campinas, somado ao efeito de intercâmbios elevados, possibilitados pela ampliação da Norte/Sul [14], provoca sobrecarga no link entre Marimbondo I - Marimbondo II, na perda de um dos circuitos.

A solução para eliminar esta sobrecarga é o seccionamento da LT 500 kV S. Simão - Marimbondo na SE Marimbondo II. Esta adequação acarreta a necessidade de 2 (dois) vãos de linha na SE Marimbondo II e cerca de 1 km de linha de transmissão. Além disso, esse seccionamento reduz as perdas do SIN em todos os cenários analisadas como pode ser observado na Tabela 37.

Tabela 37 - Comparação do seccionamento da LT 500kV São Simão da SE Marimbondo (antiga) para a SE Marimbondo (nova). Ano 2016.

Casos	Geração ativa na Swing (MW)									
	Pesada					Leve				
	CEN1	CEN2	CEN3	CEN4	CEN5	CEN1	CEN2	CEN3	CEN4	CEN5
Sem Sec. LT S.Simão - Marimbondo	2419,13	2625,03	3305,34	2978,05	3314,50	2199,90	3049,80	2617,01	3345,64	2528,40
Com Sec. LT S.Simão - Marimbondo	2404,01	2611,26	3298,95	2971,16	3305,37	2193,70	3044,10	2612,18	3338,50	2521,43
Variação de Perdas	15,13	13,77	6,39	6,89	9,14	6,20	5,70	4,83	7,14	6,97

Com base na indicação dos reforços de suporte de tensão necessários para possibilitar adiar a entrada da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas, foi realizada comparação dos investimentos e perdas elétricas de modo a comprovar se sob a ótica do mínimo custo global é vantajoso a postergação da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas para 2020, quando da entrada em operação do Bipolo 2.

De forma semelhante, será realizada análise considerando a antecipação da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas para 2016 visto que o carregamento nesta linha de transmissão é elevado.

7.1.1 Avaliação Econômica da Data de Entrada

Considerando as permanências apresentadas no item 0, foram avaliadas as perdas elétricas e reforços associados considerando a linha de transmissão entrando em 2016, 2017 ou em 2020.

Para a comparação econômica dessas três possibilidades de entrada da linha, foi utilizado o valor presente líquido dos investimentos em equipamentos e instalações e considerando o custo anual do diferencial de perdas nos 4 anos (se a linha entrar em 2016) ou em 3 anos (se a linha entrar em 2017).

A Tabela 38 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas.

Tabela 38 - Custo Global (R\$ milhares) considerando entrada das obras no horizonte do estudo. Avaliação da data da necessidade da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas.

Alternativa	LT em 2016	LT em 2017	LT em 2020
Investimentos Totais (milhares)	258,93	262,58	298,92
Investimentos VPL 2016 (milhares)	258,93	243,13	227,35
Percentual em relação ao menor valor	113,9%	106,9%	100,0%
Custo das Perdas (milhares)	0,00	87,16	125,96
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	258,93	330,29	353,31
Percentual em relação ao menor valor	100,0%	127,6%	136,5%

Desta forma, a entrada da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas em 2016 apresenta-se como mais econômica.

7.1.2 Avaliação Econômica do Condutor

Para avaliação do condutor mais adequado para cada reforço, foram consideradas configurações com feixe de 4 x 954 MCM, torre de CS, recomendados pelo relatório da etapa I [3], 4 x 1113 MCM e configurações com 6 x 795 MCM de SIL de 1460 MW, ambas em torre de CS. No caso dos reatores shunt, as alternativas foram dimensionadas de modo a proporcionarem o mesmo grau de compensação shunt. A Tabela 39 ilustra os parâmetros das linhas de transmissão e os reatores shunt considerados para cada alternativa.

Tabela 39 – Alternativas analisadas de condutores na LT 500 kV Marimbondo II-Campinas.⁽¹⁾

Alternativa	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp. shunt	Reator (2 lados)	X _{eq} LT
4x954 MCM CS (SIL 1209MW)	0,238	3,825	584,877	45,0%	132	3,825
4x1113 MCM CS (SIL 1209 MW)	0,216	3,532	640,463	45,0%	144	3,53
6x795 MCM CS (SIL 1460 MW)	0,191	3,153	699,563	45,0%	157	3,15

⁽¹⁾ As resistências das alternativas considerada nesta análise foram calculadas a 60°

Para a comparação econômica das alternativas foi utilizado o valor presente líquido. Neste método, os investimentos em equipamentos e instalações, para cada alternativa, são somados aos custos das perdas anuais.

A Tabela 40 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando os custos anuais dos investimentos no horizonte de estudo (2021), já adicionado, em cada parcela, o custo anual das perdas em 30 anos.

Tabela 40 - Custo Global (R\$ milhares) considerando entrada das obras no horizonte do estudo. LTs 500 kV Marimbondo II-Campinas.

(R\$ milhares) - Taxa de Atualização de 8% aa - Valor Presente Líquido (2016)

Alternativas	4x954 MCM SIL 1200 MW	4x1113 MCM SIL 1200 MW	6 x 795 MCM SIL 1460 MW
Investimentos Totais (milhares)	267,41	290,22	325,29
Investimentos VPL 2016 (milhares)	196,55	213,32	239,10
Percentual em relação ao menor valor	100,0%	108,5%	121,6%
Custo das Perdas (milhares)	72,60	50,16	0,00
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	269,16	263,48	239,10

Percentual em relação ao menor valor	112,6%	110,2%	100,0%
--------------------------------------	--------	--------	--------

Observa-se que a configuração com feixe de 6 x 795 MCM com SIL 1460 MW é a alternativa que apresenta menor custo global, conforme verificado na Figura 73.

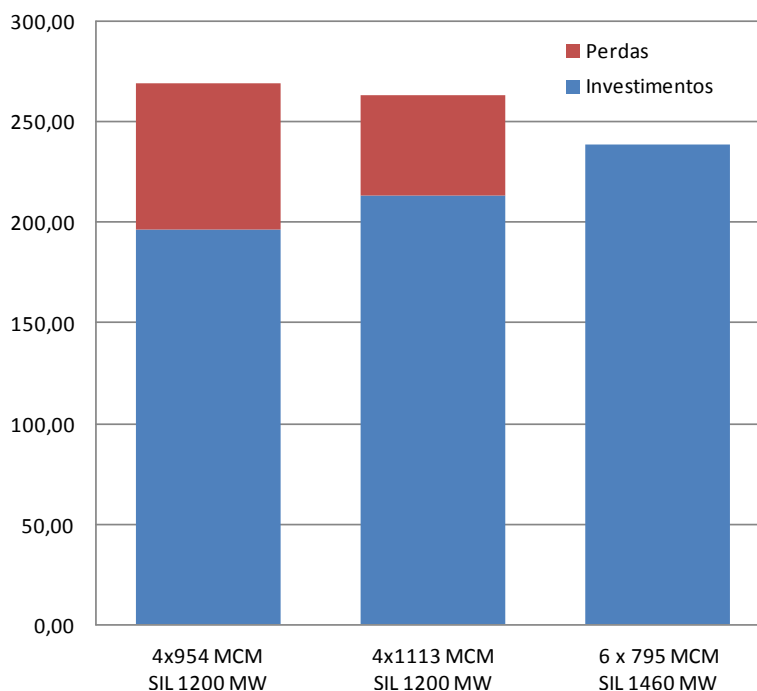


Figura 73 – Comparação Econômica entre as Alternativas (\$ x 1000). LT 500 kV Marimbondo II-Campinas.

7.2 LT 440 kV Fernão Dias-Cabreuva

A recomendação do relatório da etapa I [3] indicava a necessidade LT 440 kV F. Dias-Cabreuva associada ao Bipolo 1, previsto para 2017.

Para avaliar a necessidade desta linha quando da entrada em operação do Bipolo 1, considerou-se cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, quando a região Sudeste recebe cerca de 7.700 MW da região Norte. As usinas térmicas na área Rio e o intercâmbio da região Sudeste com a região Sul são apresentados na Figura 71.

Neste cenário, observou-se sobrecarga na LT 440 kV F. Dias-Bom Jardim quando ocorre a perda da LT 440 kV F. Dias-Taubaté. Nesta emergência (Figura 74) o fluxo na LT 400 kV F. Dias-Bom Jardim é de cerca de 1570 MVA, superando sua capacidade de emergência (1524 MVA).

Desta forma, confirma-se a necessidade da LT 440 kV F. Dias-Cabreuva associada ao Bipolo 1, previsto para 2017.

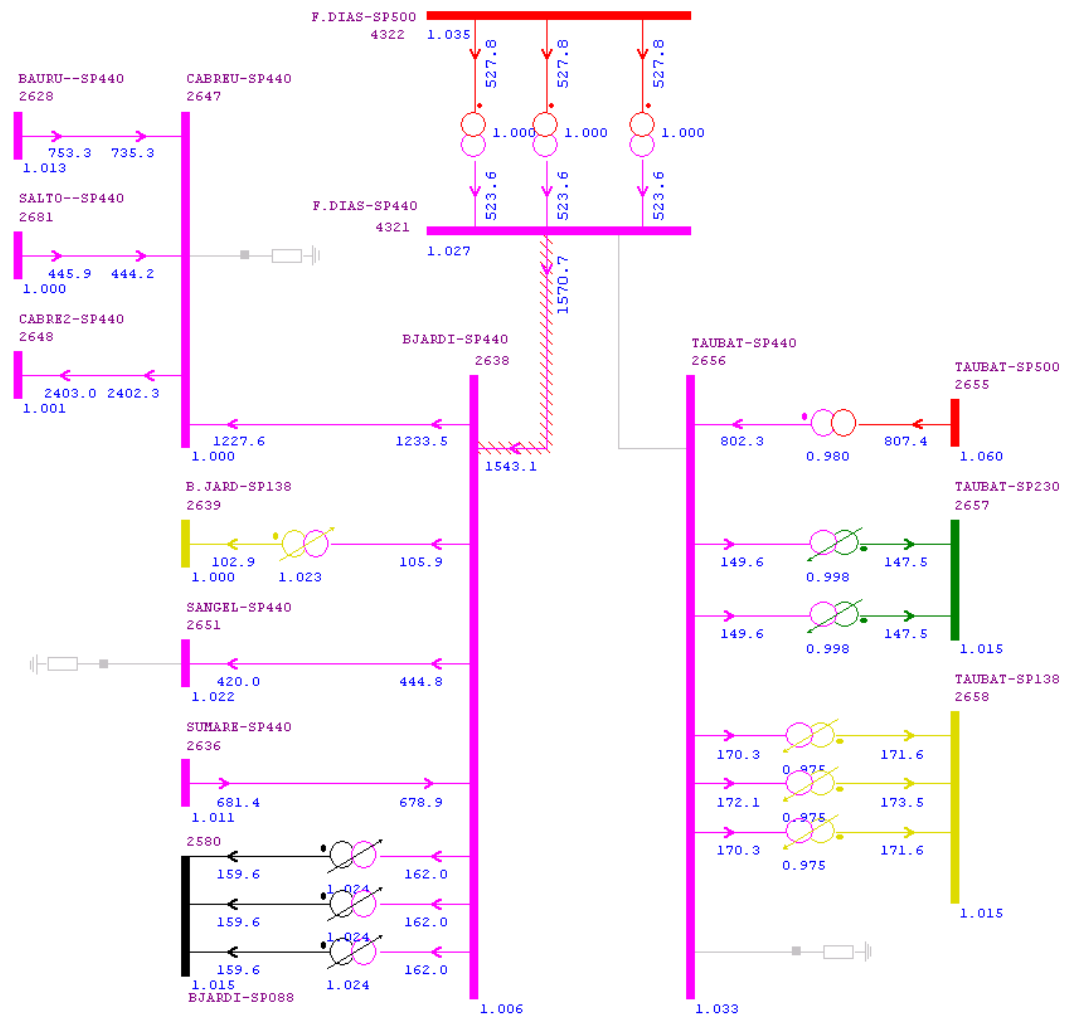


Figura 74 – Sobrecarga na LT 440 kV F. Dias-Bom Jardim na perda da LT 440 kV F. Dias-Taubaté. Carga pesada. Ano 2017.

7.3 LT 500 kV Fernão Dias-Terminal Rio

A recomendação do relatório da etapa I [3] indicava a necessidade LT 500 kV Fernão Dias – Nova Iguaçu associado ao Bipolo 1, previsto para 2017. Com a entrada em operação do Bipolo 2, estaria associada à entrada da SE Terminal Rio, próximo à Nova Iguaçu, onde estava previsto o seccionamento desta linha.

Contudo, as análises de regime permanente deste relatório, considerando o ciclo 2021, foram reavaliadas sem a presença desta linha. Desta forma, os reforços considerados nesta análise são apresentados no diagrama esquemático da Figura 75.

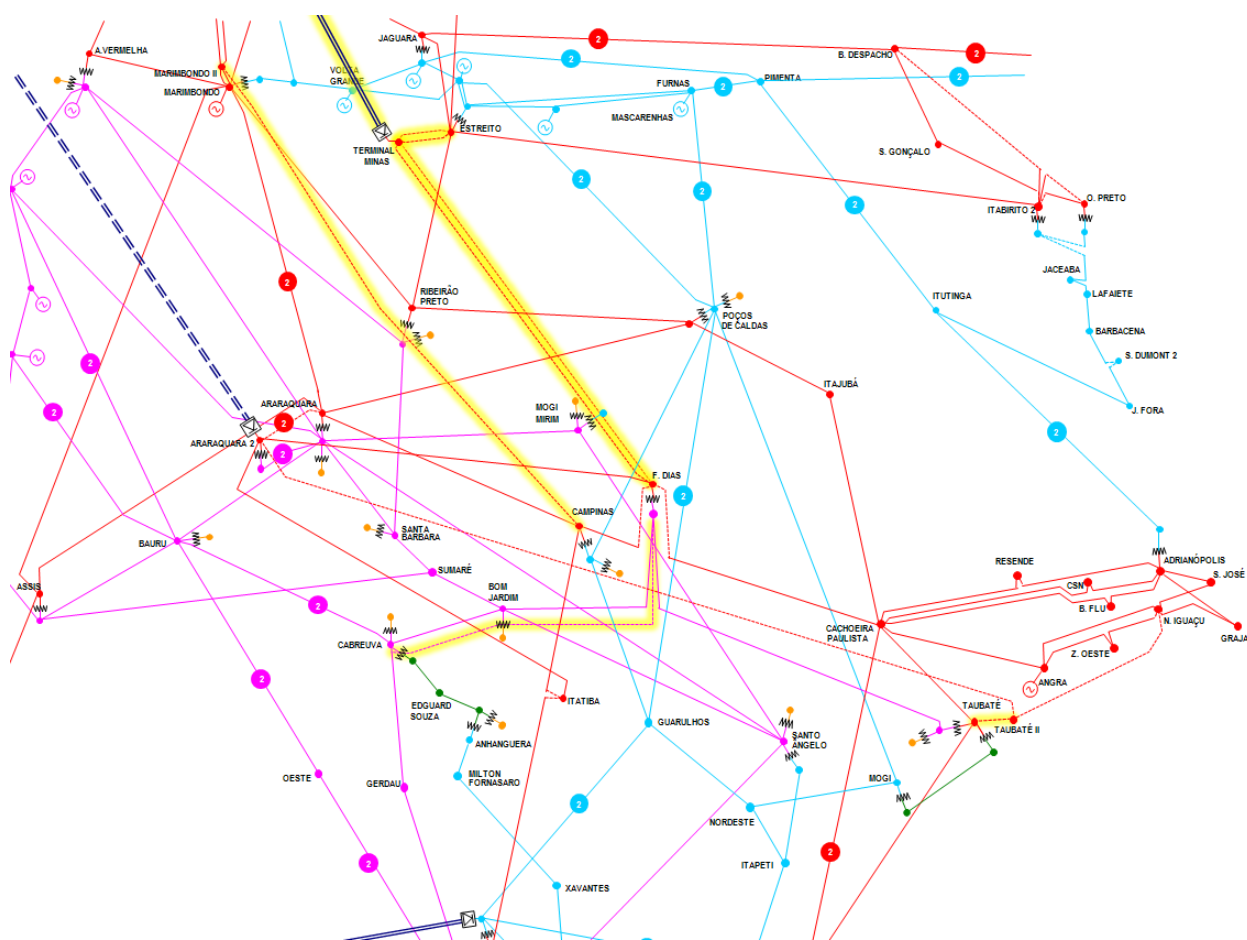


Figura 75 - Diagrama esquemático com os reforços previsto na Região Sudeste considerando 1 Bipolo (Terminal Minas) – Ano 2017.

Semelhante ao item anterior considerou-se cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, quando a região Sudeste recebe cerca de 7.700 MW da região Norte. As térmicas na área Rio e o intercâmbio da região Sudeste com a região Sul são apresentados na Figura 71. Nesta situação, foram avaliadas as seguintes emergências:

- LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu
- LT 500 kV Angra – Z. Oeste
- LT 500 kV Fernão Dias – Cachoeira Paulista
- LT 500 kV Angra – Nova Iguaçu

Também se avaliou as emergências sem a presença de Angra III. Neste caso, o intercâmbio entre a região Sudeste-Sul estabeleceu-se em cerca de 6.300 MW.

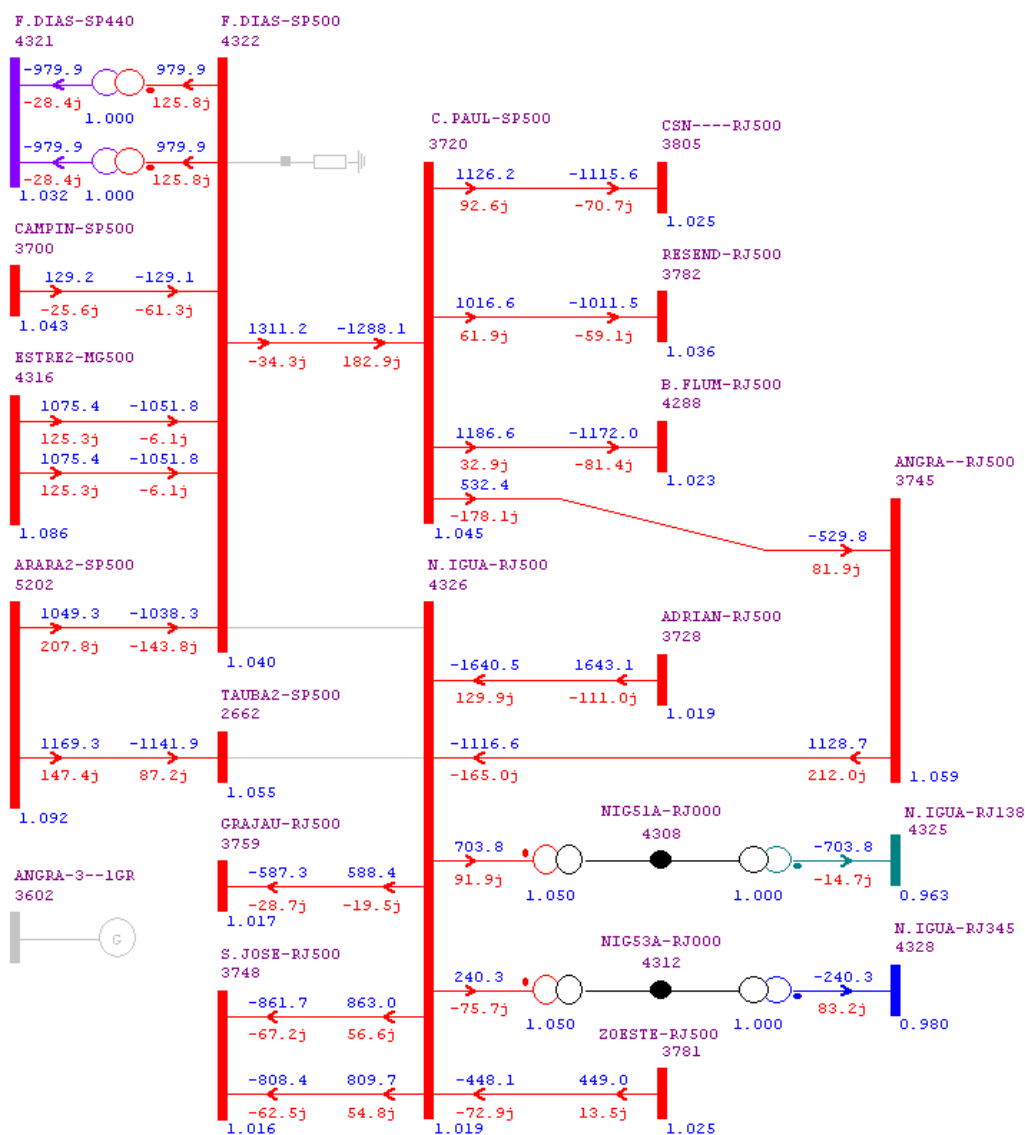


Figura 76 – Perda LT 500 kV Taubaté-Nova Iguaçu. Sem LT 500 kV Fernão Dias-Nova Iguaçu. Ano 2017. Carga pesada.

Logo, a postergação da entrada da LT 500 kV F. Dias – Nova Iguaçu de 2017 para 2020 não acarreta reforços adicionais no sistema, mesmo com uma das usinas de Angra desligada.

7.3.1 Avaliação Econômica da Data de Entrada

Para confirmar se essa decisão é a mais atrativa foi realizada uma comparação econômica das duas alternativas foi utilizado o valor presente líquido. Neste método, os investimentos em equipamentos e instalações, para cada alternativa, são somados aos custos das perdas anuais.

A Tabela 41 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando os custos anuais dos investimentos adicionando o custo anual do diferencial de perdas nos 3 anos.

Tabela 41 - Custo Global (R\$ milhares) considerando entrada das obras no horizonte do estudo. Avaliação da data da necessidade LT 500 kV Fernão Dias-Nova Iguaçu (Terminal Rio).

Alternativa	LT em 2017	LT em 2020
Investimentos Totais (milhares)	249,48	249,48
Investimentos VPL 2017 (milhares)	247,46	198,04
Percentual em relação ao menor valor	125,0%	100,0%
Custo das Perdas (milhares)	1,87	40,29
PERDAS + INVEST. VPL 2017 (milhares)	249,32	238,33
Percentual em relação ao menor valor	104,6%	100,0%

Deste modo, o reforço proposto será LT 500 kV F. Dias –Terminal Rio, a partir da entrada em operação do Bipolo 2, previsto para 2020.

7.3.2 Avaliação Econômica do Condutor

Para avaliação do condutor mais adequado para cada reforço, foram consideradas configurações com feixe de 4 x 954 MCM recomendados pelo relatório da etapa I [3], 4 x 1113 MCM e configurações com 6 condutores de SIL de 1460 MW. No caso dos reatores shunt, as alternativas foram dimensionadas de modo a proporcionarem o mesmo grau de compensação shunt. A Tabela 42 ilustra o grau de compensação série e os reatores shunt considerados para cada alternativa.

Tabela 42 – Alternativas analisadas de condutores na LT Fernão Dias–Terminal Rio ⁽¹⁾

Alternativa	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp.	Reator (2 lados)	X _{eq} LT
4x954 MCM (SIL 1200 MW)	0,217	3,536	535,828	50,6%	136	3,54
6x795 MCM (SIL 1460 MW)	0,177	2,914	640,925	50,6%	162	2,91
4x1113 MCM (SIL 1200 MW)	0,200	4,140	459,295	50,6%	116	2,91

⁽¹⁾ As resistências das alternativas considerada nesta análise foram calculadas a 60°

Para a comparação econômica das alternativas foi utilizado o valor presente líquido. Neste método, os investimentos em equipamentos e instalações, para cada alternativa, são somados aos custos das perdas anuais.

A Tabela 43 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando os custos anuais dos investimentos no horizonte de estudo (2021), já adicionado, em cada parcela, o custo anual das perdas em 30 anos.

Tabela 43 - Custo Global (R\$ milhares) considerando entrada das obras no horizonte do estudo. LT 500 kV F. Dias –Terminal Rio.

(R\$ milhares) - Taxa de Atualização de 8% aa - Valor Presente Líquido (2016)

Alternativas	4 x 954 MCM 1209 MW	6x795 MCM SIL 1460 MW	4 x 1113 MCM 1200 MW
Investimentos Totais (milhares)	265,96	321,03	287,87
Investimentos VPL 2016 (milhares)	211,13	254,85	228,52
Percentual em relação ao menor valor	100,0%	120,7%	108,2%
Custo das Perdas (milhares)	25,49	0,00	19,17
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	236,62	254,85	247,69
Percentual em relação ao menor valor	100,0%	107,7%	104,7%

Observa-se que ao se considerar 4 x 954 MCM é a alternativa que apresenta menor custo global, conforme verificado na Figura 73.

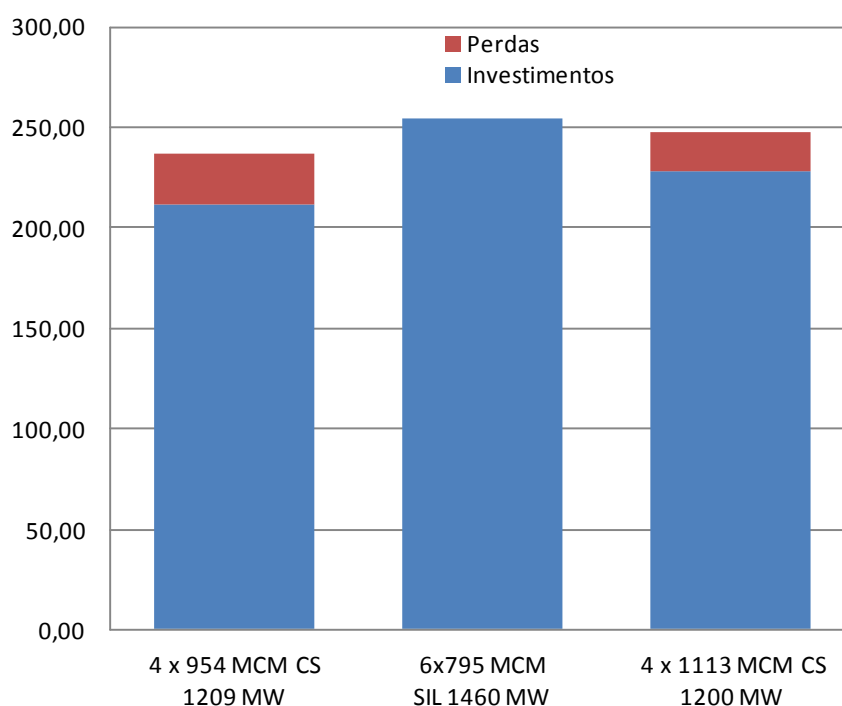


Figura 77 – Comparação Econômica entre as Alternativas (\$ × 1000). LT 500 kV F. Dias –Terminal Rio.

7.4 LTs 500 kV Terminal Minas – Fernão Dias C1 e C2

7.4.1 Avaliação Econômica do Condutor

Para avaliação do condutor mais adequado para cada reforço, foram consideradas configurações com feixe de 4 x 954 MCM, torre de CD, recomendados pelo relatório da etapa I [3], 4 x 1113 MCM, torre de CD, e configurações com 6 x 795 MCM de SIL de 1460 MW, torre de CS. No caso dos reatores shunt, as alternativas foram dimensionadas de modo a proporcionarem o mesmo grau de compensação shunt. A Tabela 44 ilustra o grau de compensação série e os reatores shunt considerados para cada alternativa.

Tabela 44 – Alternativas analisadas de condutores nas LTs 500 kV T. Minas-Fernão Dias C1 e C2 ⁽¹⁾

Alternativa	R [%]	X [%]	B [Mvar]	Grau comp. shunt	Reator (2 lados)	X _{eq} LT
4x954 MCM CD (SIL 1209MW)	0,205	3,222	490,582	55,6%	136	3,222
6x795 MCM CS (SIL 1460 MW)	0,163	2,672	582,785	55,6%	162	2,67
4x1113 MCM CD (SIL 1209 MW)	0,176	2,993	533,470	55,6%	148	2,99

⁽¹⁾ As resistências das alternativas considerada nesta análise foram calculadas a 60°

Para a comparação econômica das alternativas foi utilizado o valor presente líquido. Neste método, os investimentos em equipamentos e instalações, para cada alternativa, são somados aos custos das perdas anuais.

A Tabela 45 apresenta a síntese dos valores de comparação econômica para as alternativas analisadas, considerando os custos anuais dos investimentos no horizonte de estudo (2021), já adicionado, em cada parcela, o custo anual das perdas em 30 anos.

Tabela 45 - Custo Global (R\$ milhares) para as LTs 500 kV Terminal Minas-F. Dias C1 e C2

Alternativas	4 x 954 MCM CD 1209 MW	6 x 795 MCM 1460 MW	4 x 1113 MCM CD 1200 MW
Investimentos Totais (milhares)	421,69	558,65	453,42
Investimentos VPL 2017 (milhares)	421,69	558,65	453,42
Percentual em relação ao menor valor	100,0%	132,5%	107,5%
Custo das Perdas (milhares)	72,38	0,00	33,61
PERDAS + INVEST. VPL 2016 (milhares)	494,06	558,65	487,03
Percentual em relação ao menor valor	101,4%	114,7%	100,0%

Observa-se que a solução de 4 subcondutores é a de menor custo global em comparação à configuração de 6 condutores por fase.

Verifica-se o empate entre 4 x 954 MCM e 4 x 1113 MCM, baseando na Tabela 45. Como o condutor 954 MCM é um condutor ser mais utilizado no SIN quando comparado com o de 1.113 MCM recomenda-se 4 x 954 MCM.

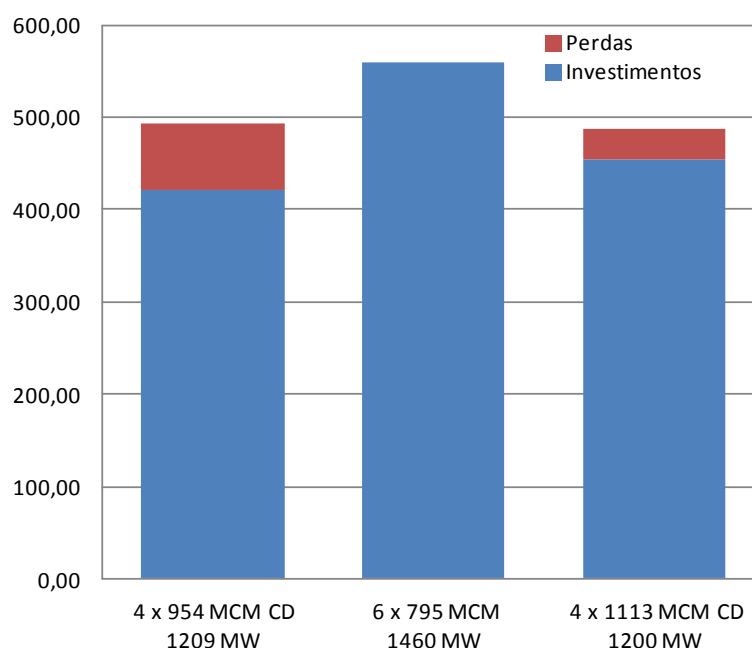


Figura 78 – Comparação Econômica entre as Alternativas (\$ × 1000). LTs 500 kV Terminal Minas-F. Dias C1 e C2.

Concluindo, recomenda-se a configuração 4 x 954 MCM com SIL 1200 MW para compor a linha de transmissão de circuito duplo entre Terminal Minas e Fernão Dias.

7.5 Compensação Shunt e Suporte de Reativo Manobrável

A Tabela 46 resume os valores em Mvar dos reatores shunts para cada terminal (DE e PARA) para os trechos de linha recomendados.

Tabela 46 – Potência nominal dos reatores shunts em 500 kV (Mvar)

LT 500 kV	Grau de Compensação Shunt (%)	Reator de linha De/Para [Mvar]
Terminal Minas-F. Dias C1 e C2	56	136/136
Marimbondo II - Campinas	45	157/157
Terminal Minas-Cachoeira Paulista C1 e C2	53	200/200
F. Dias-Terminal Rio	54	136/136

A Tabela 47 apresenta os reatores manobráveis necessários em condição normal de modo a prover ao sistema proposto suporte necessário para o controle de tensão, considerando a presença dos reatores existentes e já estão com outorga equacionada.

Tabela 47 – Reatores de barra em 500 kV propostos (Mvar)

SE	Reator de barra [Mvar]
Fernão Dias	2 x 180 Mvar
Campinas	1 x 136 Mvar
Marimbondo II	2 x 180 Mvar

A configuração que definiu a necessidade destes reatores de barra foi obtida para o ano 2020, com recebimento elevado da região sudeste no patamar de carga leve, com geração nesta região de cerca de 30%, conforme pode ser visualizado na Figura 100.

As tensões na malha do 440 kV de São Paulo são apresentadas na Figura 79.

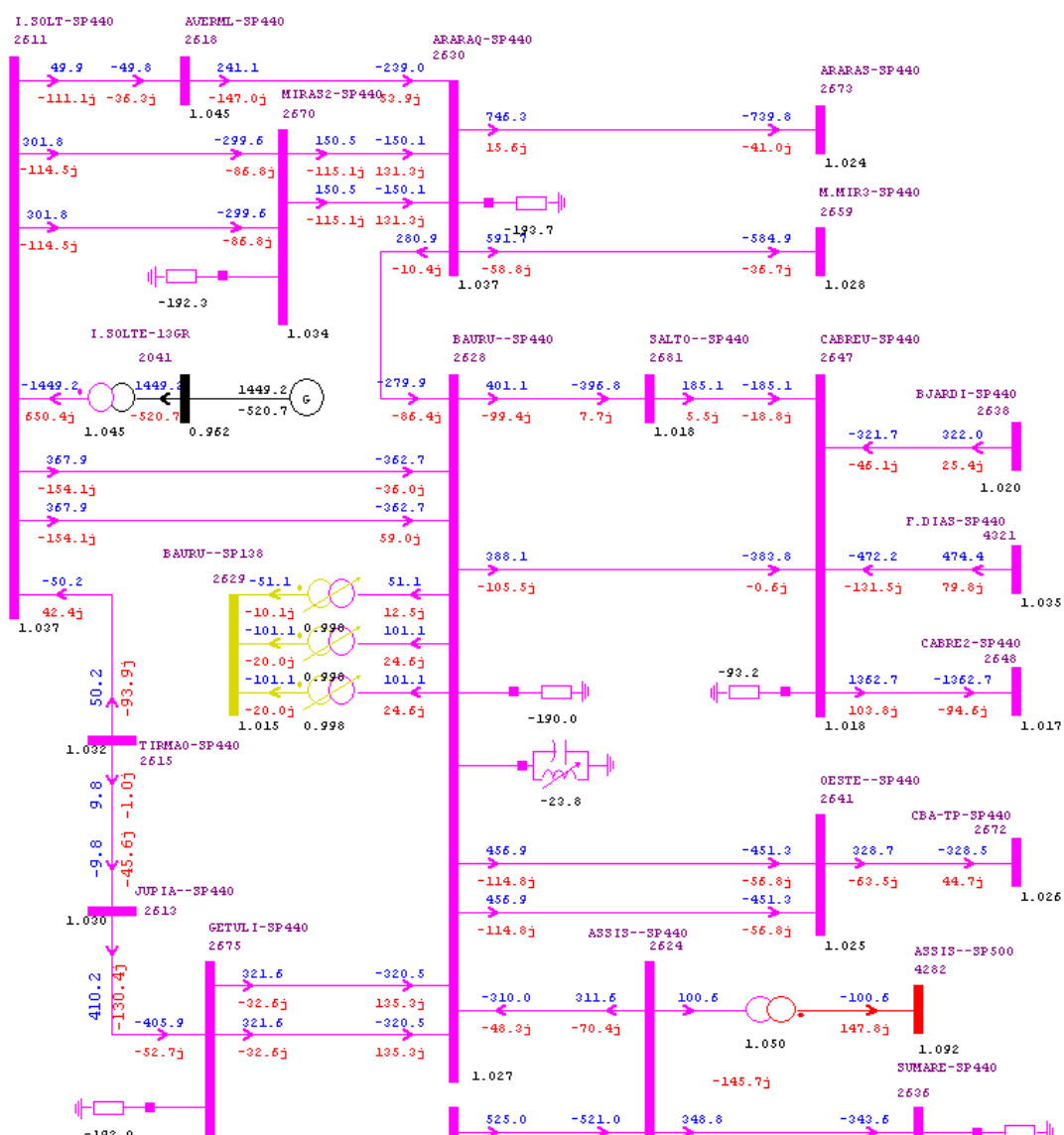


Figura 79 – Fluxo de carga na malha do 440 kV. Ano 2020, recebimento elevado da região sudeste, carga leve.

A Figura 80 apresenta as tensões nas subestações em 500 kV próximas à chegada do Bipolo T. Minas.

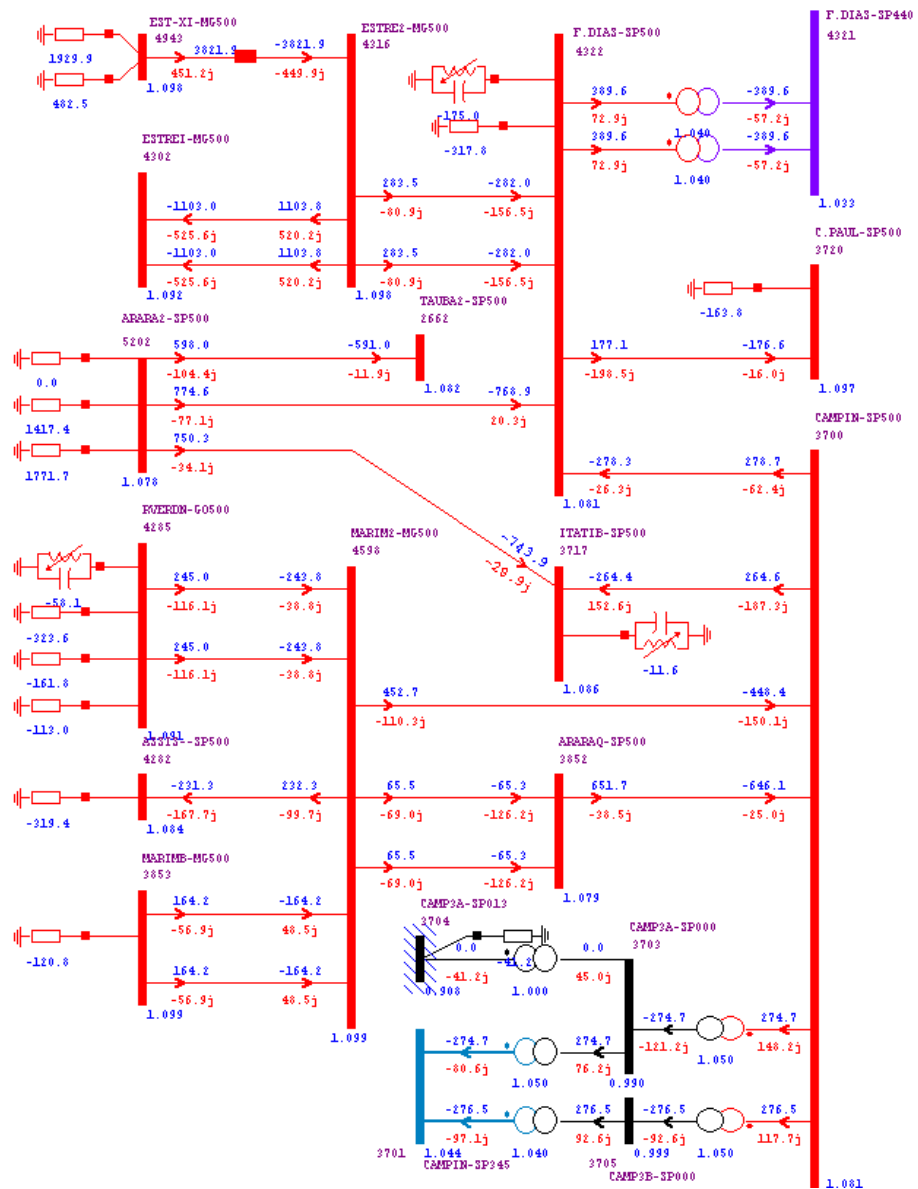


Figura 80 – Fluxo de carga na malha do 500 kV, na região de chegada do Bipolo T. Minas. Ano 2020, recebimento elevado da região sudeste, carga leve.

A Figura 81 apresenta as tensões nas subestações em 500 kV próximas à chegada do Bipolo T. Rio.

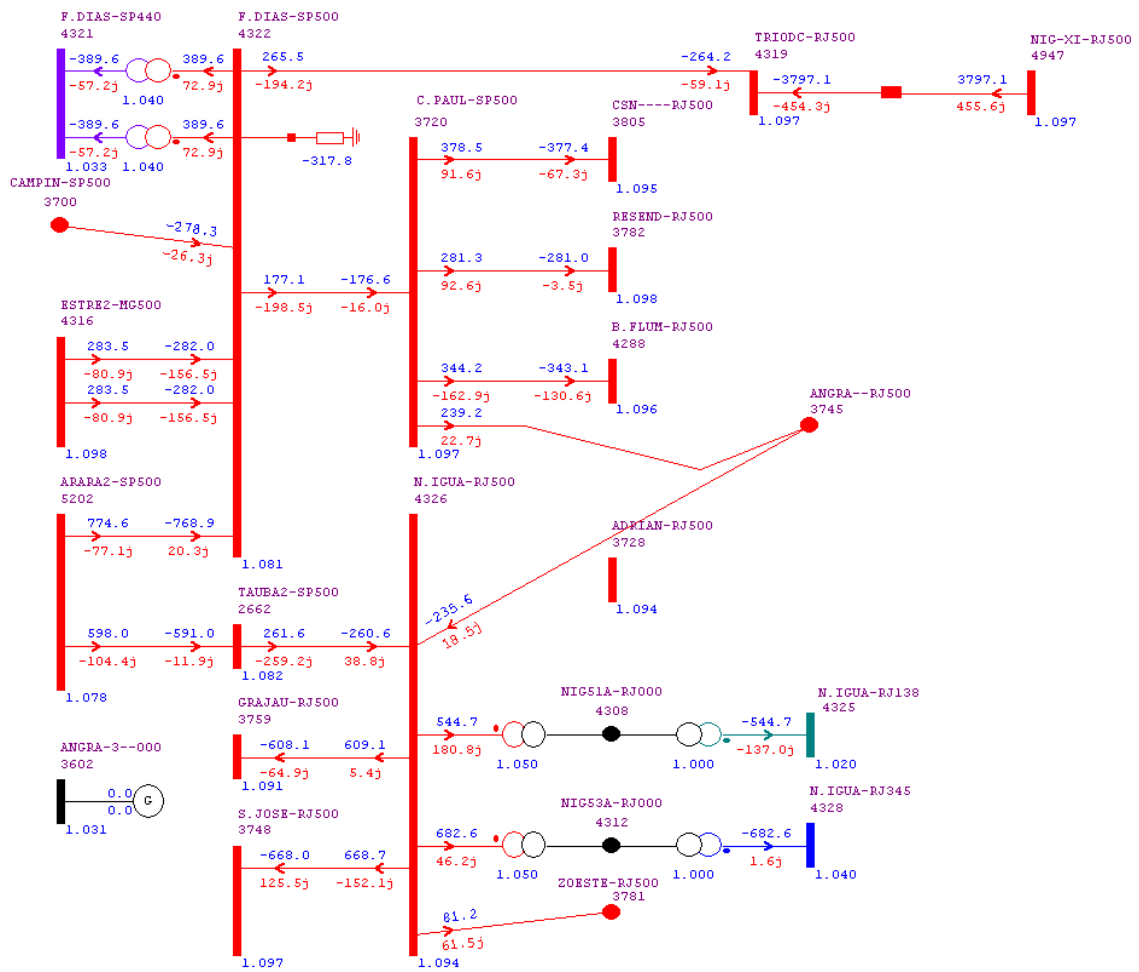


Figura 81 – Fluxo de carga na malha do 500 kV, na região de chegada do Bipolo T. Rio. Ano 2020, recebimento elevado da região sudeste, carga leve.

7.6 Ampliação das Transformações

7.6.1 Autotransformador 330 MVA de Taubaté 440/230 kV

Com base no relatório da etapa I [3] foi avaliado a necessidade de autotransformadores de 330 MVA de Taubaté 440/230 kV.

Observa-se com a entrada em operação do Bipolo 1, no cenário Norte exportador (Figura 71), fluxo elevado em condição normal no autotransformador 330 MVA de Taubaté 440/230 kV da ordem de 323 MVA, atingindo cerca 98% da sua capacidade nominal, vide Figura 82.

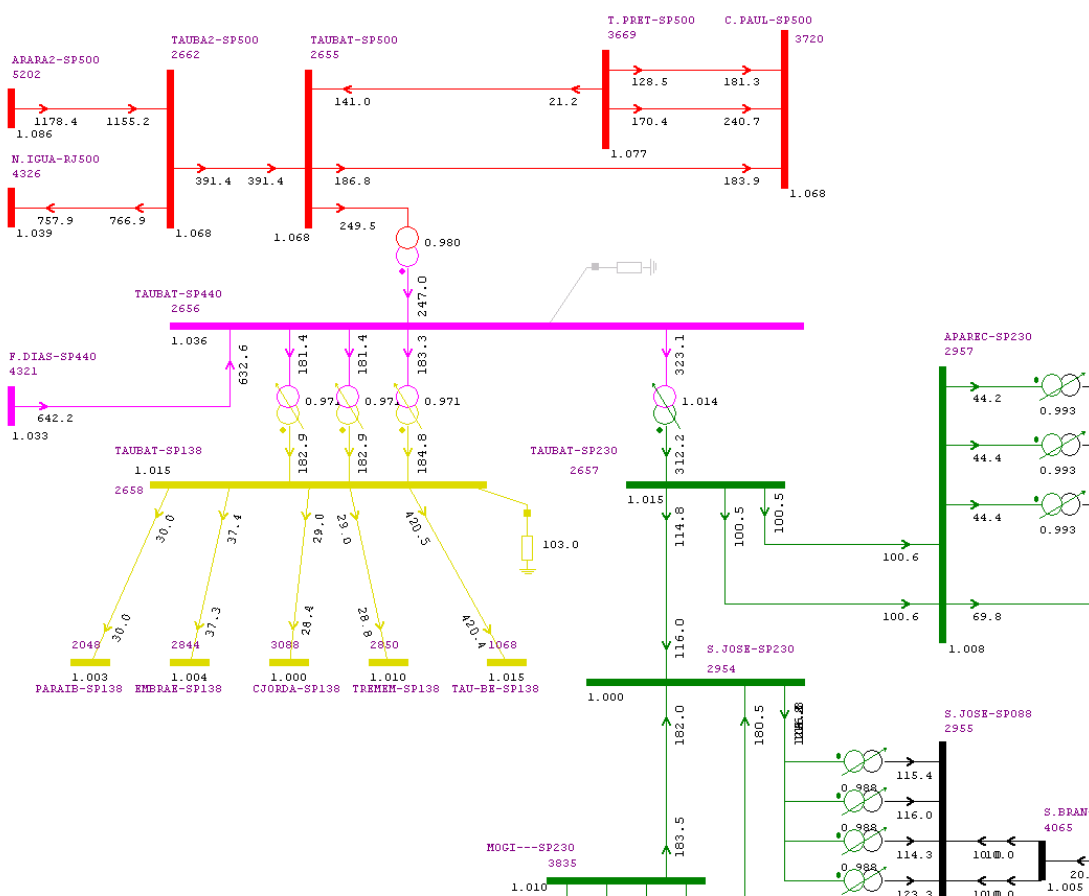


Figura 82 – Fluxo elevado no transformador de Taubaté 440/230 kV. Carga pesada. Ano 2017.

A emergência mais crítica é a perda da LT 230 kV Mogi – São José que estabelece fluxos no autotransformador de cerca de 373 MVA, superando sua capacidade de emergência (363 MVA).

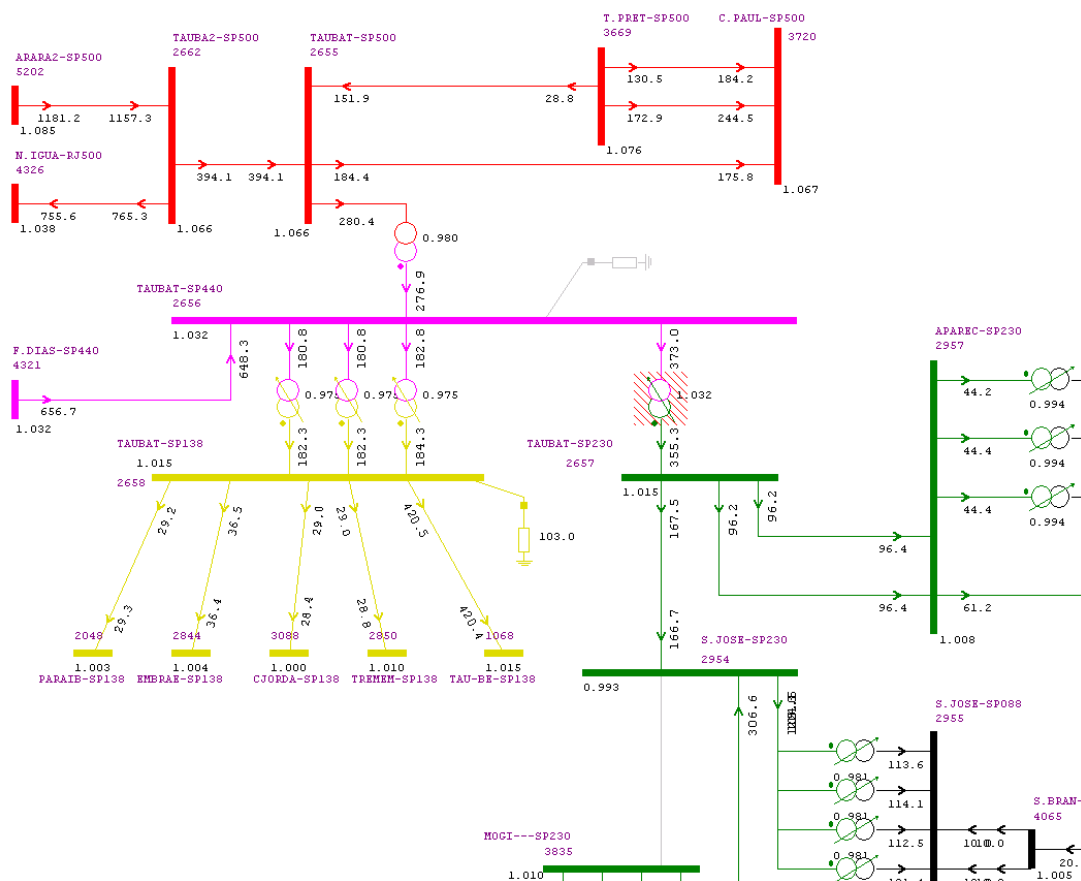


Figura 83 – Superação da capacidade de emergência do transformador de Taubaté 440/230 kV durante Perda da LT 230 kV São José-Mogi. Carga pesada. Ano 2017.

7.6.2 Autotransformador 900 MVA Taubaté 500/440 kV

A indicação da necessidade deste autotransformador em [3] está apontada para 2017 associada a entrada em operação do Bipolo 1.

Contudo, as análises de regime permanente deste relatório, considerando o ciclo 2021, foram reavaliadas e indicaram a necessidade deste reforço associada a entrada em operação do Bipolo 2.

Nesta avaliação, a condição mais extrema ocorre no patamar de carga média. O intercâmbio estabelecido de recebimento do Sudeste é de cerca de 11.500 MW (Figura 84).

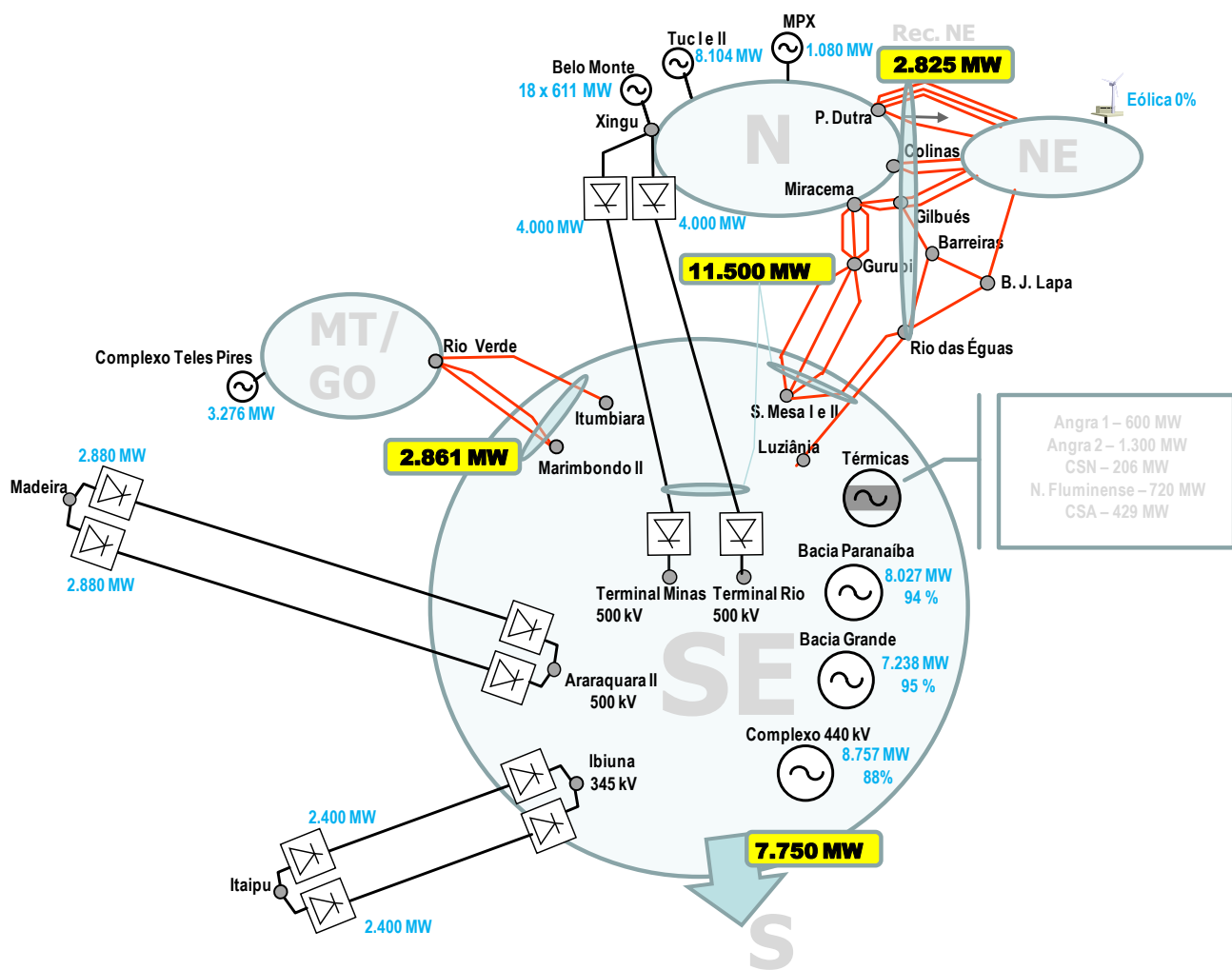


Figura 84 – Intercâmbio Norte Exportador. Ano 2020. Carga Média.

Observa-se na Figura 85, que nesta situação o fluxo elevado no autotransformador 900 MVA kV de Taubaté 500/440 é de cerca de 858 MVA, atingindo aproximadamente 95% da sua capacidade nominal.

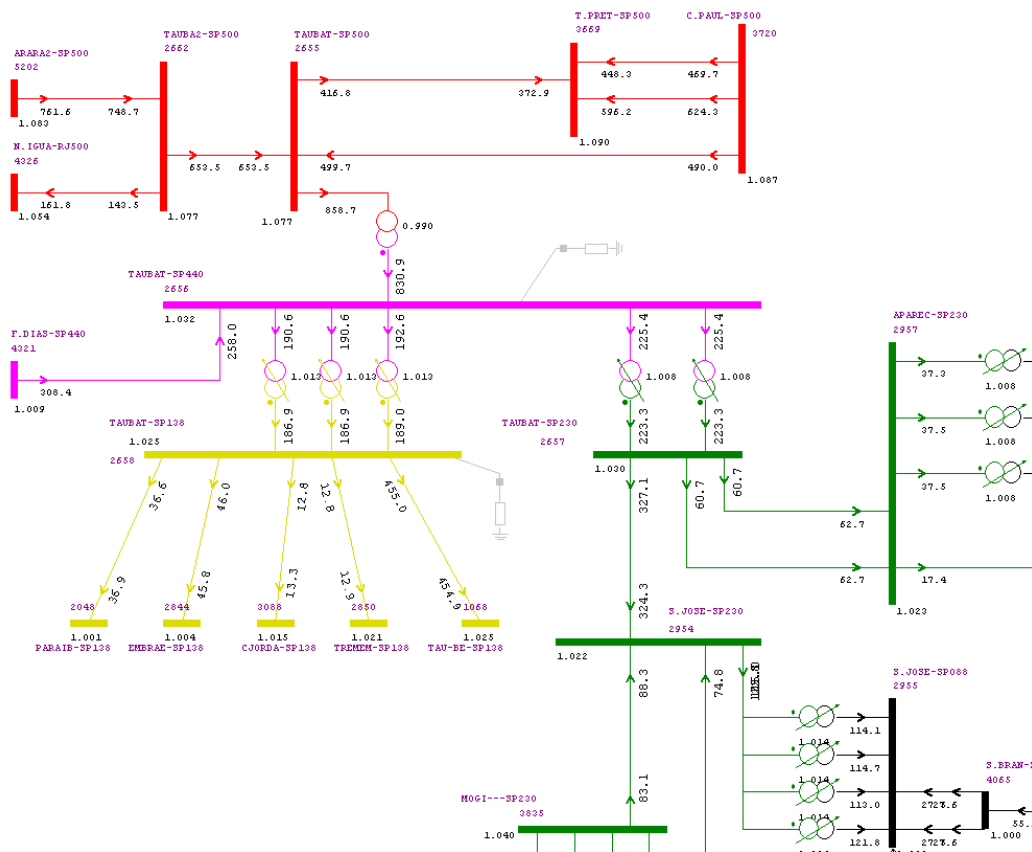


Figura 85 – Fluxo elevado no transformador de Taubaté 500/440 kV em condição normal. Carga média. Ano 2020.

A emergência crítica é a perda da LT 440 kV Fernão Dias-Taubaté onde o fluxo que se estabelece neste transformador é da ordem de 999 MVA, superando sua da capacidade de emergência (990 MVA).

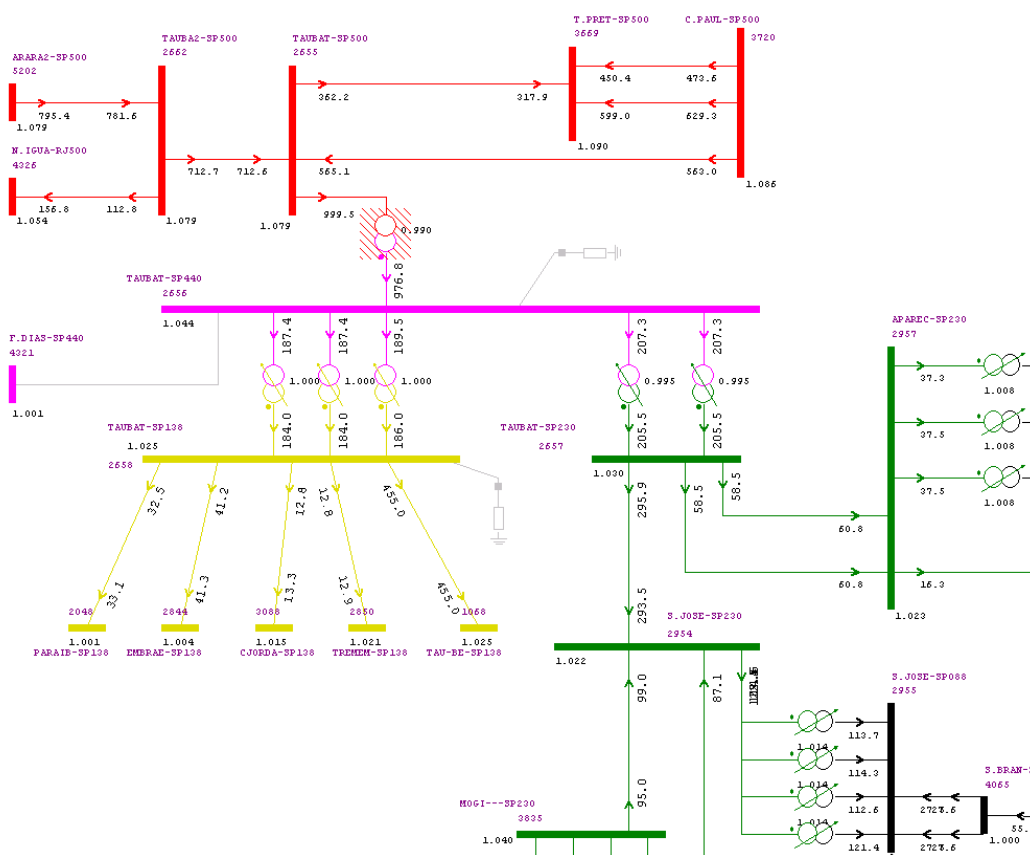


Figura 86 – Superação da capacidade de emergência do transformador de Taubaté 500/440 kV durante perda da LT 440 kV Fernão Dias-Taubaté. Carga média. Ano 2020.

7.6.3 Autotransformador 1.200 MVA Fernão Dias 500/440 kV - (2º e 3º)

Com base no (R1-40 – parte I) foi avaliado a necessidade do 2º e do 3º autotransformadores de 500/440 kV de Fernão Dias de 1.200 MVA.

Observa-se com a entrada em operação do Bipolo 1, considerando o 2º autotransformador Fernão Dias no cenário norte exportador (Figura 71), fluxo elevado na emergência autotransformador de cerca de 1.510 MVA de F. Dias 500/440 kV, atingindo cerca 106% da sua capacidade de emergência (1.440 MVA), vide Figura 87.

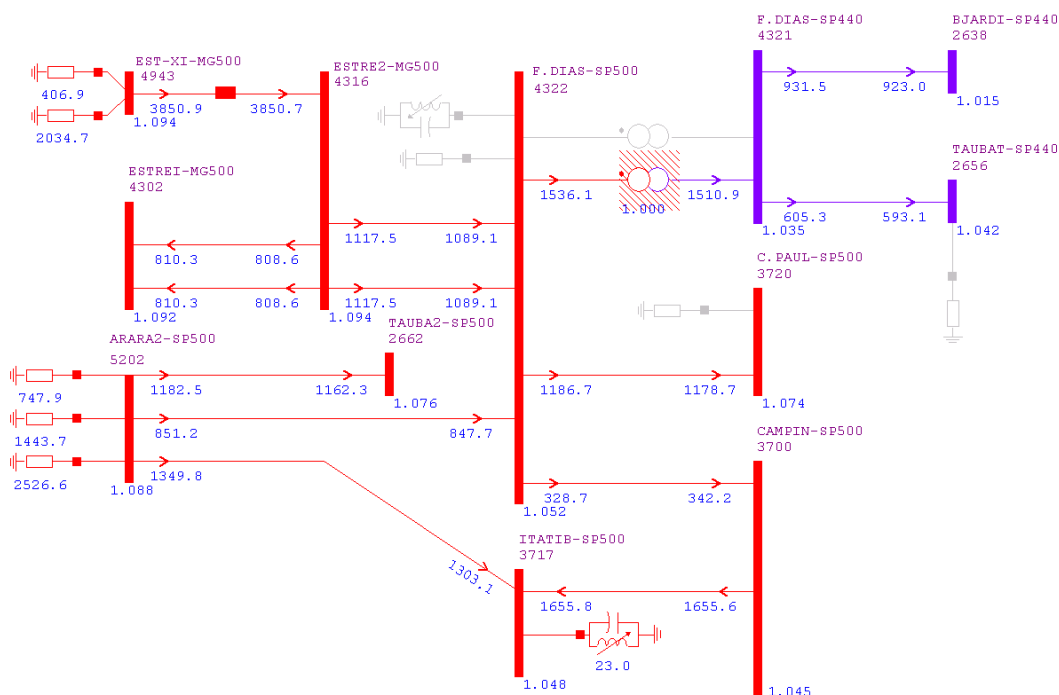


Figura 87 – Fluxo elevado no transformador de Fernão Dias 500/440 kV. Carga pesada. Ano 2017.

Deste modo, é necessário considerar o 2º e 3º autotransformadores nesta subestação quando da entrada em operação do Bipolo 1.

7.7 Compensador Estático Luziânia 500 kV (-150/300 Mvar)

De modo a possibilitar praticar exportações elevadas da região Norte e exportação elevada do cenário Nordeste exportador, principalmente no patamar de carga leve, considerou-se a antecipação do compensador estático de Luziânia (-150/300 Mvar) para 2017.

Na presente análise, os intercâmbios considerados no cenários Nordeste Exportador foi exportação da ordem de 5.800 MW, chegando-se a praticar recebimentos da região Sudeste de cerca de 9.200 MW, como apresentado na Figura 97 e no cenário Norte Exportador para a região Sudeste com recebimentos da região Sudeste de 7.200 MW (patamar de carga leve - Figura 101).

No caso Nordeste Exportador, foi verificada a necessidade do compensador estático na SE 500 kV Luziânia na perda de polo. Cabe ressaltar que nesta contingência foi remanejada 33% da potência para o elo remanescente. A Figura 88 mostra o fluxo de potência na região de Luziânia para esta contingência. É possível notar que sem o CE em Luziânia ocorre afundamento das tensões na região e que no caso com o referido CE observa-se grande atuação do mesmo.

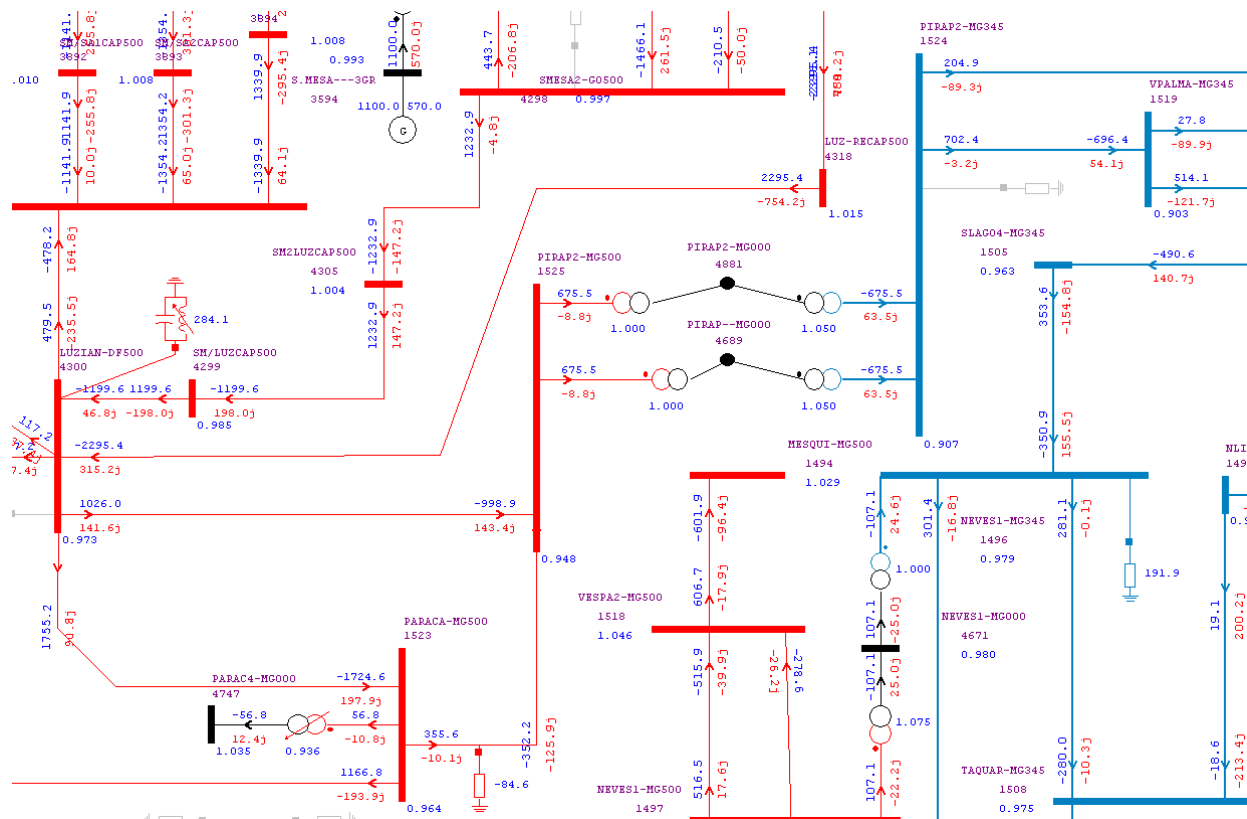
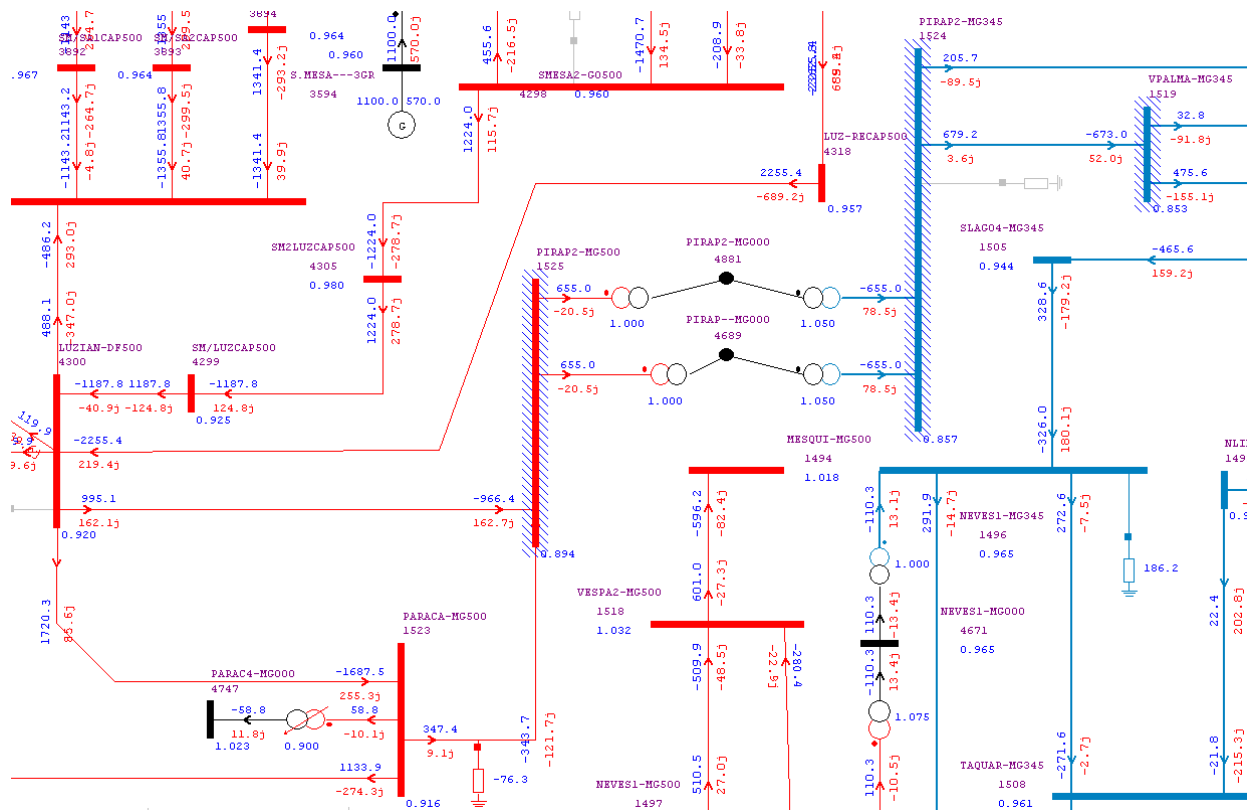


Figura 88 – Fluxo de carga na região de Luziânia e Minas. Perda de polo. Carga Leve. (a) Sem CE em Luziânia. (b) Com CE em Luziânia.

No caso Norte Exportador, a Figura 89 e Figura 90 apresenta o comportamento do perfil de tensão na região considerando a contingência de perda de Polo sem e com o CE em Luziânia respectivamente. Observa-se que sem a presença do CE em Luziânia ocorre ocorrência de colapso de tensão enquanto que a antecipação do CE de Luziânia (-150/300 Mvar) mantém o perfil de tensão na região dentro dos limites estabelecidos.

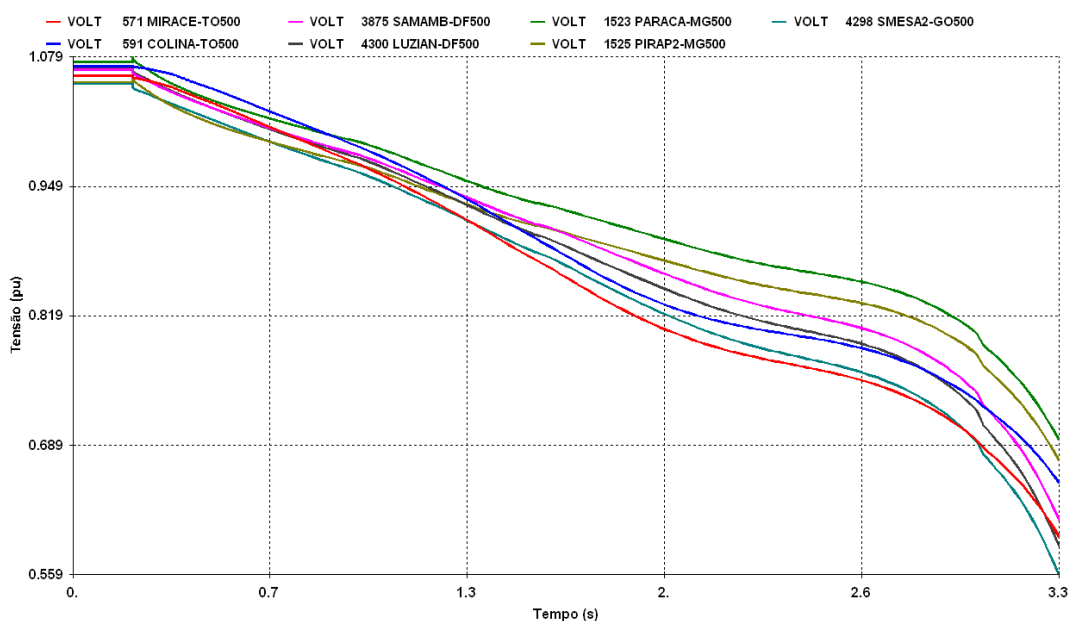


Figura 89 – Tensões em algumas SEs da interligação Norte-Sul, Minas e região Centro Oeste. Perda de polo. Ano 2017, carga leve, sem CE em Luziânia.

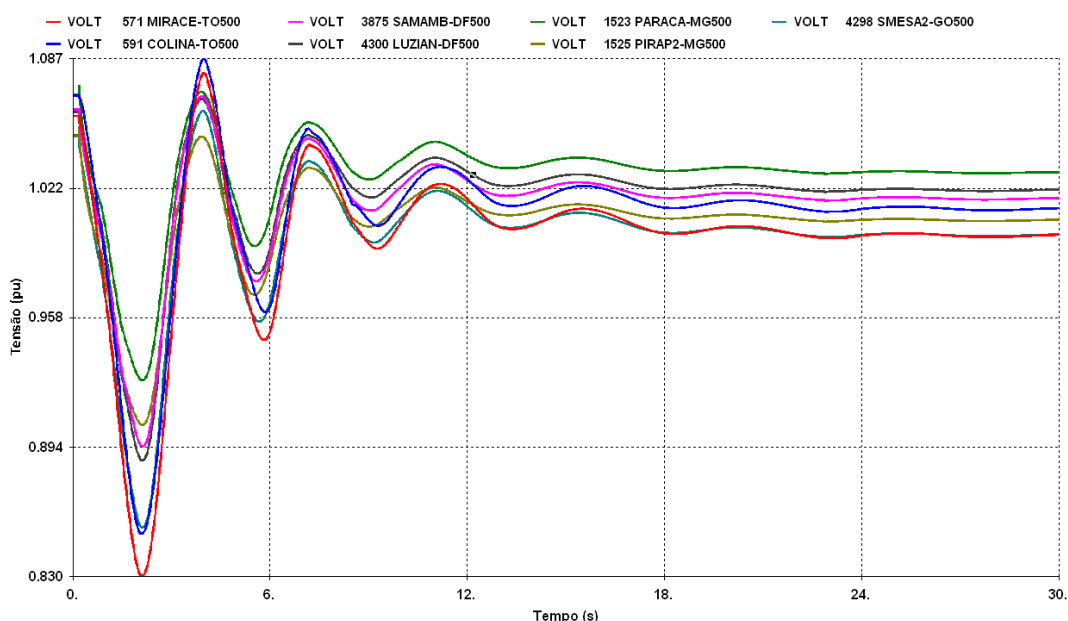


Figura 90 – Tensões em algumas SEs da interligação Norte-Sul, Minas e região Centro Oeste. Perda de polo. Ano 2017, carga leve, com CE em Luziânia.

Portanto, pode-se concluir que a recomendação do compensador estático na SE 500 kV está associada à entrada em operação do Bipolo 1.

7.7.1 Configuração Mínima do Compensador Estático

O compensador estático previsto na SE Luziânia 500 kV deverá ter, no mínimo, os seguintes componentes:

Tabela 48 – Configuração mínima do CE

CE	Componentes mínimos
Luziânia 500 kV (1 x -150/300 Mvar)	O CE deverá ter no mínimo 2 TCR ¹ s, 2 TSC ¹ s e filtros* onde cada ramo deverá ser provido de equipamento de seccionamento motorizado para isolamento em defeito.

(*) a serem definidos pelos fabricantes

(1) TCR – Thyristor Controlled Reactor; TSC – Thyristor Switched Capacitor

7.8 Compensador Estático Fernão Dias 500 kV (-150/300 Mvar)

A recomendação do relatório da etapa I [3] indicava a necessidade de um CE na SE F. Dias associado ao Bipolo 2, previsto para 2020.

Para confirmar a necessidade do compensador estático de F. Dias (-150/300 Mvar) quando da entrada em operação do Bipolo 2, considerou-se cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, quando a região Sudeste recebe cerca de 12.000 MW da região Norte/Nordeste (Figura 99).

Neste cenário, a emergência mais crítica é a perda da LT 500 kV T. Minas-F. Dias. Na ausência do CE de F. Dias observa-se violação do critério de tensão mínima no primeiro swing. Na Figura 91 observa-se o melhor desempenho da tensão na SE Oeste 440 kV com o CE de F. Dias durante esta emergência. A Figura 92 apresenta a potência reativa injetada no sistema pelo compensador estático.

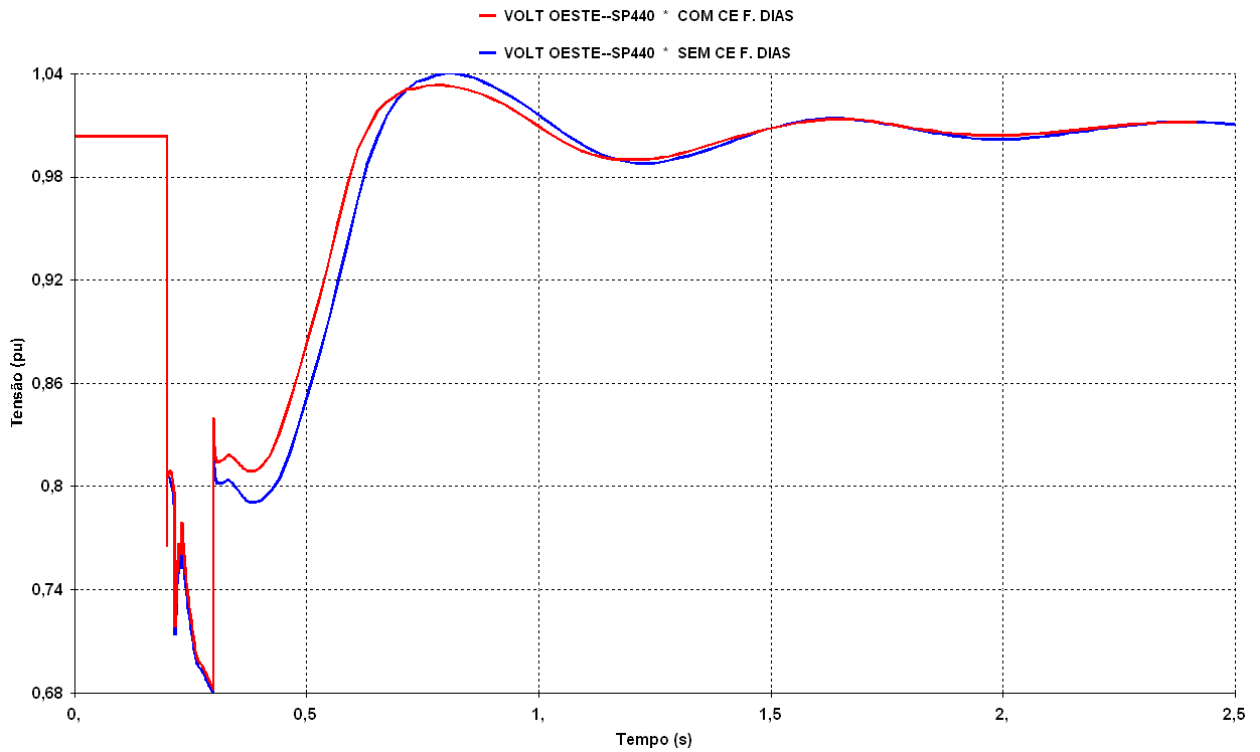


Figura 91 – Tensão do sistema de 440 kV no Sudeste (SE Oeste). Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada.

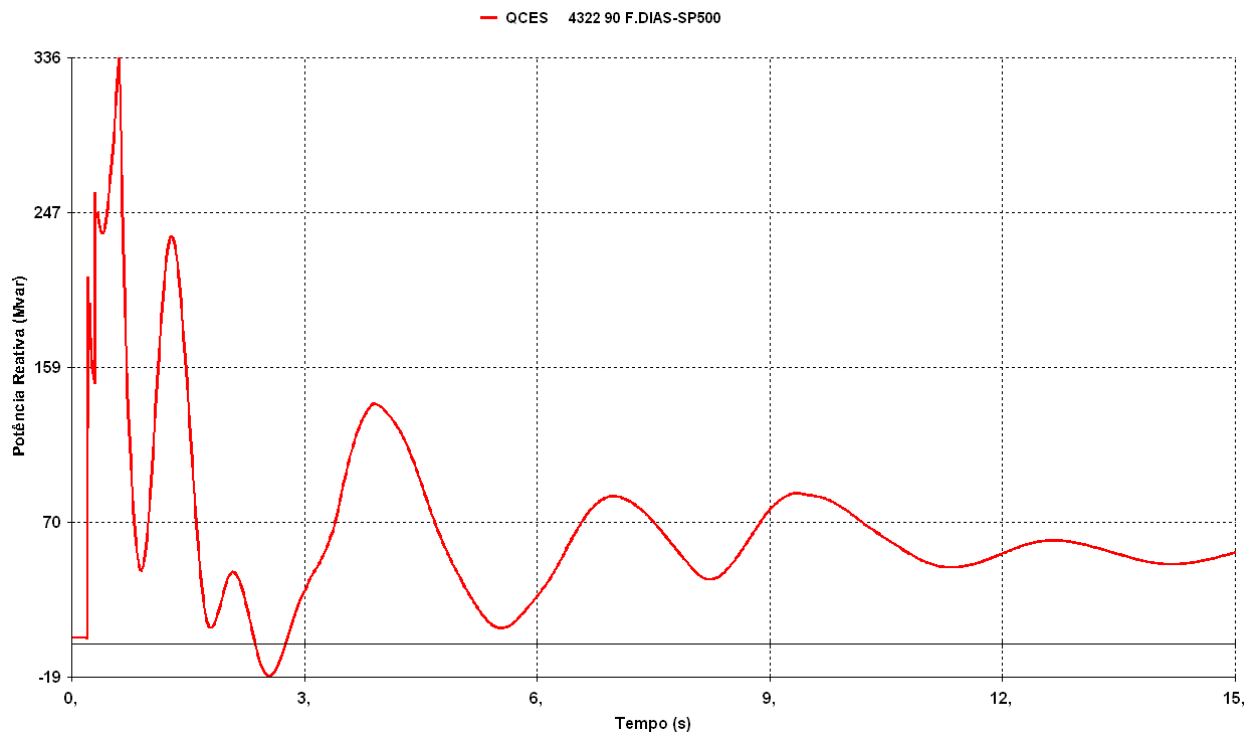


Figura 92 – Potência Reativa do CE de F. Dias (-150/300 Mvar). Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada.

Além disso, observa-se também no item 8.6, avaliações na perda de 1 Bipolo na configuração final, o importante suporte de potência reativa do CE de F. Dias na perda de um Bipolo, evitando a violação do critério de tensão nesta emergência.

Desta forma, confirma-se a necessidade do CE de F. Dias (-150/300 Mvar) associado ao Bipolo 2, previsto para 2020.

7.8.1 Configuração Mínima do Compensador Estático

O compensador estático previsto na SE Fernão Dias 500 kV deverá ter, no mínimo, os seguintes componentes:

Tabela 49 – Configuração mínima do CE

CE	Componentes mínimos
Fernão Dias 500 kV (1 x -150/300 Mvar)	O CE deverá ter no mínimo 2 TCR ¹ s, 2 TSC ¹ s e filtros* onde cada ramo deverá ser provido de equipamento de seccionamento motorizado para isolamento em defeito.

(*) a serem definidos pelos fabricantes

(1) TCR – Thyristor Controlled Reactor; TSC – Thyristor Switched Capacitor

7.9 **Compensador Estático Bauru 440 kV (-120/250 Mvar)**

O CE de Bauru foi recomendado pelo GT Mato Grosso do Sul (de -120/250 Mvar), para escoamento de elevada geração de UTEs Biomassa, [11].

Com vistas a avaliar sua importante função, principalmente para fazer frente a elevados intercâmbios passantes pelo sistema de 440 kV, principalmente no sentido N-NE=>SE-CO=>S, que poderão acarretar uma degradação acentuada do perfil de tensão da malha de 440 kV, considerou-se o compensador estático de Bauru quando da entrada em operação do Bipolo 2, previsto para 2020.

Deste modo, a condição mais extrema ocorre no cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, quando a região Sudeste recebe cerca de 12.700 MW da região Norte/Nordeste e a região Sul recebe 9.900 MW da região Sudeste conforme Figura 99.

Nesta avaliação, foram considerados os seguintes bancos de capacitores referenciais: BC 2x150 em Campinas 345 kV e BC 1x150 Oeste 440 kV.

Para este cenário, a emergência de LT 500 kV T. Minas – F. Dias, na ausência do CE de Bauru, viola o critério de tensão. Na Figura 93 observa-se o melhor desempenho da tensão na SE Oeste 440 kV com o CE de F. Dias. A Figura 94 mostra a potência reativa injetada no sistema durante esta emergência.

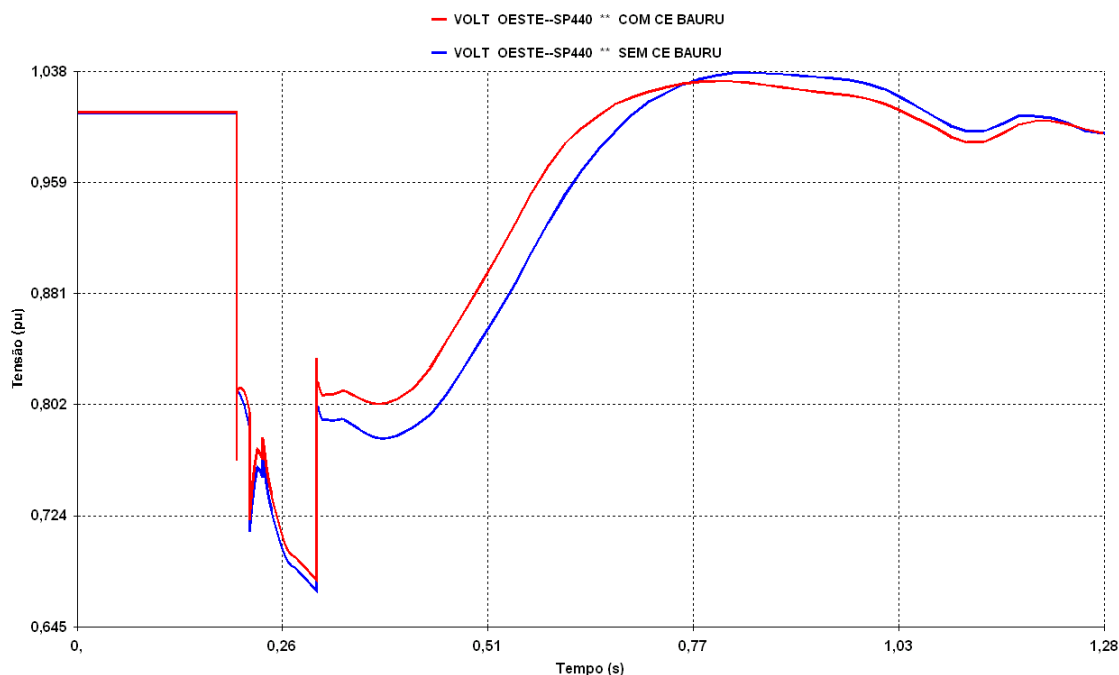


Figura 93 – Tensão do sistema de 440 kV de São Paulo (SE Oeste), com e sem a presença do CE de Bauru. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada.

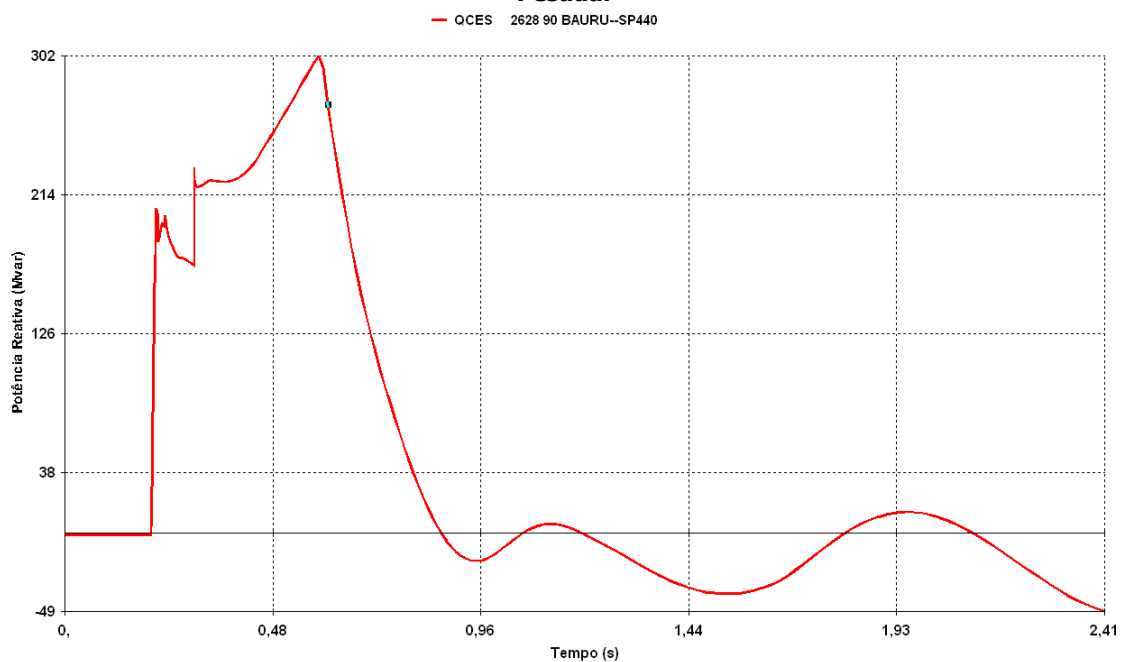


Figura 94 – Potência Reativa do CE de Bauru (-120/250 Mvar). Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada.

Desta forma, confirma-se a necessidade do CE de Bauru (-120/250 Mvar) associado ao Bipolo 2, previsto para 2020.

7.9.1 Configuração Mínima do Compensador Estático

O compensador estático previsto na SE Bauru 440 kV deverá ter, no mínimo, os seguintes componentes:

Tabela 50 – Configuração mínima do CE

CE	Componentes mínimos
<p>Bauru 440 kV (1 x -120/250 Mvar)</p>	<p>O CE deverá ter no mínimo 2 TCR¹s, 2 TSC¹s e filtros* onde cada ramo deverá ser provido de equipamento de seccionamento motorizado para isolamento em defeito.</p>

(*) a serem definidos pelos fabricantes

(1) TCR – Thyristor Controlled Reactor; TSC – Thyristor Switched Capacitor

7.10 Principais Constatações

A seguir serão abordadas as principais constatações oriundas das análises de regime permanente sobre os reforços na região sudeste:

- Os reforços identificados na região Sudeste tiveram como referência as obras apontadas no relatório da etapa I [3] considerando as obras já consolidadas pelos relatórios [8] e [10].
- A entrada da LT 500 kV Marimbondo II-Campinas, prevista inicialmente pra 2017 quando da entrada em operação do Bipolo 1, apresentou-se como mais econômica ser antecipada para 2016.
- Para evitar sobrecarga no link entre Marimbondo-Marimbondo II, o seccionamento da LT 500 kV S. Simão-Marimbondo a cerca de 0,5 km da SE 500 kV Marimbondo.
- Associado ao Bipolo 1, recomenda-se a entrada das LTs 500 kV Terminal Minas-Fernão Dias em CD e a LT 440 kV Fernão Dias-Cabreúva CS.
- Não foi identificado a necessidade da LT 500 kV Fernão Dias-Nova Iguaçu associado à entrada em operação do Bipolo 1. Mesmo considerando avaliações sob o aspecto de perdas elétricas não há benefícios econômicos em antecipar esta linha de transmissão. Deste modo, a linha que reforçará os sistema de transmissão a partir de Fernão Dias 500 kV à região do estado do Rio de Janeiro deverá se conectar na subestação prevista para entrar o Bipolo 2 (Terminal Rio).
- Nos cenários Sudeste importador carregamento do autotransformador 300 MVA de Taubaté 440/230 kV próximo à sua capacidade nominal nos patamares de carga média e pesada. Nesta condição, na ocorrência da perda da LT 230 kV Mogi – São José, verifica-se fluxos da ordem de 373 MVA, acima da capacidade de emergência (363 MVA). Desta forma recomenda-se o 2º autotransformador em Taubaté 440/230 kV associado à entrada em operação do Bipolo 1.
- Com relação ao autotransformador 600 MVA de Taubaté 500/440 kV observou-se fluxo elevado próximo à capacidade nominal quando da entrada no Bipolo 2, previsto para 2020.
- A emergência da LT 440 kV Fernão Dias-Taubaté acarreta fluxo elevado no autotransformador acima da capacidade de emergência (990 MVA), recomendando-se a 2º auto-

transformador 900 MVA em Taubaté 500/440 kV associado a entrada em operação do Bipolo 2.

- Com entrada em operação do Bipolo 1, é necessário considerar o 2º e 3º autotransformadores na SE Fernão Dias 1.200 MVA.
- A presença do CE Bauru (-120/250 Mvar) contribuirá, principalmente nos elevados intercâmbios com a região Sul e se mostrou importante e estratégica a expansão do SIN, entre as regiões Sudeste e Sul do Brasil. As análises neste estudo indicaram a necessidade deste compensador estático associado à entrada em operação do Bipolo 2.
- Da mesma forma, o CE de Fernão Dias (-150/300 Mvar) se mostrou necessário quando da entrada em operação do Bipolo 2.
- No caso do CE de Luziânia (-150/300 Mvar), apesar de ser indicado em [3] associado à entrada em operação do Bipolo 2, sua antecipação proporcionará praticar recebimento elevados do Sudeste da região Norte/Nordeste, evitando afundamentos na região de Paracatu e Pirapora.
- As avaliações das datas indicadas nesta fase de detalhamento dos reforços associada à entrada dos Bipolos 1 e 2 não observaram eventuais condicionantes regionais que poderão requisitar a necessidade das obras anterior as datas indicadas neste relatório. Cabe aos GETs regionais avaliar necessidade de antecipar algumas dessas obras com o intuito de solucionar restrições a atendimento as regiões.

8. ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO

Os estudos de avaliação dinâmica são de fundamental importância, uma vez que garantem os limites máximos de transferência de energia entre os subsistemas, conforme estabelecido pela área energética da EPE.

Para que o sistema atenda aos critérios de estabilidade listados no item 3.2 foram necessários reforços adicionais nos sistemas receptores para todas as alternativas. A seguir são mostrados os principais resultados e os reforços necessários para as alternativas CC escolhidas.

8.1 Despacho Itaipu

A potência máxima das usinas de Itaipu utilizada nos estudos de planejamento consideram um total de 12.600 MW, ou seja 9 unidades em cada casa de força (60 e 50 Hz), 6.300 MW em cada uma ou 7.000 MW no 50 Hz e 5.600 MW no 60 Hz.

Com o objetivo de avaliar uma condição mais desfavorável para o dimensionamento do elo, utilizou-se a geração máxima histórica ocorrida em Itaipu em 12/09/00, que apresentou geração no 50Hz de 6.667 MW e 6.390 MW no 60Hz, totalizando 13.057 MW.

8.2 Cenários Analisados

8.2.1 Máxima Exportação da Região Norte

- **Anterior à entrada dos Bipolos**

Neste cenário tem-se o Norte no período úmido, com elevado despacho das usinas de Tucuruí e Belo Monte (12 máquinas). Nesta situação, obtem-se o máximo fluxo no trecho Xingu-Miracema. O recebimento da região Sudeste é de 3.600 MW, limitado pelo carregamento da LT 500 kV Peixe-S. Mesa em condição normal. O despacho de eólicas no Nordeste está em 20% e a cascata do Rio São Francisco com baixa vazão, conforme Figura 50.

De maneira a obter máximo intercâmbio de recebimento do Nordeste considerando as linhas de transmissão em corrente alternada, avaliou-se um cenário similar ao anterior, porém com fluxo mais elevado para a região Nordeste. Neste caso as usinas do São Francisco apresentam despacho correspondente à vazão mínima do rio São Francisco (1300 m³/s), e o despacho de eólicas foi reduzido para 10% da capacidade instalada.

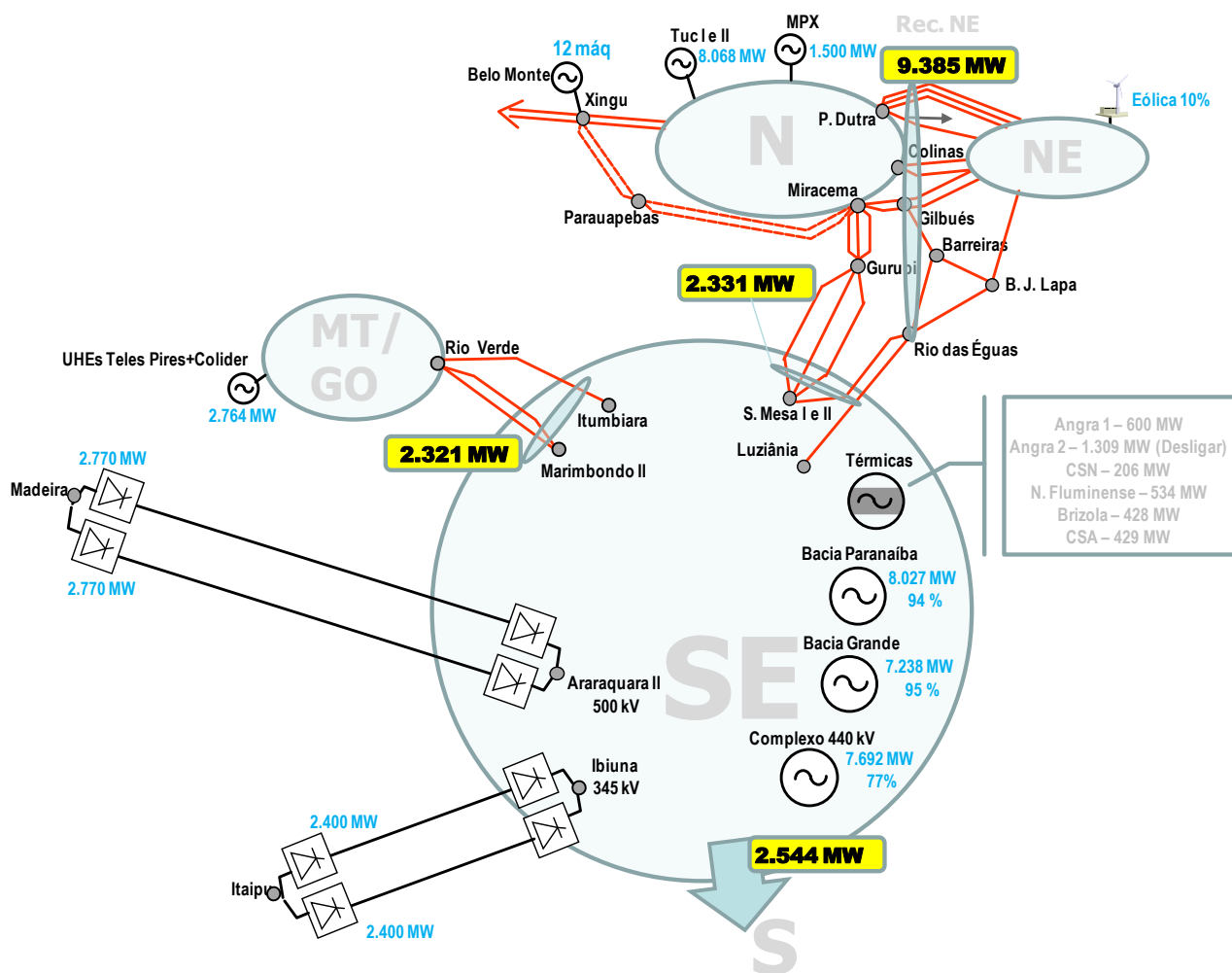


Figura 95 – Cenário Norte exportador para a região Nordeste. Configuração considerando as LTs em corrente alternada na região Norte e Nordeste. Patamar de carga pesada.

▪ **Entrada em operação do Bipolo 1 (Terminal Minas)**

Com a entrada em operação do Bipolo 1, é possível motorizar todas as máquinas. Considerando despacho das usinas de Tucuruí e geração plena na UTE Parnaíba (1.500 MW) é possível maximizar a exportação da região Norte para a região Sudeste, atingido a capacidade máxima da interligação Norte-Sul (trecho crítico entre Peixe e Serra da Mesa 2) e do Bipolo (4.000 MW). A exportação para a região Nordeste é de cerca de 6.700 MW, como mostra a Figura 96.

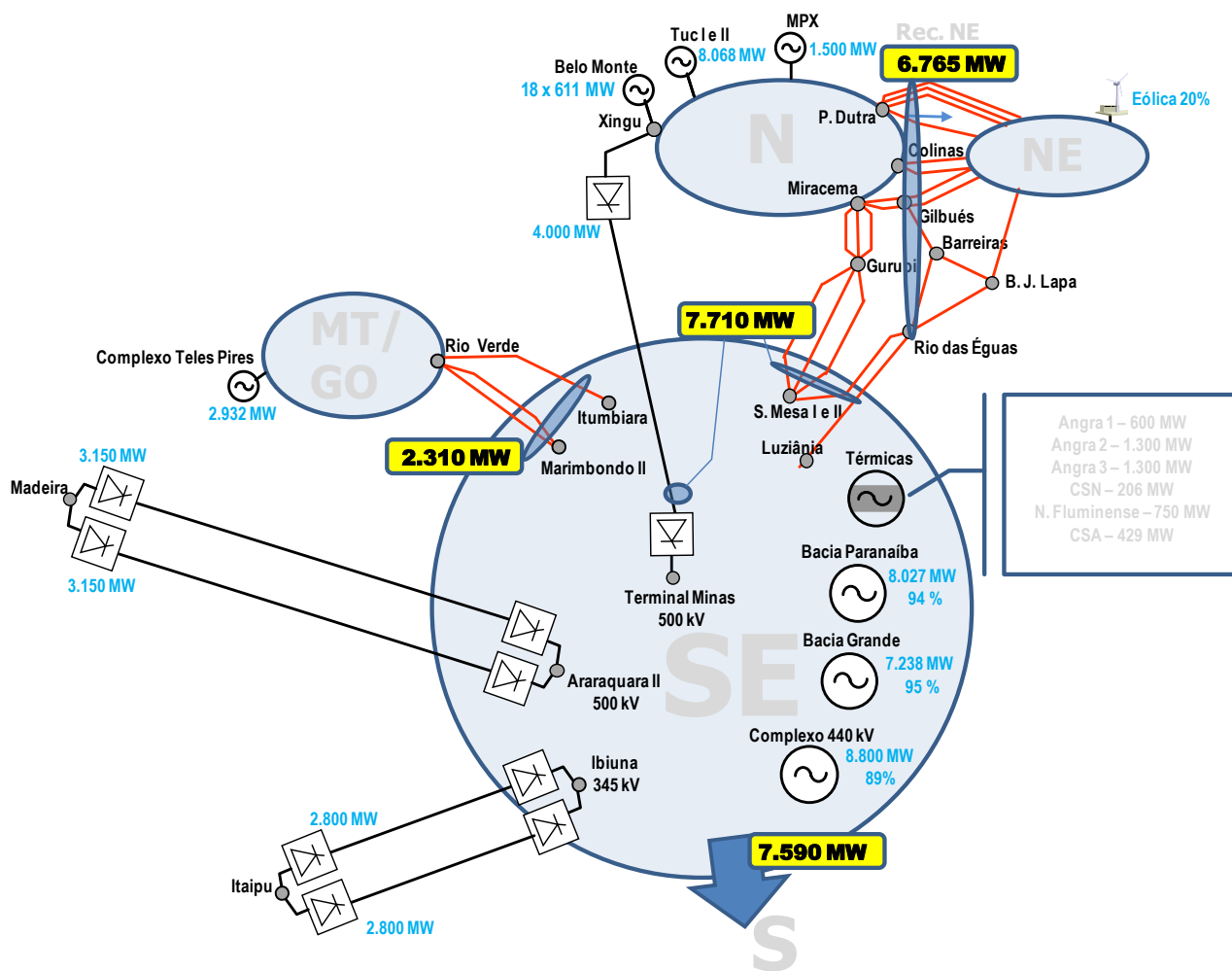


Figura 96 – Cenário Norte exportador para a região Sudeste. Configuração 1 Bipolo, carga pesada.

Observou-se também, nas emergências próximas a chegada do Bipolo, a condição despacho sem UTN Angra III.

No caso de carga leve, os intercâmbios considerados estão apresentados na Figura 97.

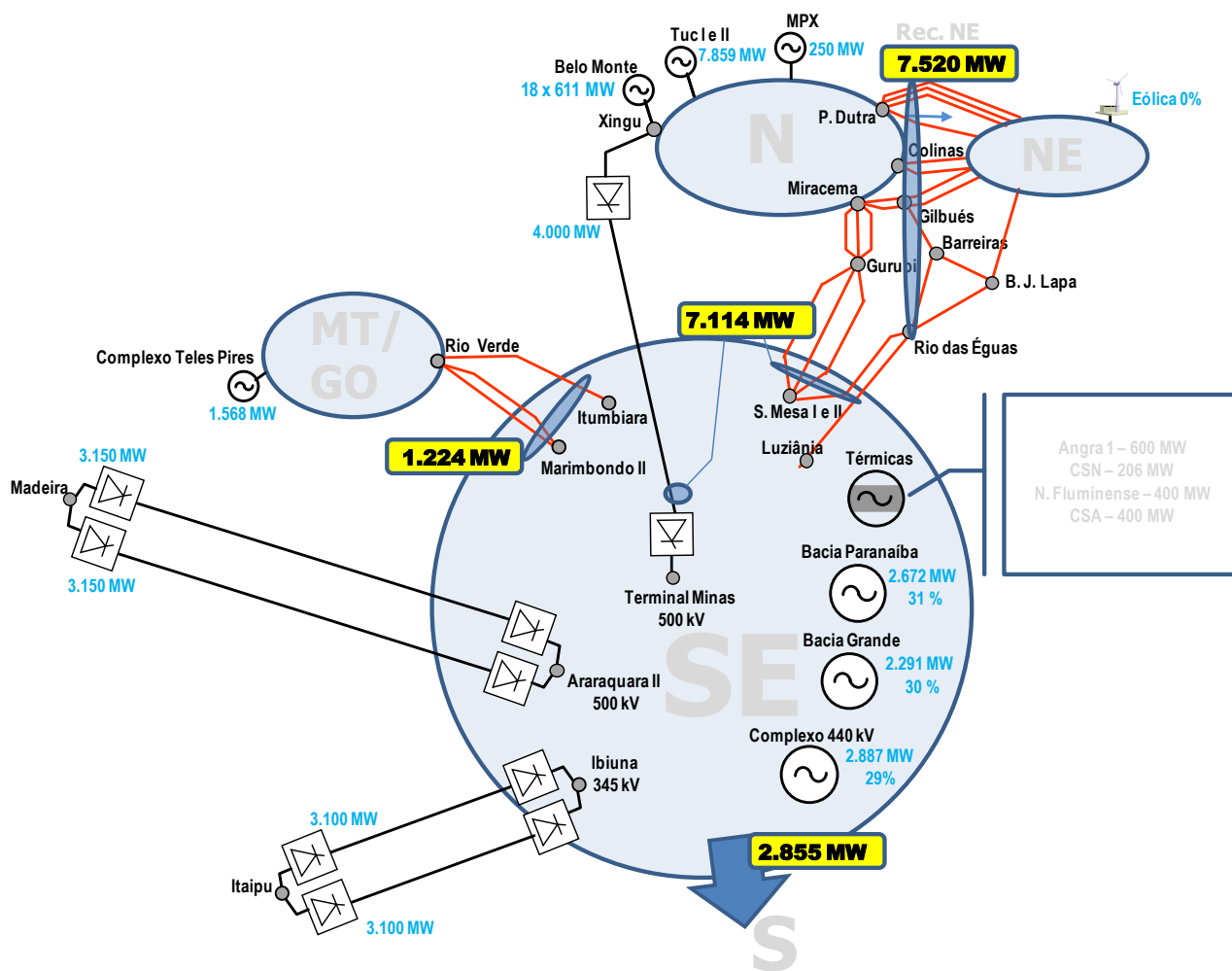


Figura 97 – Cenário Norte exportador para a região Sudeste. Configuração 1 Bipolo, carga leve.

▪ **Entrada do 2º Bipolo (Terminal Minas e Terminal Rio)**

Neste cenário, procurou-se maximizar a exportação das usinas de Tucuruí e Belo Monte, além das existentes no médio Tocantins, de forma a utilizar a capacidade máxima de exportação pela interligação Norte-Sul, incluindo os reforços previstos na região Sudeste, conforme apresentado no item 7.

Observou-se nas análises em [4] que a consideração do despacho pleno dos demais elos existentes (Madeira e Itaipu) proporcionava a condição mais adversa para o dimensionamento do sistema receptor. Além disso, foram consideradas as seguintes condições:

- Despacho reduzido de térmicas na região Sudeste, considerando a presença de Angra I e II;

- Considerou-se capacidade nominal de 1.500 MW da UTE da MPX do Norte previsto no plano de expansão da usina, apesar de ter-se comercializado até o momento 1.200 MW,
- Despacho elevado nas usinas de Itaipu 60Hz e 50Hz, conforme item 8.1.

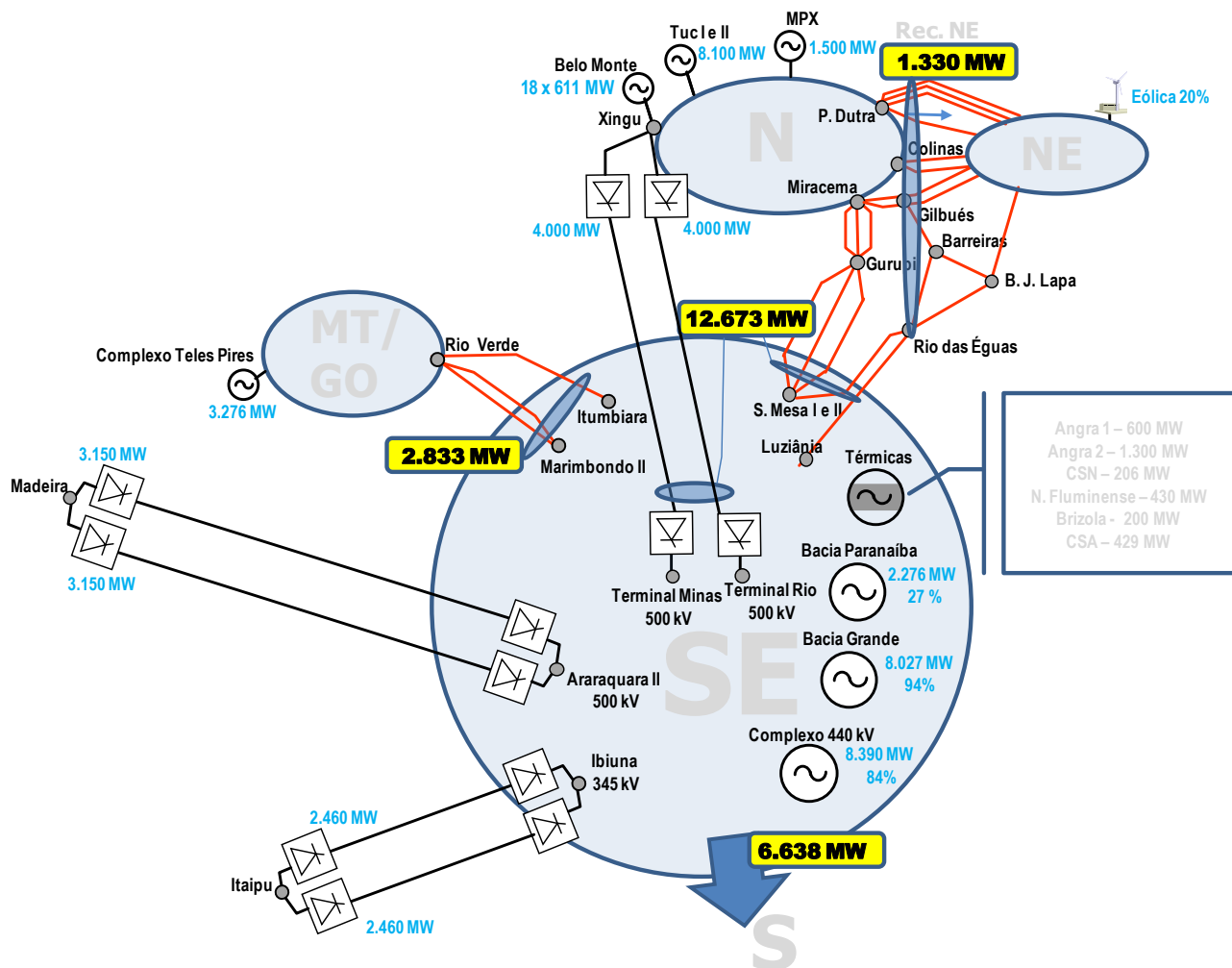


Figura 98 – Cenário máxima exportação do Norte para a região Norte-Nordeste, carga pesada, recebimento do Sul de 6.600 MW. Com 1 Bipolo na SE T. Minas 500 kV e 1 Bipolo na SE T. Rio 500 kV.

Foi avaliado também recebimento do Sul da ordem de 9.900 MW. Para configurar este cenário foram adicionados 2.000 MW de despacho nas UTEs do Sudeste, sendo que as UHEs do Sudeste geram 95% da sua capacidade e as UHEs do Sul 32% e considerado geração máxima histórica ocorrida em Itaipu em 12/09/00 conforme item 8.1.

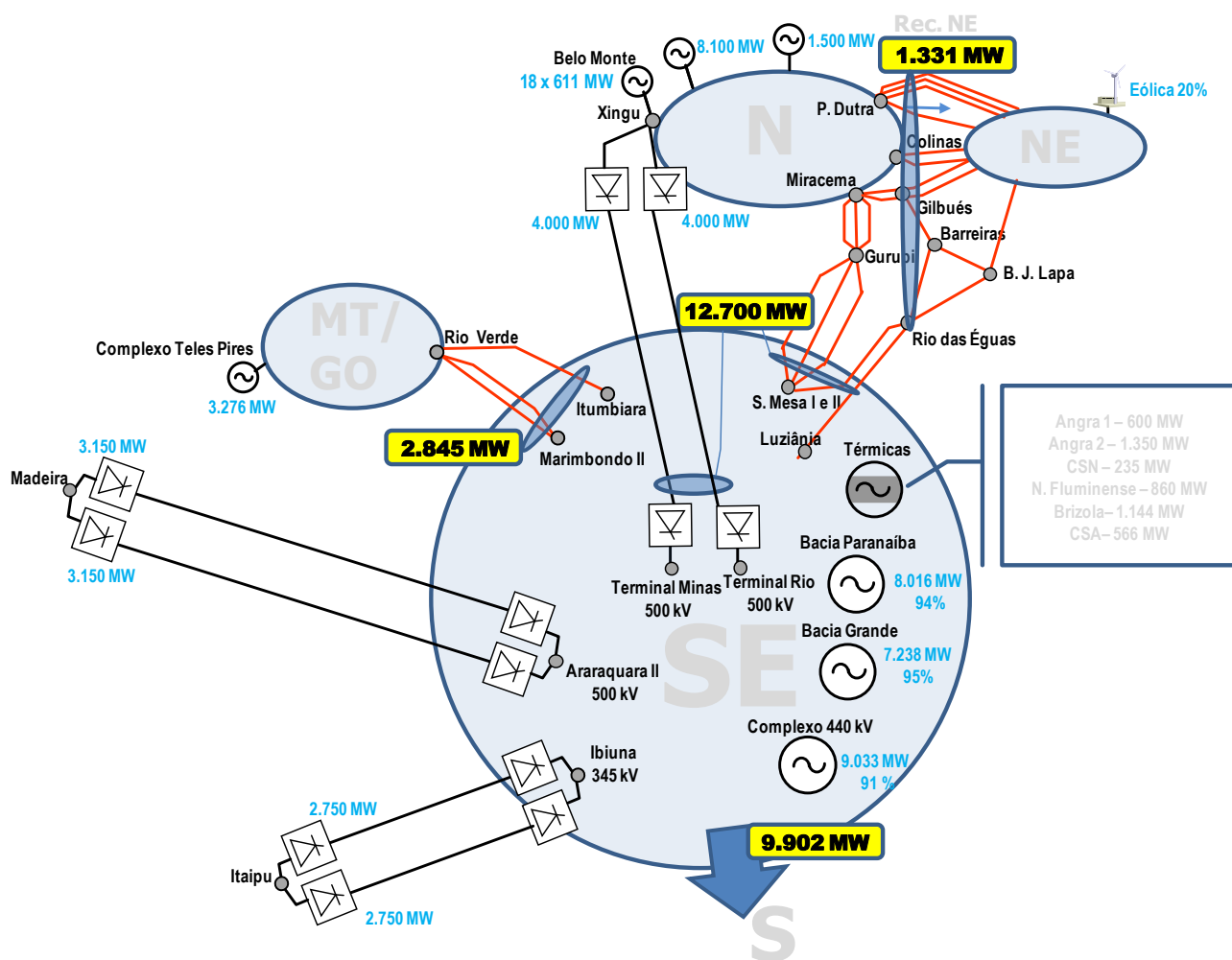


Figura 99 – Cenário máxima exportação do Norte para a região Norte-Nordeste, carga pesada, recebimento do Sul de 9.900 MW. Com 1 Bipolo na SE T. Minas 500 kV e 1 Bipolo na SE T. Rio 500 kV.

No patamar de carga leve as análises apresentadas admitiram despacho pleno dos elos existentes (3.150 MW na estação retificadora) e dos elos propostos (cada Bipolo com potência plena na estação retificadora de 4.000 MW), como apresentado na Figura 100. Além disso, as mesmas condições consideradas para a carga pesada foram levadas em consideração para o patamar de carga leve.

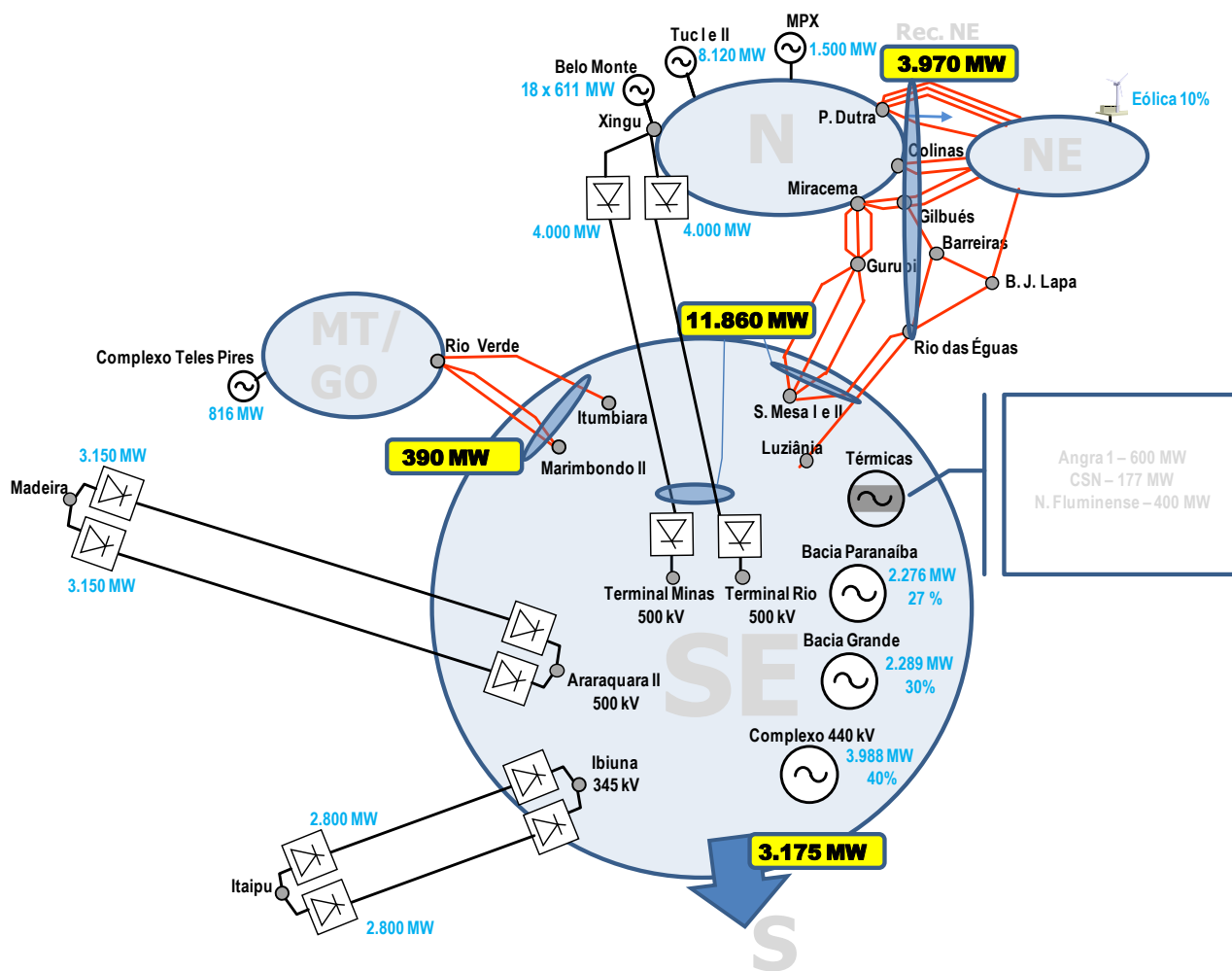


Figura 100 – Cenário Norte exportador, carga leve. Com 1 Bipolo na SE Terminal Minas 500 kV e 1 Bipolo na SE Terminal Rio 500 kV.

8.2.2 Máxima Exportação da Região Nordeste

De forma a maximizar a importação da região Sudeste das regiões Norte/Nordeste, considerou-se cenário com exportação elevada da região Nordeste e complementação da região Norte, conforme apresenta Figura 101.

Este cenário foi considerado apenas no ano 2017, ano previsto para a entrada em operação do Bipolo 1, no patamar de carga leve, visto que nestas condições observa-se excedente elevado da região Nordeste.

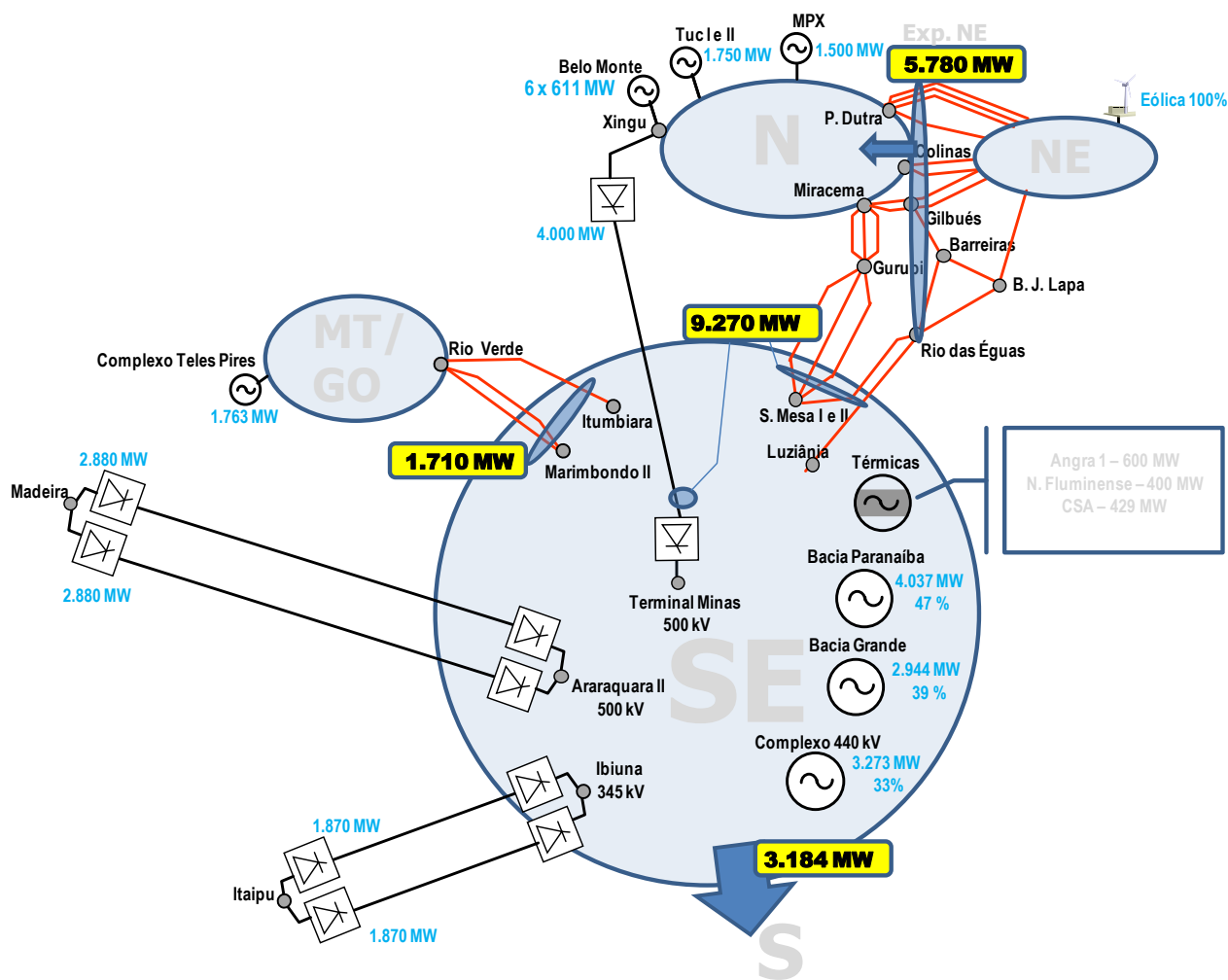


Figura 101 – Cenário NE exportador. Carga leve, com 1 Bipolo na SE Terminal Minas 500 kV.

8.2.3 Máxima Importação da Região Norte/Nordeste

Este cenário é caracterizado pelo período seco da região Norte, com geração reduzida nas usinas do rio Tocantins, proporciona maior exportação da região Sudeste para a região Norte/Nordeste. Consideraram-se as usinas hidráulicas da região Nordeste com despacho reduzido (NE importador), respeitando a vazão mínima (1.300m³/s) necessária na cascata do rio São Francisco.

Neste cenário, na situação mais adversa, verifica-se uma redução pronunciada no nas vazões afluentes da bacia do rio Tocantins como apresentado no item 3.8. Além disso, deve ser considerado que para o dimensionamento das conversoras de Belo Monte não está previsto capacidade de inversão (sentido SE->N) adicional ao que a conversora será dimensionada quando operar no sentido N->SE, apresentada no 6.2.1.

▪ **Entrada em operação do Bipolo 1 (Terminal Minas)**

No ano 2017, estando em operação apenas o Bipolo 1, a Figura 102 apresenta a máxima importação da região Norte/Nordeste no patamar de carga pesada.

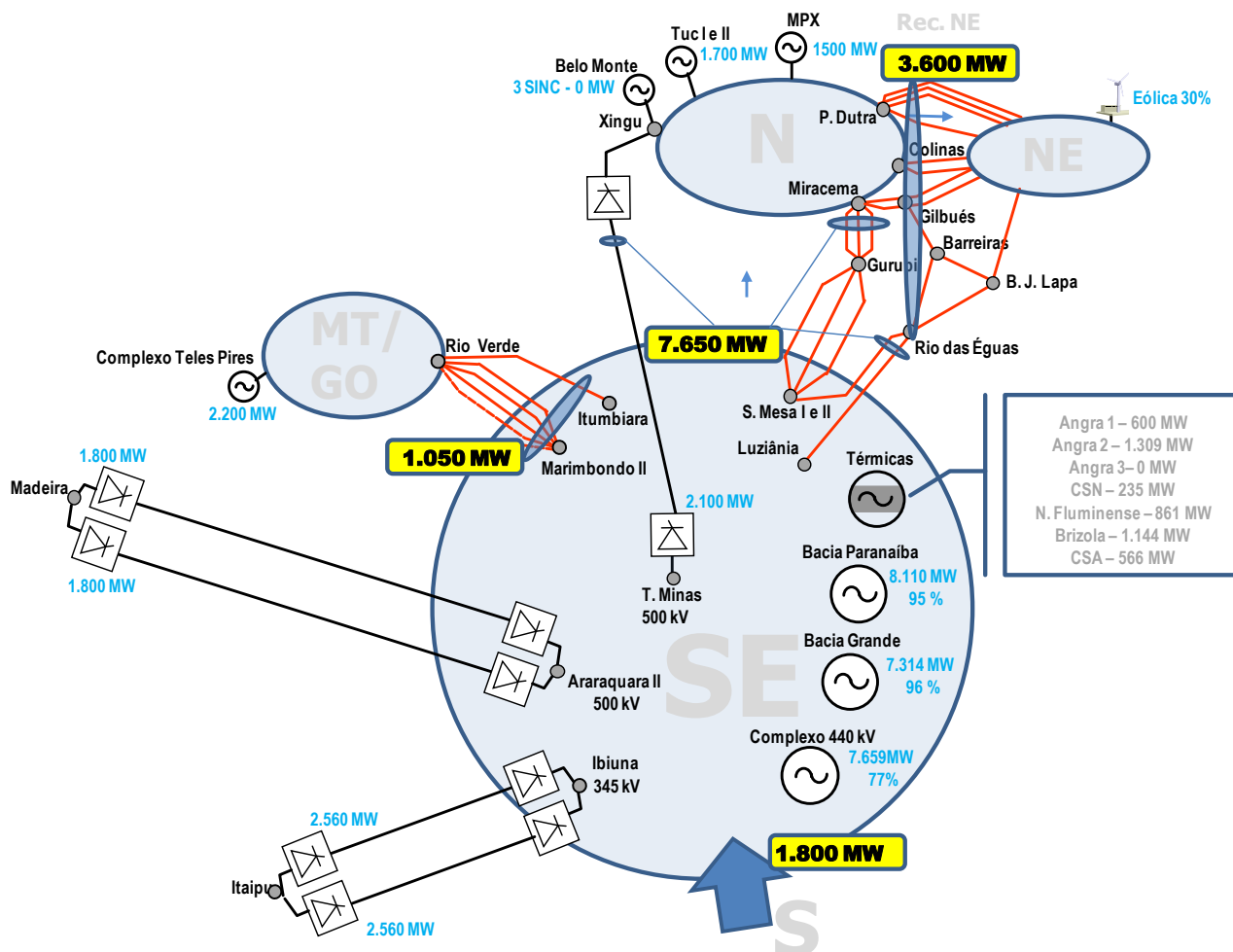


Figura 102 – Cenário N/NE importador. Carga pesada, com 1 Bipolo na SE Terminal Minas 500 kV.

▪ **Entrada do 2º Bipolo (Terminal Minas e Terminal Rio)**

Com a entrada do 2º Bipolo, a Figura 203 apresenta a máxima importação da região Norte/Nordeste no patamar de carga pesada.

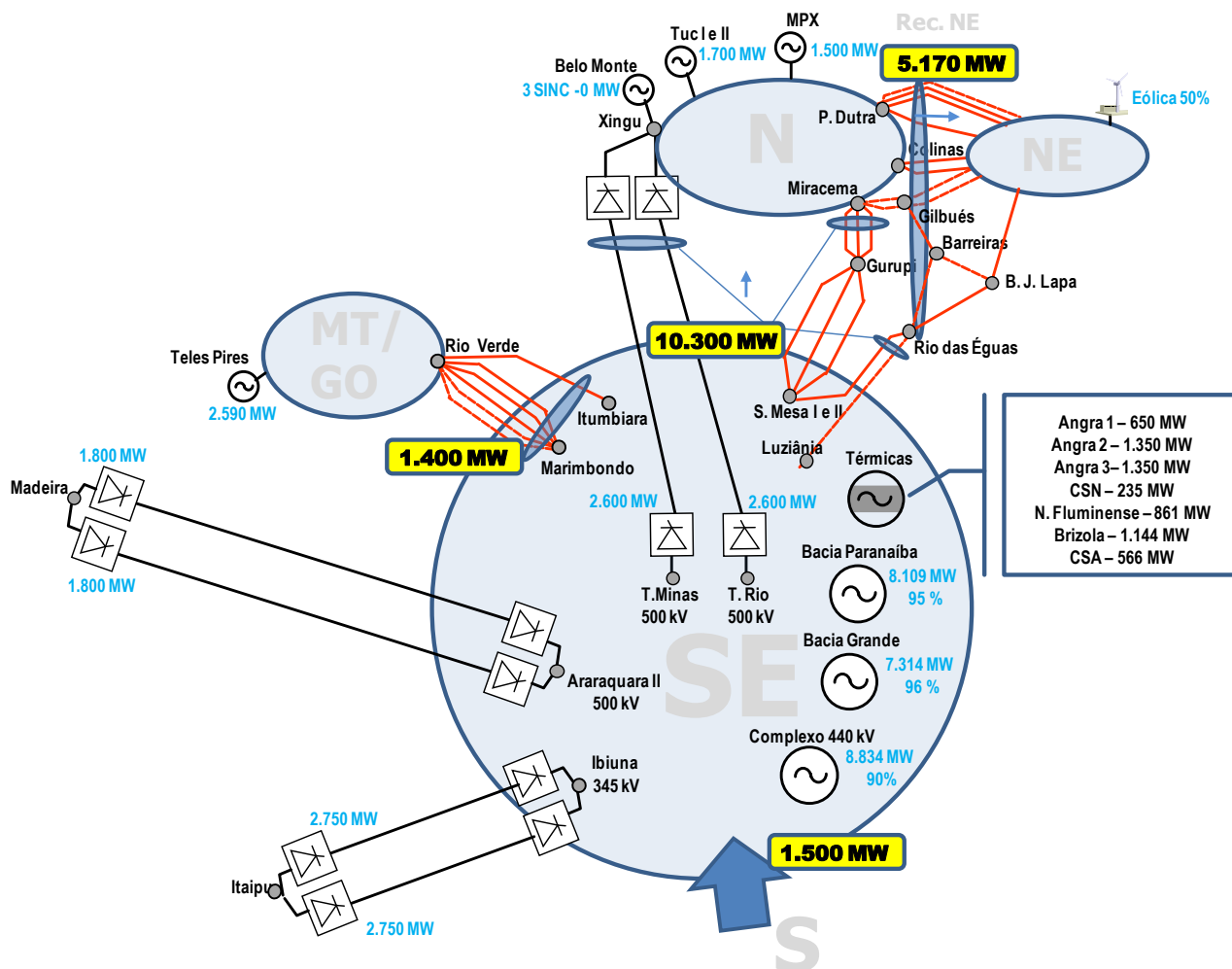


Figura 103 – Cenário N/NE importador. Carga pesada, com 1 Bipolo na SE Terminal Minas 500 kV e 1 Bipolo na SE Terminal Rio 500 kV.

8.3 Desempenho do Sistema Anterior à Entrada dos Bipolos

Primeiramente será apresentado as considerações adotadas para possibilitar os limites máximos de intercâmbio, considerando o sistema de transmissão em corrente alternada, de modo a observar o impacto na compensação série do trecho Tucuruí Etapa II-Xingu.

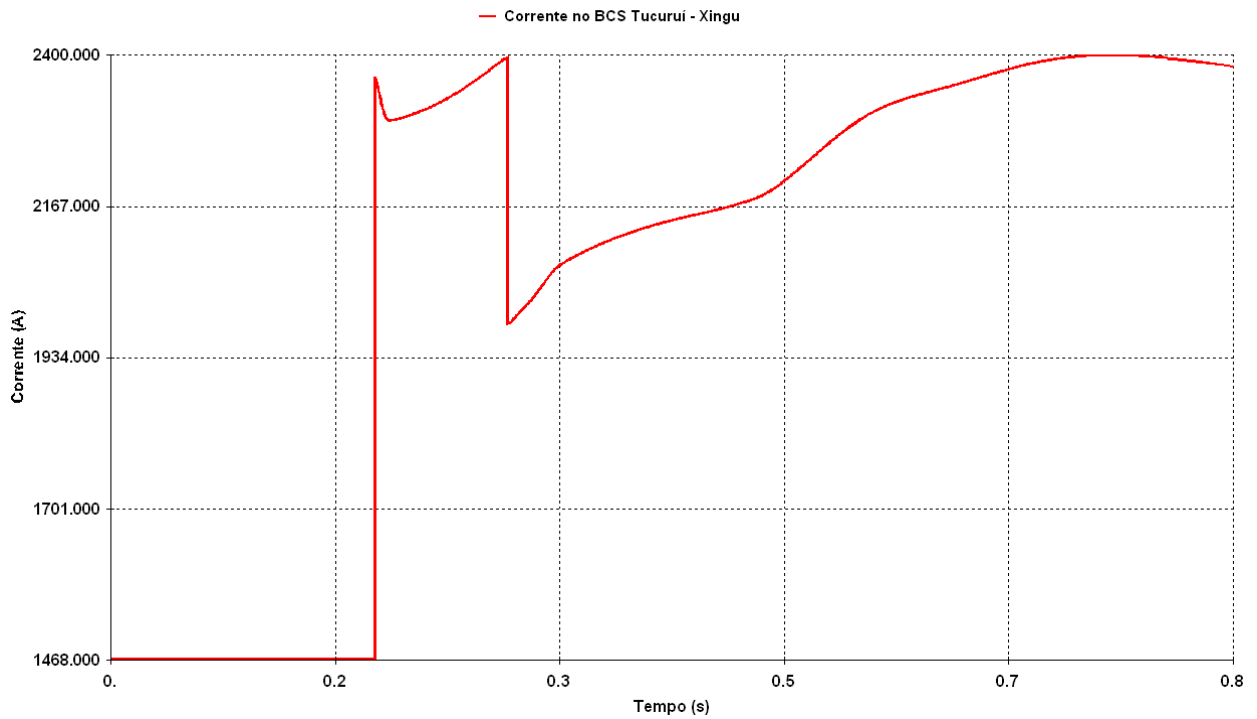
Posteriormente, serão abordados os limites de exportação da região Norte de modo a indicar a quantidade de máquinas que poderão ser motorizadas considerando o sistema em corrente alternada, ou seja, anterior à entrada em operação do Bipolo.

8.3.1 Compensação Série do Trecho Tucuruí Etapa II-Xingu

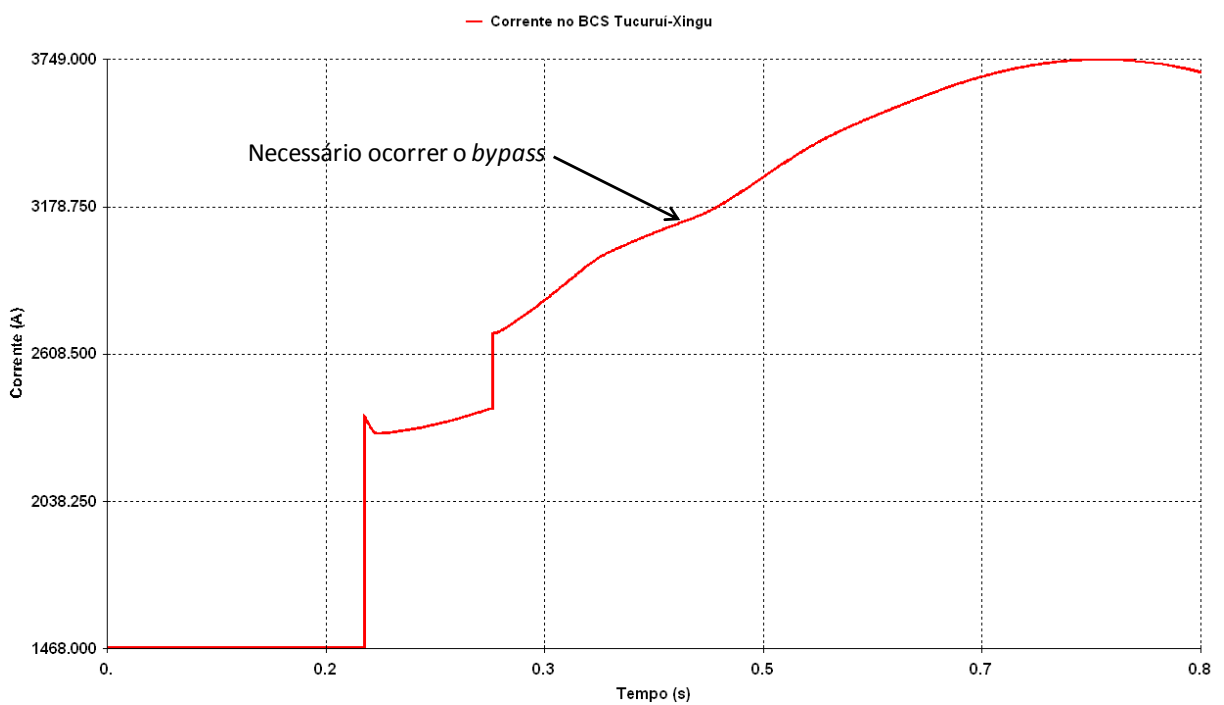
Nesta configuração, uma das principais preocupações referem-se à compensação série do trecho Tucuruí Etapa II-Xingu visto que se observam fluxos elevados neste trecho. Para o dimensionamento do trecho Xingu-Miracema, anterior a entrada em operação do Bipolo 1, foi avaliado se haveria o risco de *by pass* da compensação série entre Tucuruí Etapa II-Xingu durante emergências no sistema.

O cenário mais crítico é o cenário Norte Exportador para o Sudeste que acarreta fluxos elevado no trecho em 500 kV Xingu-Miracema. O fluxograma do Anexo VI apresenta os fluxos obtidos neste trecho.

Em função dos máximos valores de corrente informados para a LT 500 kV Xingu-Tucuruí Etapa II que acarretará a atuação dos MOVs, a máxima corrente para a qual não haverá o *by pass* nos bancos de compensação série (BCS) das linhas de transmissão que chegam em Xingu é de 3.150 A. As Figura 104 (a) e (b) apresentam a corrente nos BCS Tucuruí Etapa II-Xingu atinge valores superiores a 3.150 A no tempo de 0,4576s na perda dos dois circuitos entre Xingu e Parauapebas, indicando que haverá o *by pass* da compensação série.



(a)



(b)

Figura 104 – Corrente na compensação série da LT 500 kV Xingu-Tucuruí Etapa II. Perdas de uma e duas LTs Xingu-Parauapebas

Deste modo, para dimensionamento das compensações série do sistema AC entre Xingu-Miracema e para garantir o escoamento do máximo de máquinas na usina de Belo Monte, foi considerado o by-pass dos compensadores série da LT 500 kV Tucuruí Etapa II-Xingu.

8.3.2 Cenário Norte Exportador para a região Sudeste

No cenário Norte exportador, o limite de recebimento da região Sudeste pela região Norte deve-se a capacidade em condição normal da LT 500 kV Peixe-Serra da Mesa II. O fluxograma do Anexo VI apresenta os fluxos obtidos neste considerando intercâmbio de recebimento do Sudeste de cerca 3.600 MW.

As figuras a seguir apresentam o comportamento da tensão e dos ângulos das máquinas Belo Monte na perda da LT 500 kV Xingu – Parauapebas.

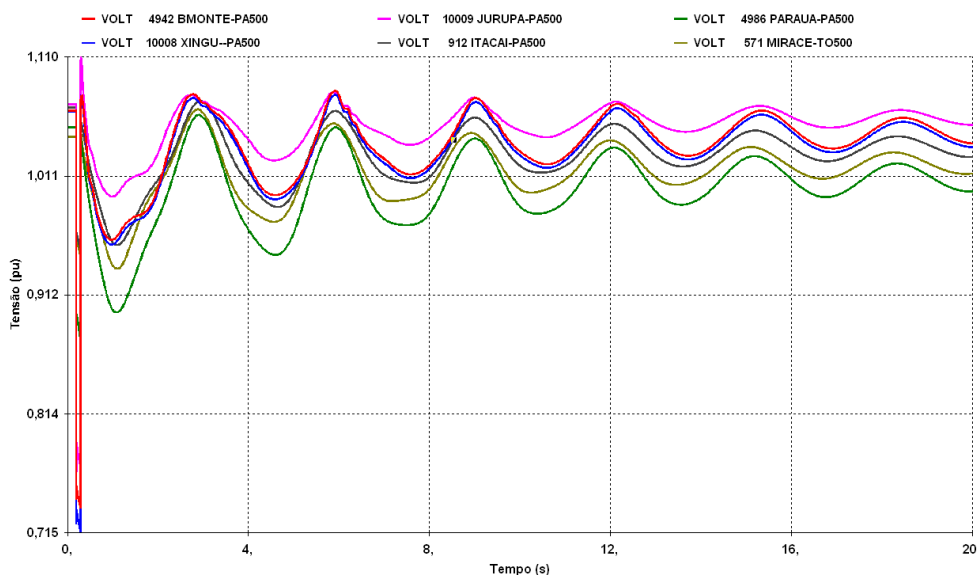


Figura 105 – Tensões nas SEs do Norte, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Xingu seguido da perda da LT 500 kV Xingu – Parauapebas

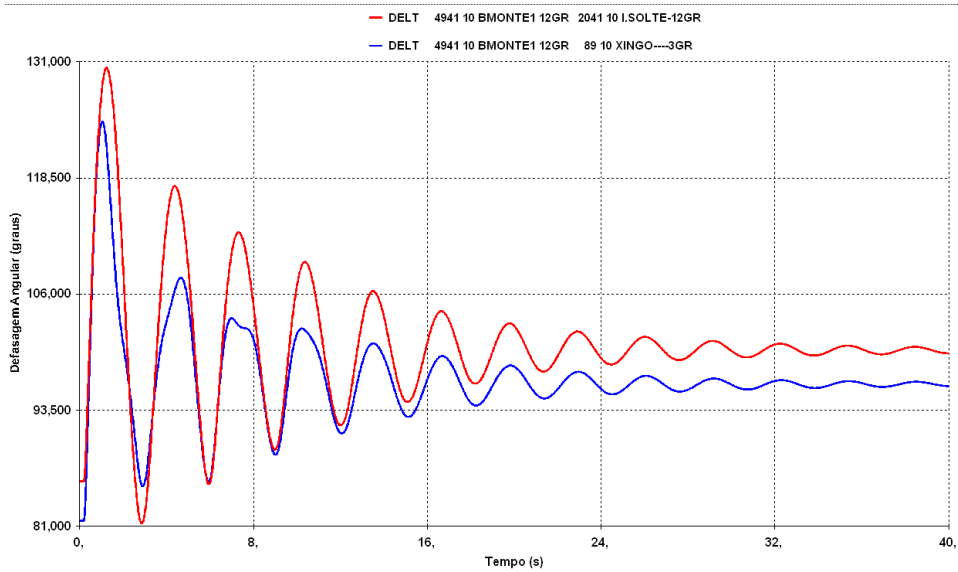


Figura 106 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e em relação a Xingo, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Xingu seguido de perda da LT 500 kV Xingu – Parauapebas

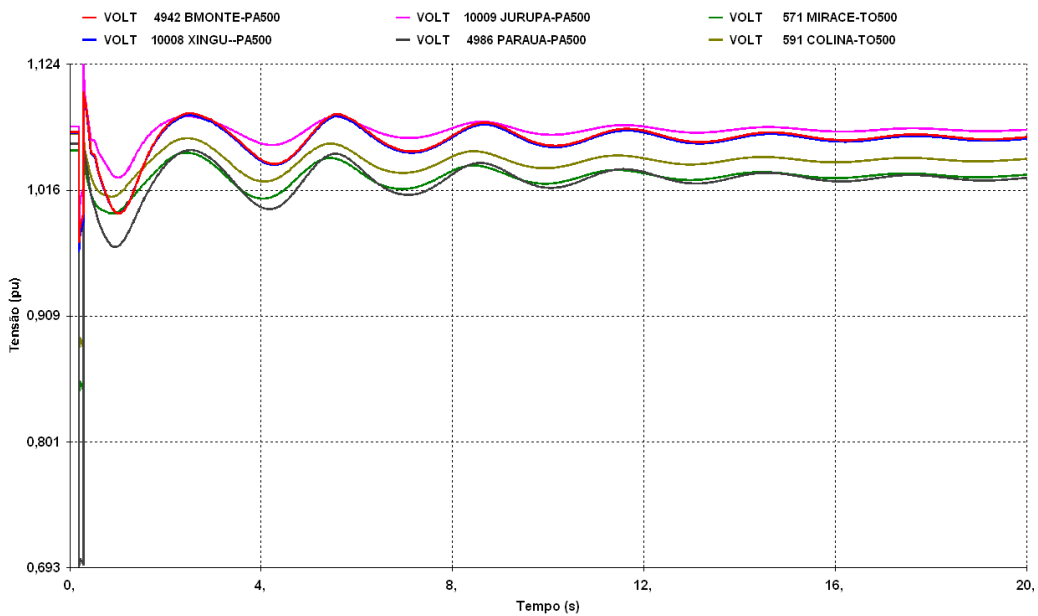


Figura 107 – Tensões nas SEs do Norte, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Parauapebas seguido de abertura de um dos circuitos Parauapebas – Miracema

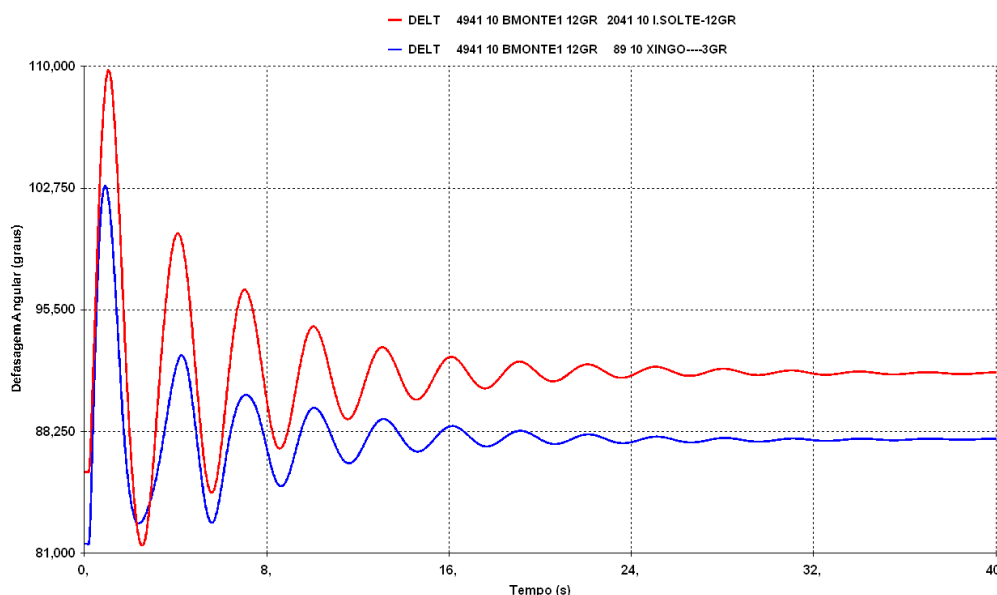


Figura 108 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e em relação a Xingu, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Parauapebas seguido de perda da LT 500 kV Parauapebas - Miracema

8.3.3 Cenário Norte Exportador para a Região Nordeste

Como este cenário diferencia-se do anterior basicamente pelo carregamento das linhas de transmissão em 500 kV que chegam no Nordeste, observou-se que os resultados das contingências do trecho Xingu-Miracema são bastante semelhantes para ambos os cenários.

Como neste cenário de recebimento do Nordeste de cerca de 9.350 MW observa-se maior carregamento das linhas de transmissão que chegam nesta região, além das emergências do trecho Xingu-Miracema foram simulados os seguintes eventos neste caso:

- Abertura de um dos circuitos em 500 kV P. Dutra – Teresina, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV P. Dutra;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Colinas;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Miracema – Gilbués, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Miracema;
- Abertura do circuito em 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Rio das Éguas;
- Abertura do circuito em 500 kV Barreiras – Bom Jesus da Lapa, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Barreiras;

- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II.
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Teresina – Sobral, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Teresina.
- Abertura do circuito em 500 kV Fortaleza – Quixadá, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Fortaleza;
- Abertura do circuito em 500 kV Gilbués – São João do Piauí, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV Gilbués;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV São João do Piauí – Milagres, em consequência de curto 1φ na SE 500 kV São João do Piauí.

Dentre as contingências simuladas, observa-se que as que apresentam maior defasagem angular entre Norte (máquinas da UHE Belo Monte) em relação à Ilha Solteira e Norte em relação ao Nordeste (máquinas da UHE Xingo) são a da LT 500 kV Miracema – Gilbués (onde a defasagem chega a 112º) e da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves (onde a defasagem atinge 113º). As Figura 109 e Figura 111 mostram estas emergências, nas quais se observa que não há risco de perda de sincronismo.

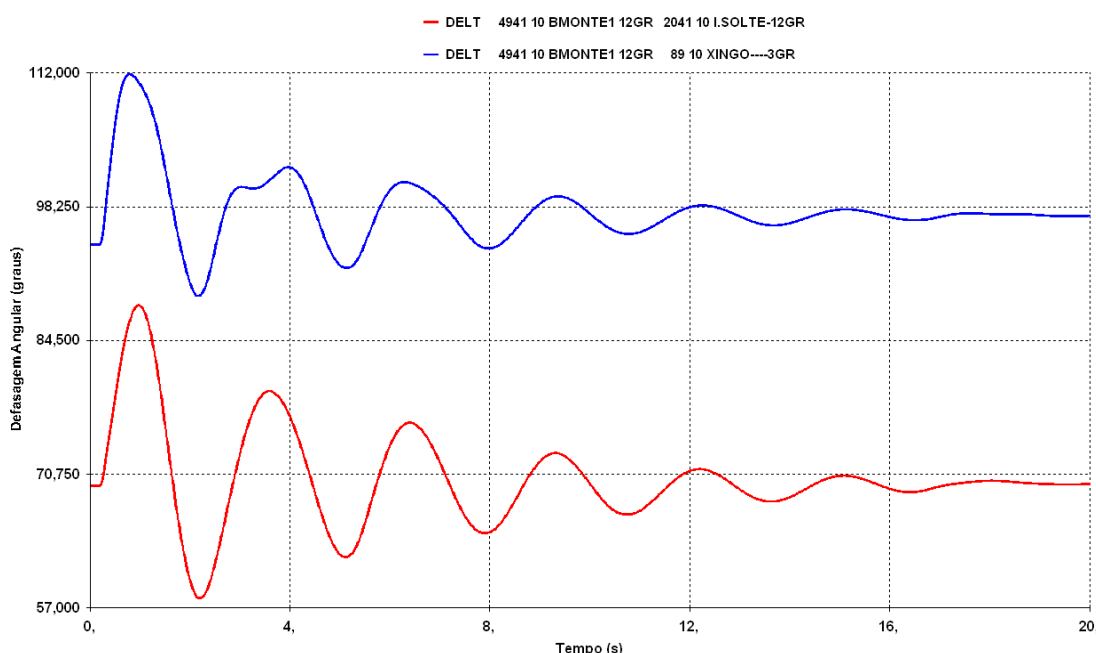


Figura 109 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e em relação a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Miracema seguido de perda da LT 500 kV Miracema – Gilbués

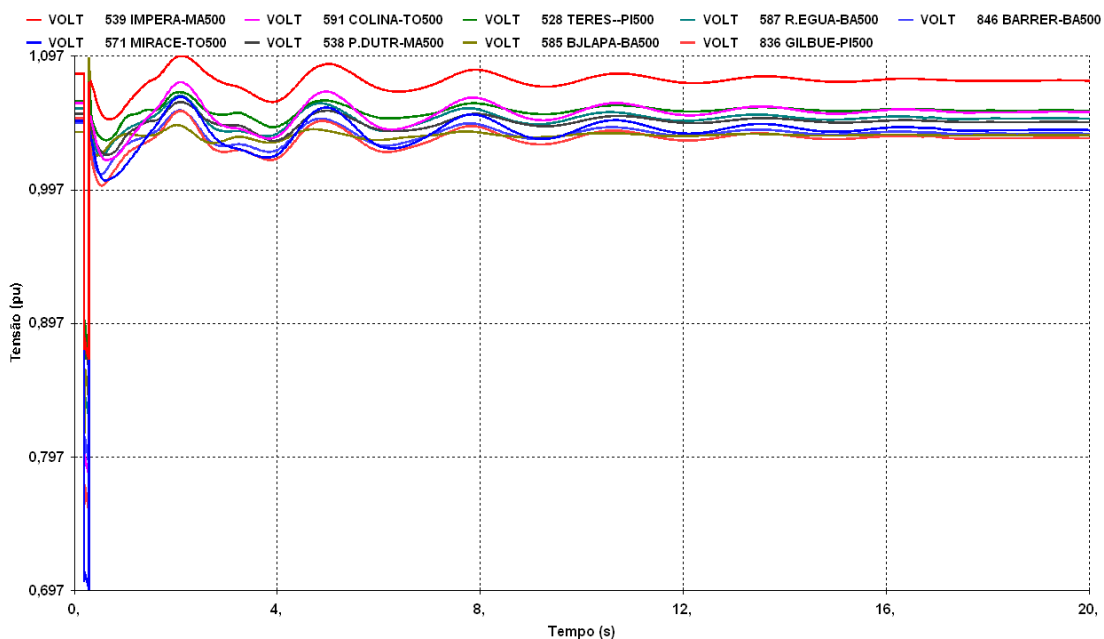


Figura 110 – Tensões nas SEs 500 kV das interligações Norte-Sul e Sudeste-Nordeste na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Miracema seguido de perda da LT 500 kV Miracema – Gilbués

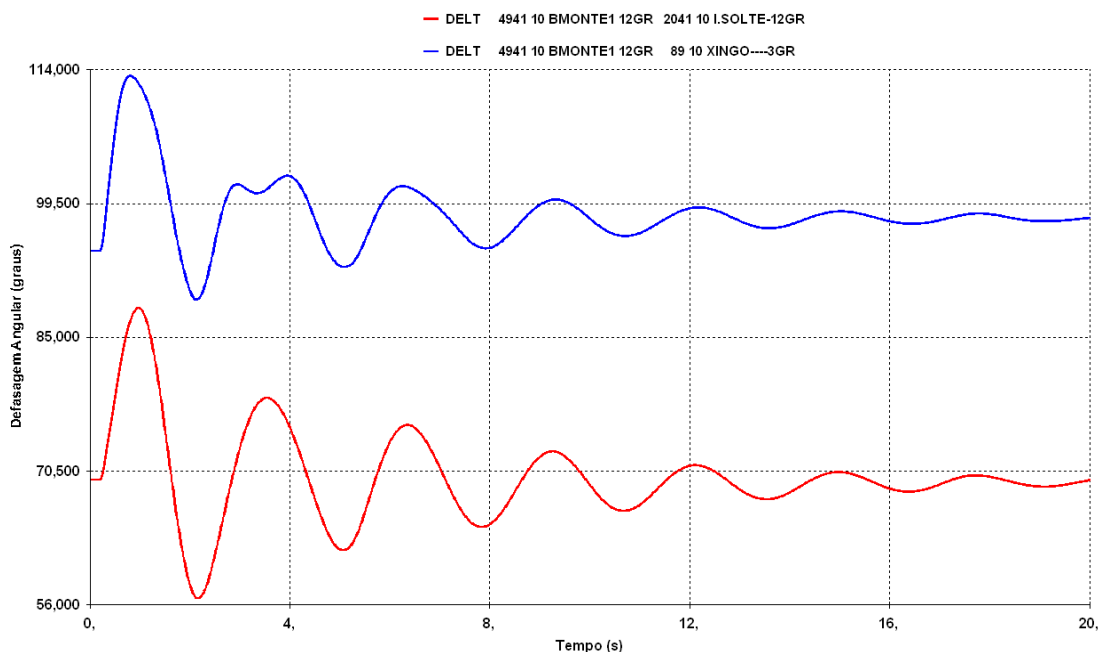


Figura 111 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e em relação a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Colinas seguido de perda da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves

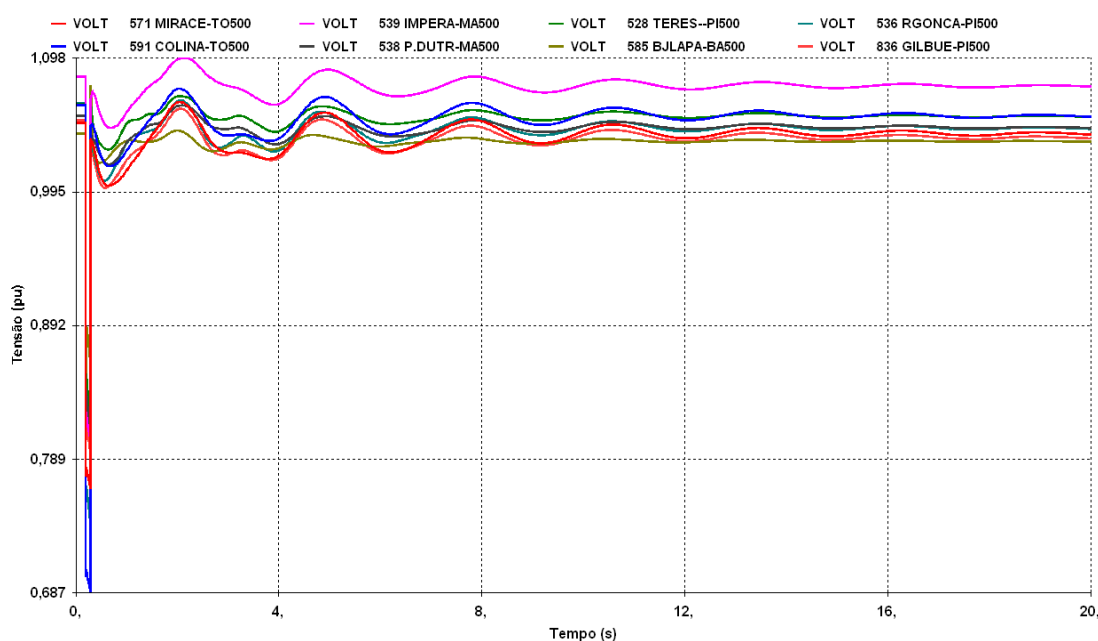


Figura 112 – Tensões nas SEs 500 kV das interligações Norte-Sul e Sudeste-Nordeste na ocorrência de curto 1 ϕ na SE 500 kV Colinas seguido de perda da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves

8.4 Entrada em operação do Bipolo 1 (Terminal Minas)

8.4.1 Cenário Norte Exportador para a região Sudeste

Conforme plano de obras previsto, os compensadores estáticos considerados na análise foram:

- 1 CE Itatiba 500 kV (-300/300 Mvar) – conforme ref. [10]
- 1 CE Santa Bárbara 440 kV (-300/300 Mvar) – conforme ref. [10]
- Antecipação do 1 CE Luziânia 500 kV (-150/300 Mvar) – item 7.7

A Tabela 52 apresenta a compensação reativa referencial considerada na análise.

Tabela 51 - Compensação reativa considerada quando da entrada em operação do Bipolo 1

SE	Obra
Bom Despacho III 500 kV	CE -100/300 Mvar
	BC 2x 100 Mvar
São Gotardo 345 kV	BC 2x 150 Mvar
Neves 345 kV	BC 1x 200 Mvar
Luziânia 138 kV	BC 2x 50 Mvar
Samambaia 345 kV	BC 1x 150 Mvar
Campinas 345 kV	BC 1x 100 Mvar

- Patamar de Carga Pesada

Este cenário caracteriza-se pelo período úmido da região Norte e recebimento elevado da região Sudeste, conforme apresentado no item 1.2. O fluxograma do Anexo VI apresenta os fluxos obtidos neste considerando intercâmbio de recebimento do Sudeste de cerca de 7.700 MW no patamar de carga pesada, considerando potência nominal no elo de corrente contínua e fluxo na compensação série da LT 500 kV Peixe-S. Mesa próximo a condição normal.

As contingências mais críticas para este cenário são a emergência da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias e a perda de Polo.

As Figura 105 e Figura 114 mostram as tensões das SEs do Norte e das SEs da interligação Norte – Sul, como também os ângulos das máquinas da UHE Belo Monte, no caso da emergência da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias para condição mais crítica, ou seja, considerando falha de 100 ms do Bipolo. É possível observar que não há risco de perda de sincronismo para este evento, uma vez que a defasagem angular é de cerca de 108°.

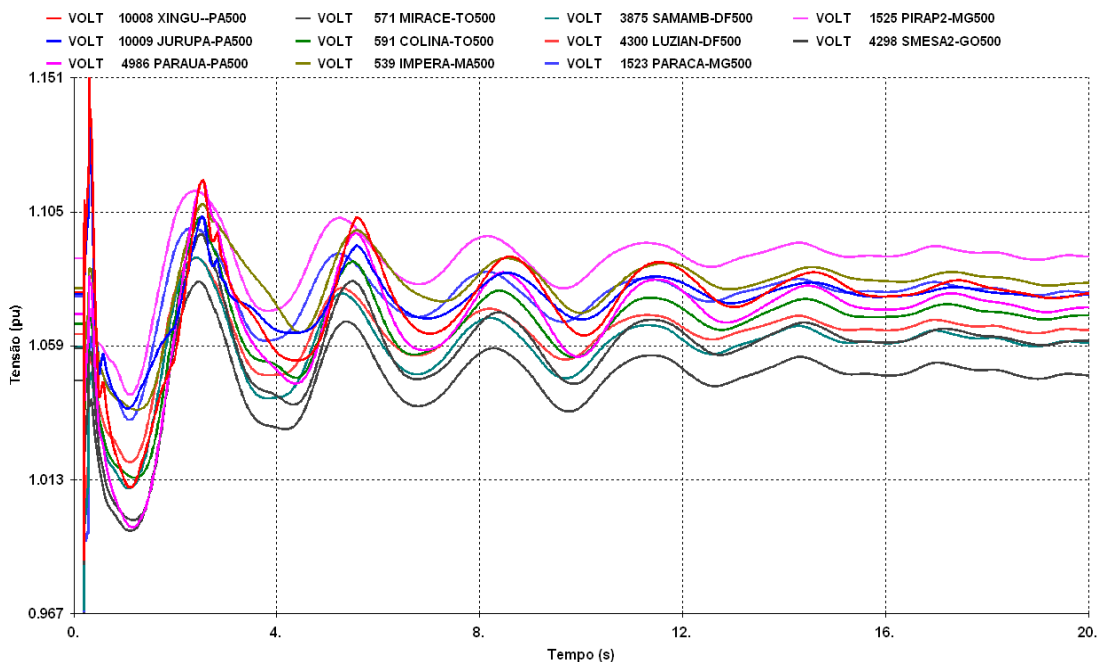


Figura 113 – Tensões nas SEs do Norte e nas SEs da interligação Norte-Sul, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Estreito seguido da perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias. Ano 2017, carga pesada

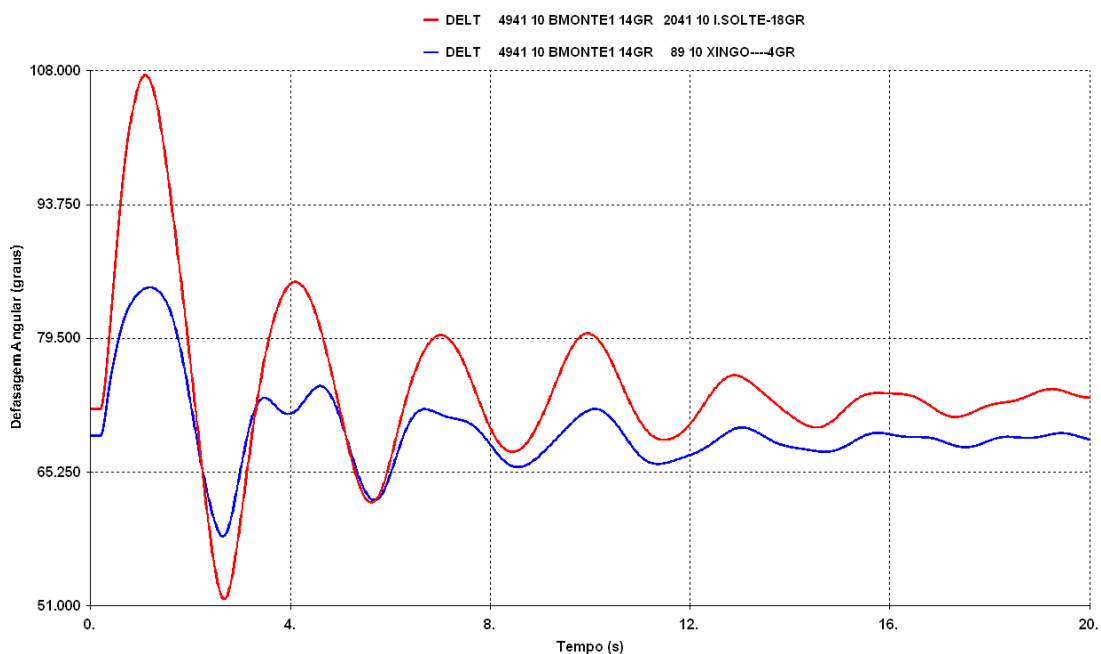


Figura 114 – Defasagem Angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Estreito seguido da perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias. Ano 2017, carga pesada

Na incidência de defeitos na rede CA do inversor, ou na ocorrência de uma falha de comutação, ocorre um aumento acentuado da corrente CC (Figura 115), e o sistema de controle da estação retificadora atua no sentido de reduzir esta grandeza através da rápida elevação do ângulo de

disparo α (Figura 116). Transitoriamente, o ângulo α atinge a região de inversão (valores maiores que 90°), levando à reversão momentânea do fluxo de potência elétrica CC nesta conversora.

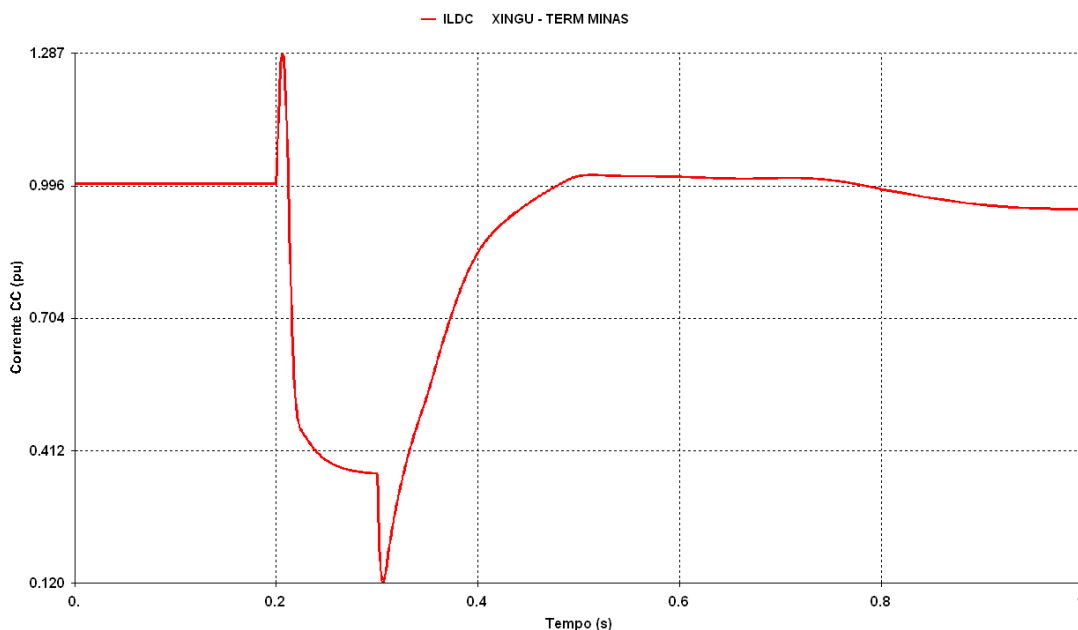


Figura 115 – Corrente CC em um dos Polos do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 4.000 MW. Perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias.

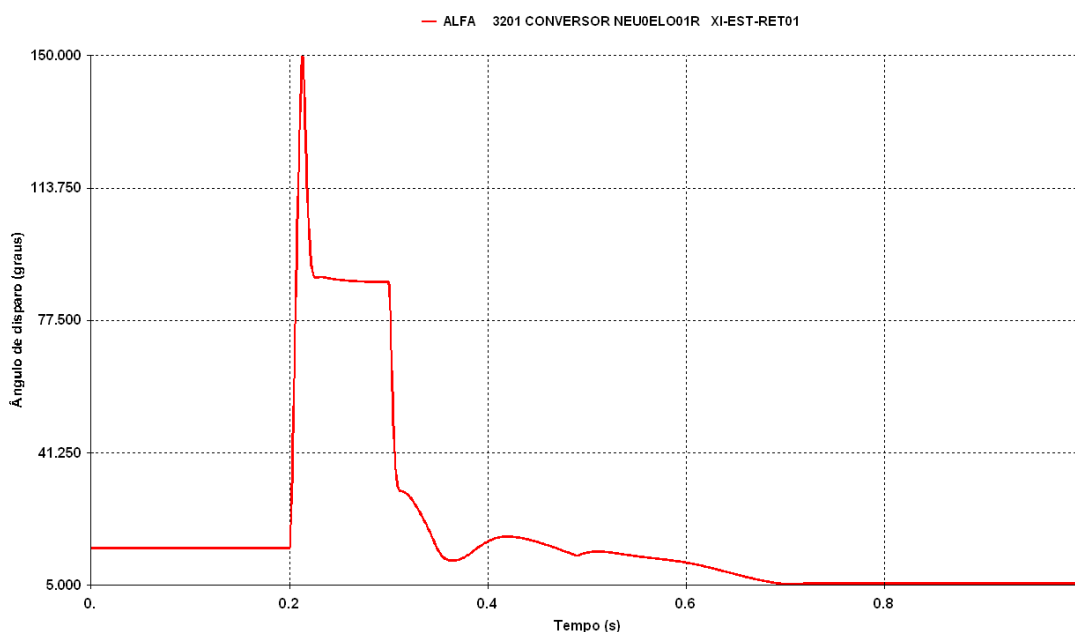


Figura 116 – Ângulo de disparo (α) – Retificador do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 4.000 MW. Perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias.

Desta forma, defeitos nas redes CA no terminal inversor levam a falhas de comutação e provocam bloqueio no Bipolo sob falta, com duração igual ao tempo do defeito.

Na Figura 117 que ilustra a potência ativa drenada da rede CA pelos conversores do Terminal Minas quando da perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias. Nota-se que nesta emergência, também ocasiona falha de comutação no Bipolo Itaipu e Madeira, por um período de 16 ms. Ainda nesta emergência, observa-se tempo de recuperação do elo de cerca de 130 ms após a eliminação da falta.

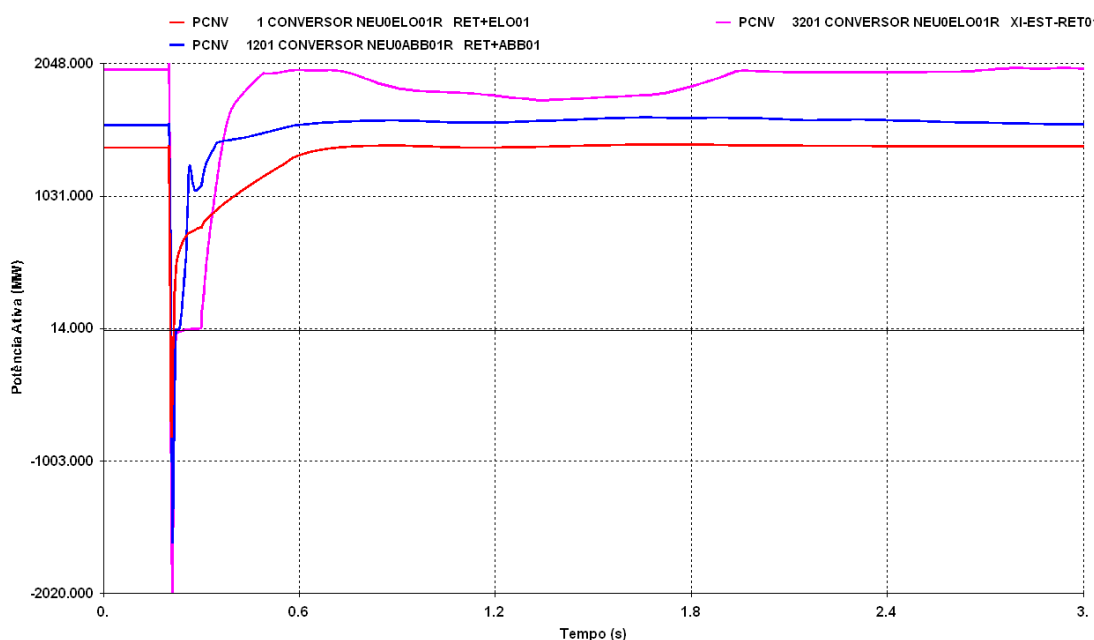


Figura 117 – Potência do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 4.000 MW). Perda LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias.

A Figura 118 e Figura 119, Figura 120 e Figura 121 mostram as tensões nas SEs da interligação Norte-Sul, as correntes no elo, a variação na reatância do TCSC da Norte-Sul e a atuação do CE de Luziânia para a situação de perda de polo.

Por meio das Figura 119 e Figura 120, é possível observar o reflexo da perda do polo através das variações da corrente no polo remanescente e da reatância do TCSC da Norte-Sul, uma vez que parte do fluxo escoar pela mesma.

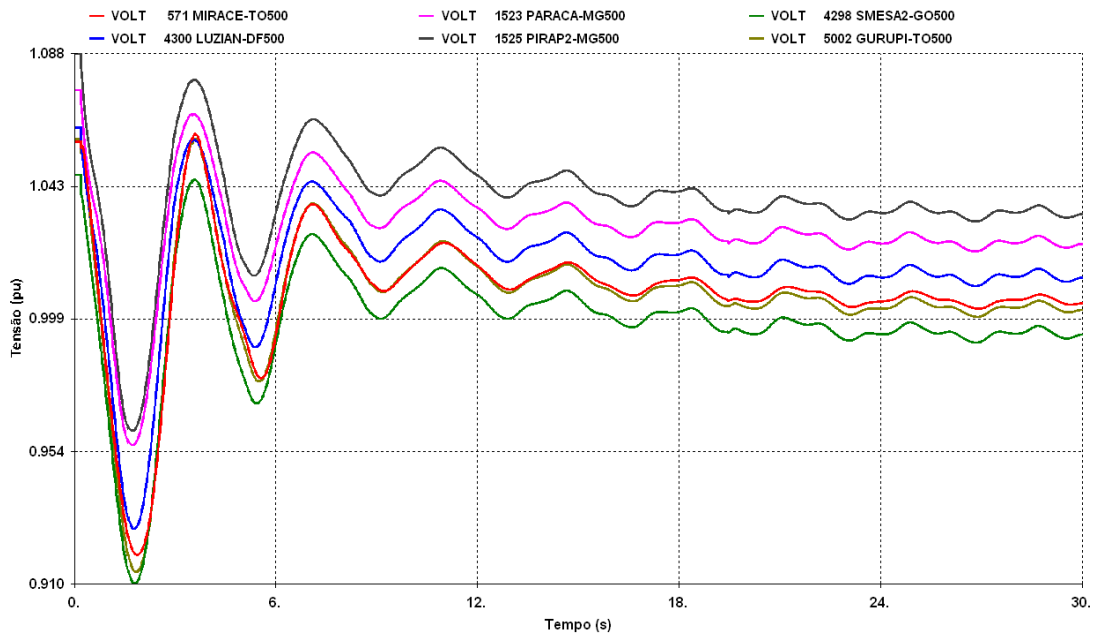


Figura 118 – Tensões nas SEs da interligação Norte-Sul, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga pesada

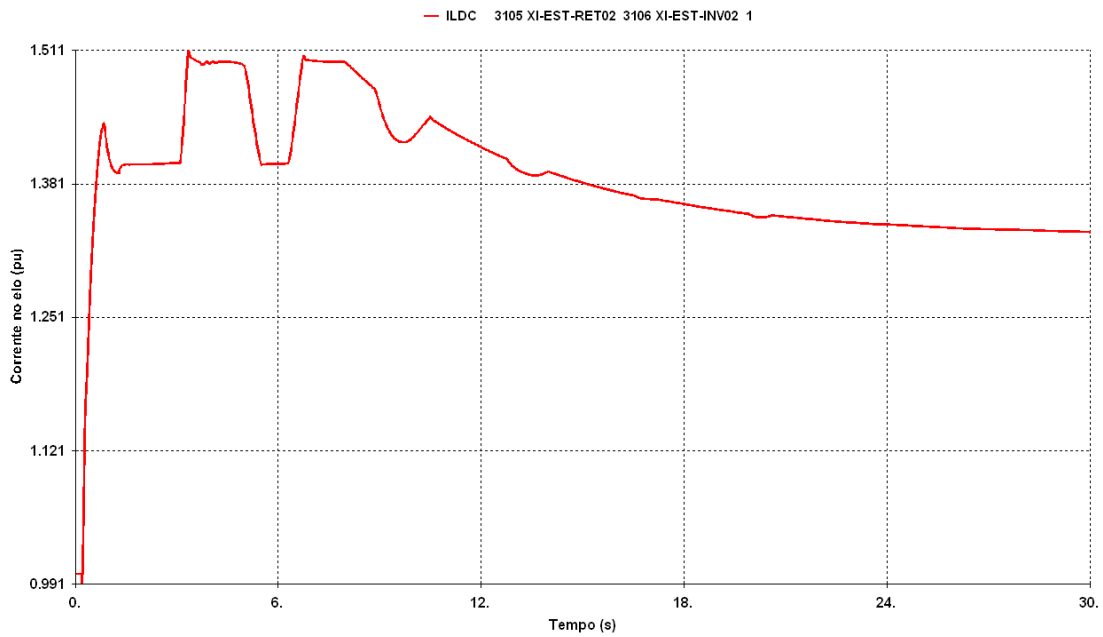


Figura 119 – Corrente no Polo remanescente, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga pesada

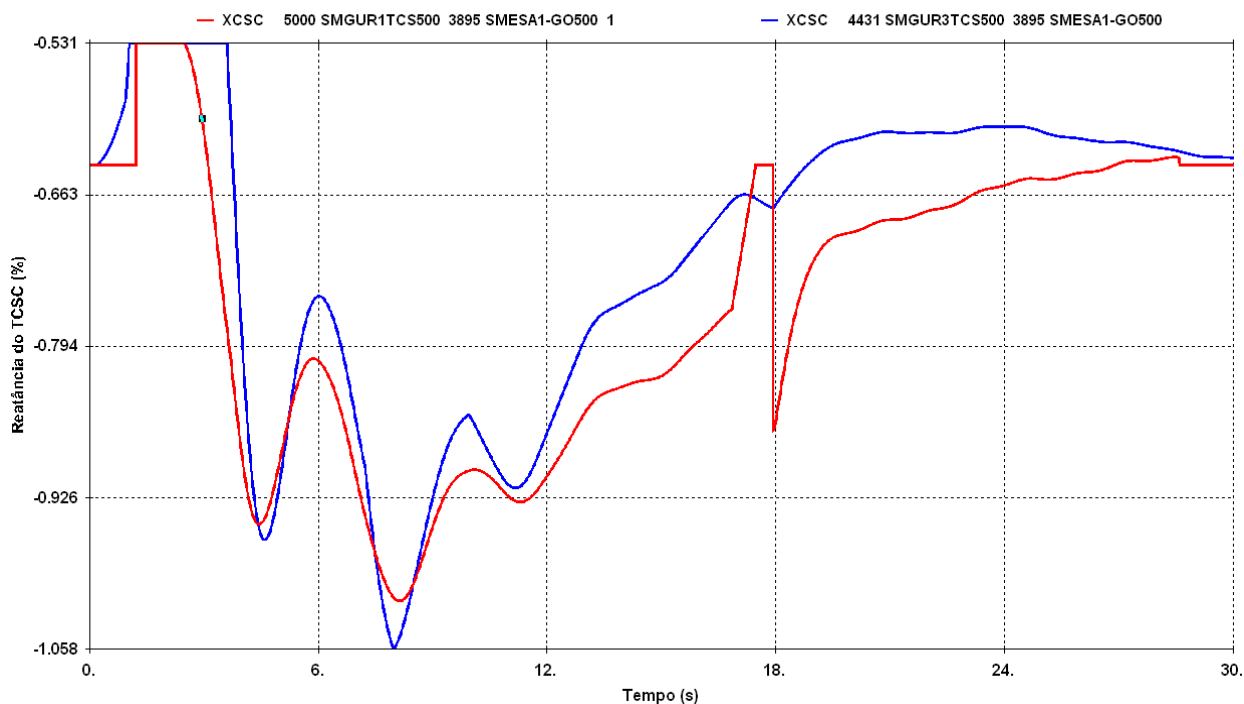


Figura 120 – Variação na reatância do TCSC da Norte-Sul, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga pesada

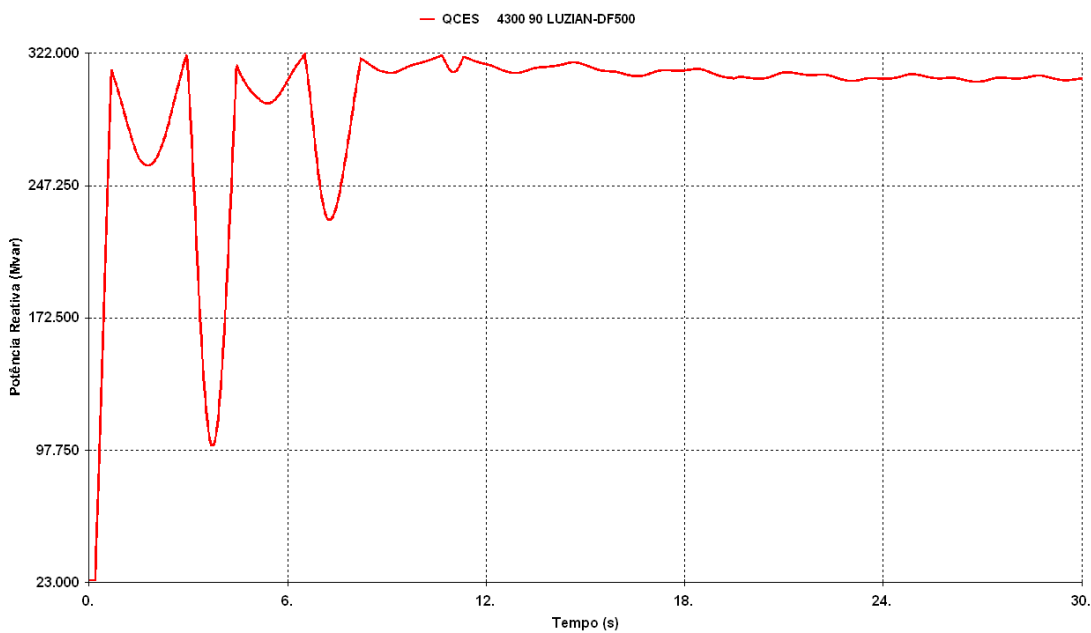


Figura 121 – Potência Reativa fornecida pelo CE na SE 500 kV Luziânia, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga pesada

▪ Patamar de Carga Leve

Neste cenário tem-se o recebimento do Sudeste de 7.100 MW e de cerca de 7.500 MW na Nordeste em cerca de 7.500 MW, para possibilitar escoamento pleno das usinas do Belo Monte. A Figura 97 apresenta um esquemático com os fluxos estabelecidos neste cenário e o despacho da região Sudeste e Nordeste.

As contingências mais críticas para este cenário são a perda do Polo e a perda da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias. As figuras a seguir apresentam o desempenho do sistema nestes eventos. Em ambas as emergências não foram observadas violações de tensão, como também não há perda de sincronismo apesar das aberturas angulares entre as máquinas de Belo Monte e Ilha Solteira alcançarem 130° na perda de 1 Polo, considerando sobrecarga dinâmica de 50%.

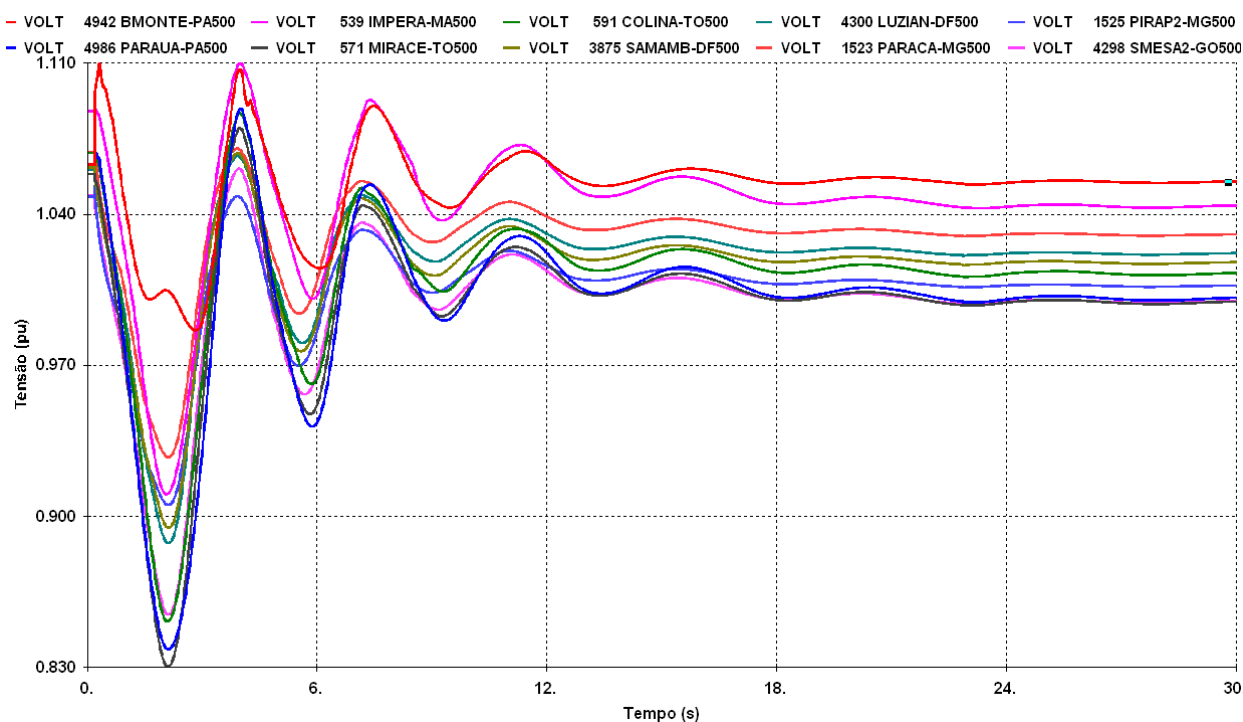


Figura 122 – Tensões nas SEs do Norte e do Sudeste, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

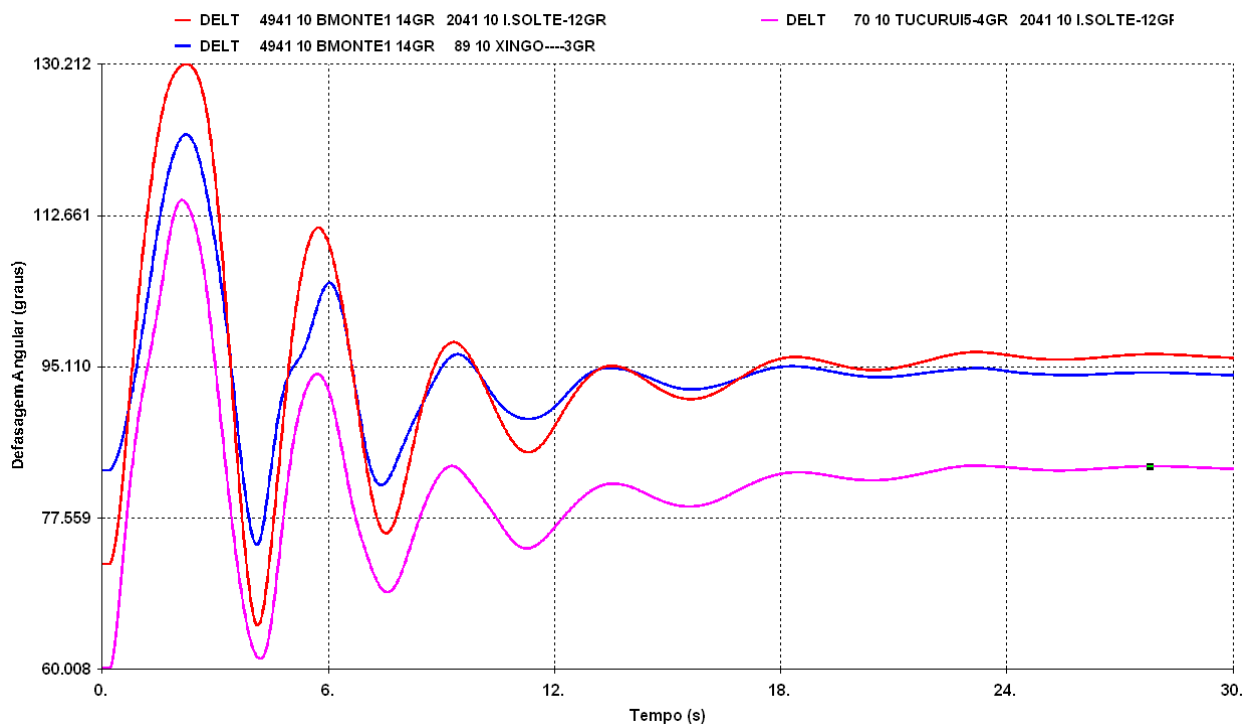


Figura 123 – Defasagem angular das máquinas das UHE Belo Monte e Tucuruí em relação à Ilha Solteira e a Xingó e da UHE Belo Monte em relação a Xingó, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

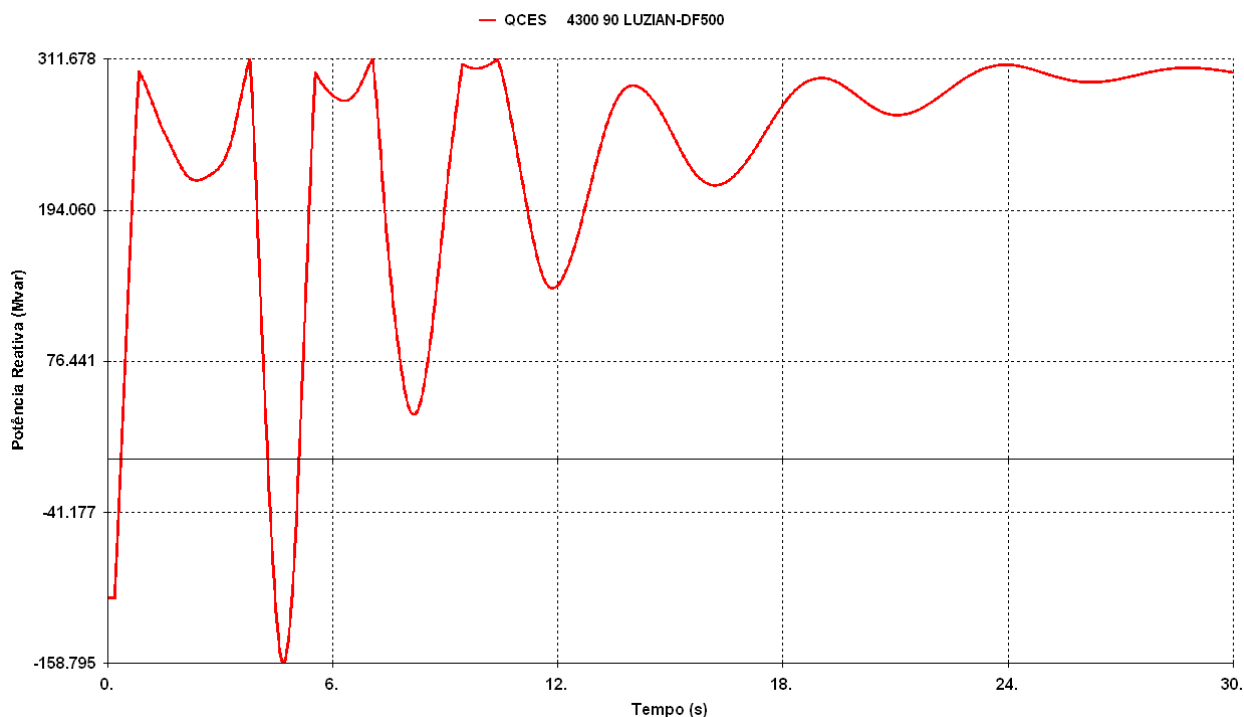


Figura 124 – Potência Reativa fornecida pelo CE na SE 500 kV Luziânia, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

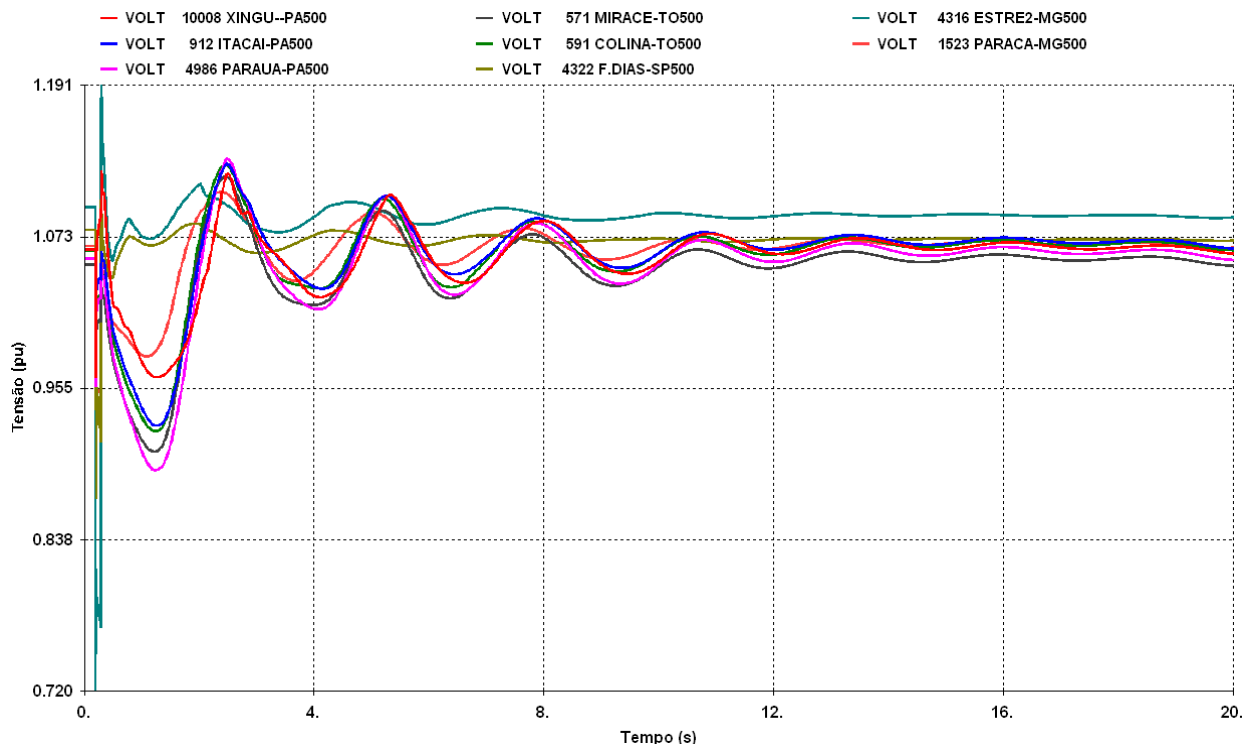


Figura 125 – Tensões nas SEs do Norte e da interligação Norte - Sul, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Estreito, seguido de abertura da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias. Ano 2017, carga leve

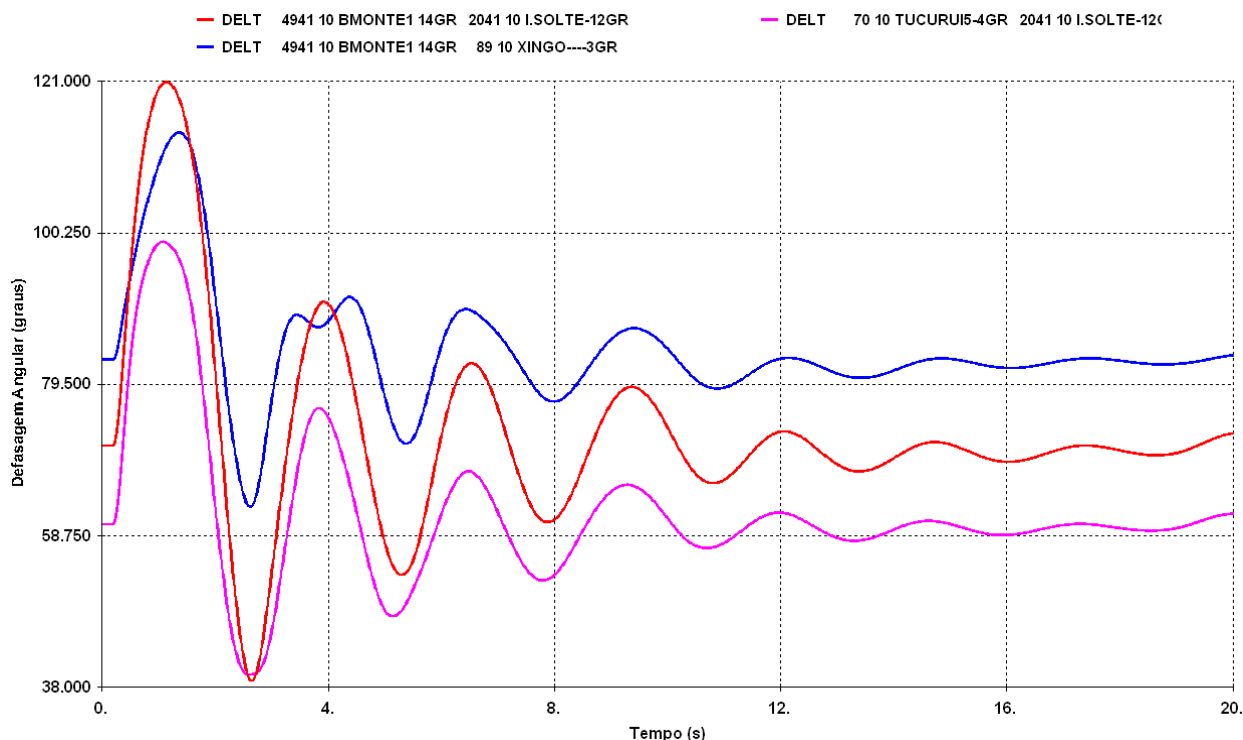


Figura 126 – Defasagem angular das máquinas das UHE Belo Monte e Tucuruí em relação à Ilha Solteira e a Xingó e da UHE Belo Monte em relação a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Estreito, seguido de abertura da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias. Ano 2017, carga leve

8.4.2 Cenário Norte Exportador para a Região Nordeste

Este cenário caracteriza-se pelo período úmido da região Norte. Para avaliar o desempenho do sistema na condição de maximizar o excedente de energia para a região Nordeste, considerando o intercâmbio de recebimento do Nordeste de cerca de 9.230 MW, conforme fluxograma apresentado no Anexo VI.

Para este cenário, as contingências simuladas foram:

- Abertura de um dos circuitos em 500 kV P. Dutra – Teresina, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV P. Dutra;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Colinas;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Miracema – Gilbués, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Miracema;
- Abertura do circuito em 500 kV Rio das Águas – Bom Jesus da Lapa, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Rio das Águas;
- Abertura do circuito em 500 kV Barreiras – Bom Jesus da Lapa, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Barreiras;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Bom Jesus da Lapa – Ibicoara, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Bom Jesus da Lapa.
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV Teresina – Sobral, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Teresina.
- Abertura do circuito em 500 kV Fortaleza – Quixadá, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Fortaleza;
- Abertura do circuito em 500 kV Gilbués – São João do Piauí, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV Gilbués;
- Abertura de um dos circuitos em 500 kV São João do Piauí – Milagres, em consequência de curto 1ϕ na SE 500 kV São João do Piauí.

Dentre os eventos simulados, observou-se que os emergências mais críticas foram as perdas da LT 500 kV Miracema Gilbués e a perda da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves. A Figura 127, Figura 128, Figura 129 e Figura 130 mostram as defasagens angulares das máquinas da UHE Belo Monte e as tensões em algumas SEs para a ocorrência destes eventos. Considerando as aberturas angulares entre as máquinas da UHE Belo Monte em relação a Xingó, inferior a 100° , observa-se que não há risco de perda de sincronismo em ambos os eventos.

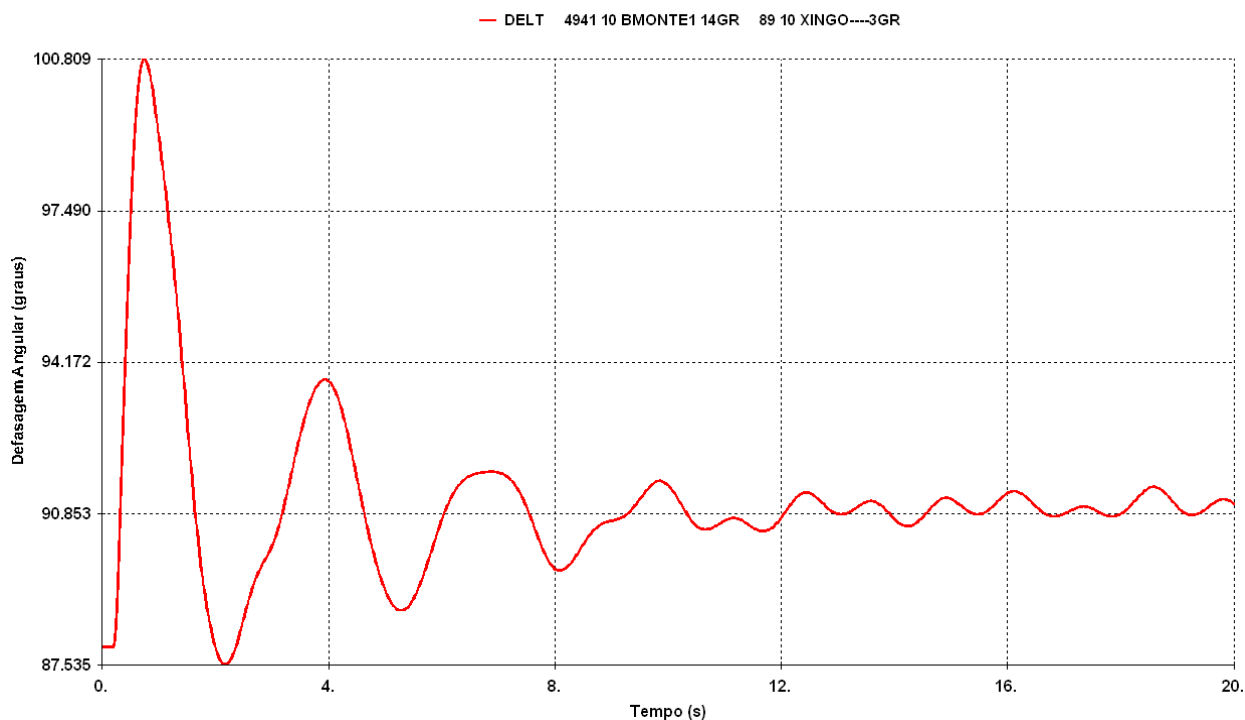


Figura 127 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Miracema seguido da perda da LT 500 kV Miracema – Gilbués. Ano 2017, carga pesada

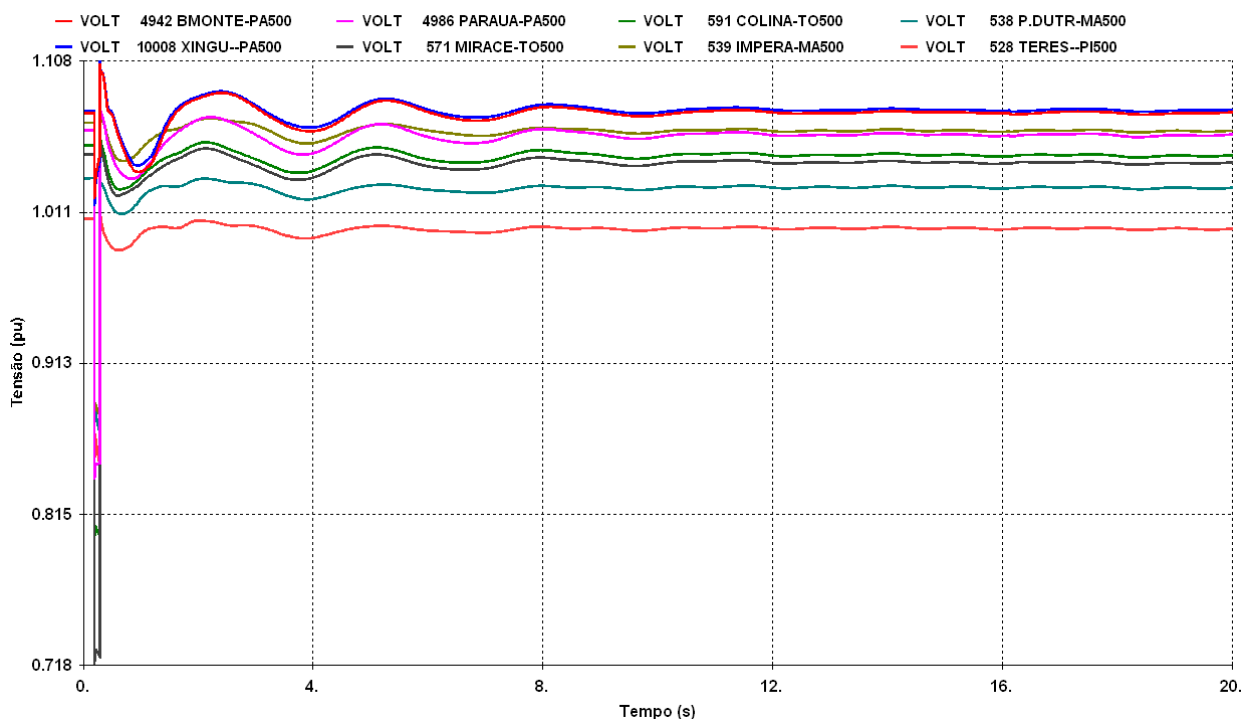


Figura 128 – Tensões nas SEs do Norte e da interligação Norte-Sul, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Miracema seguido da perda da LT 500 kV Miracema – Gilbués. Ano 2017, carga pesada

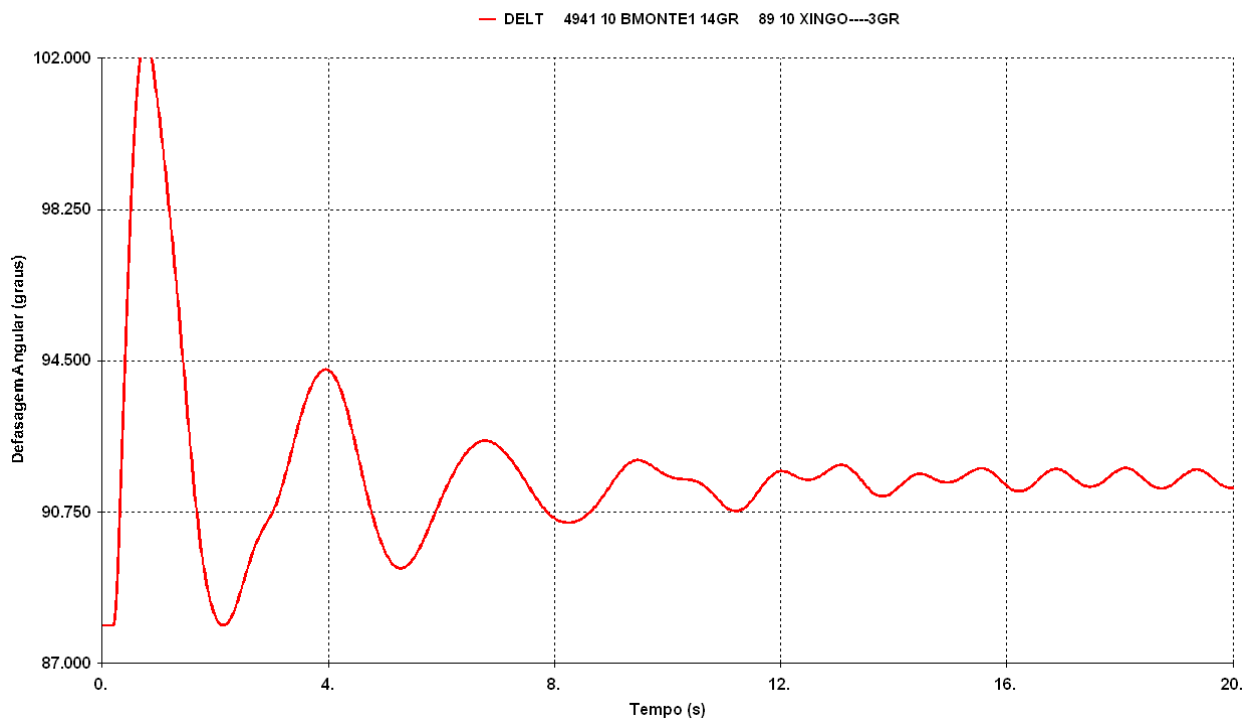


Figura 129 – Defasagem Angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação a Xingó, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Colinas seguido da perda da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves. Ano 2017, carga pesada

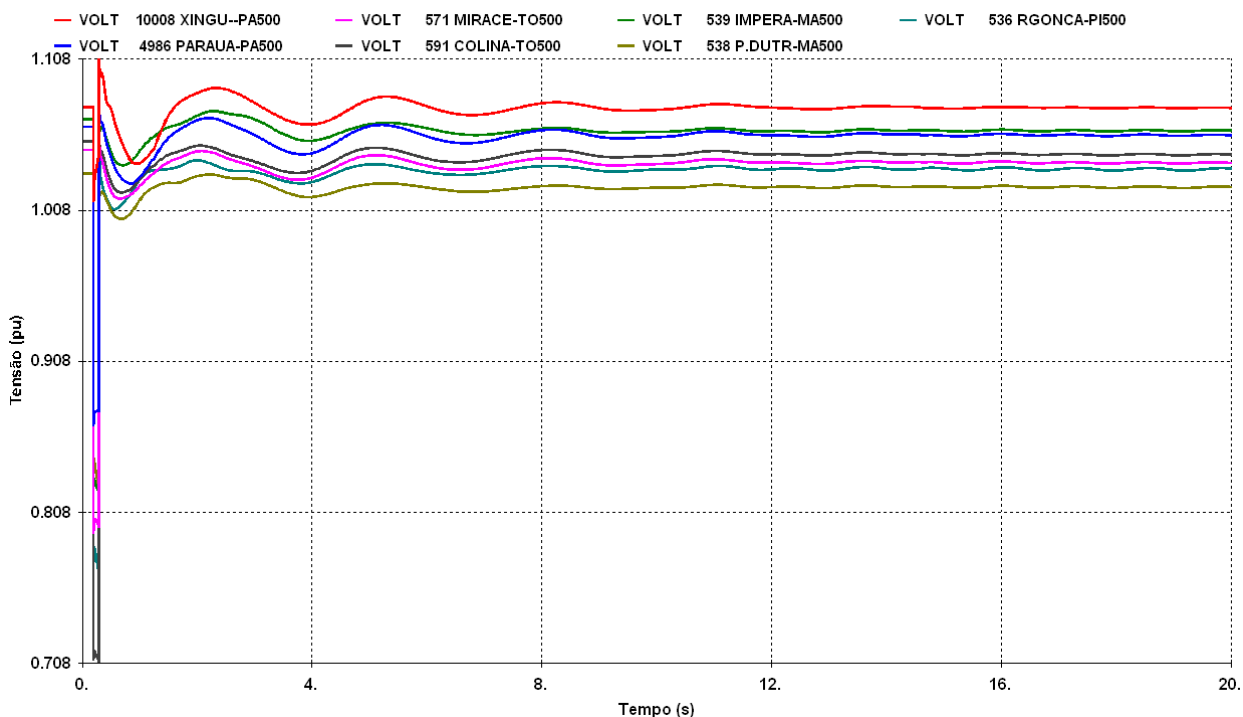


Figura 130 – Tensões nas SEs do Norte e da interligação Norte-Sul, na ocorrência de curto 1φ na SE 500 kV Colinas seguido da perda da LT 500 kV Colinas – R. Gonçalves. Ano 2017, carga pesada

Desta forma, na presença de 1 Bipolo, mantêm-se o recebimento de cerca de 9.230 MW da região Nordeste, conforme apresentado no item 8.3.3.

8.4.3 Cenário Nordeste Exportador

Este cenário caracteriza-se pelo elevado despacho de eólicas e térmicas no Nordeste e complementação da região Norte, estando a bacia do rio São Francisco na cascata mínima. O Anexo VI mostra o fluxograma esquemático deste cenário, onde o Nordeste exporta cerca de 5.800 MW.

Observa-se que nesta condição, a região Sudeste recebe da região Norte/Nordeste cerca de 9.000 MW, conforme Figura 101. Desta forma, é possível utilizar o elo de corrente contínua para escoar o excedente de energia da região Nordeste.

A emergência mais crítica para este cenário é a perda de um dos Polos, evento que acarreta em oscilações significativas nas tensões das SEs do Sudeste e atuação do CE de Luziânia. A Figura 131, Figura 132 e Figura 133 apresentam respectivamente estas variações de tensão, a defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte e a atuação do CE de Luziânia.

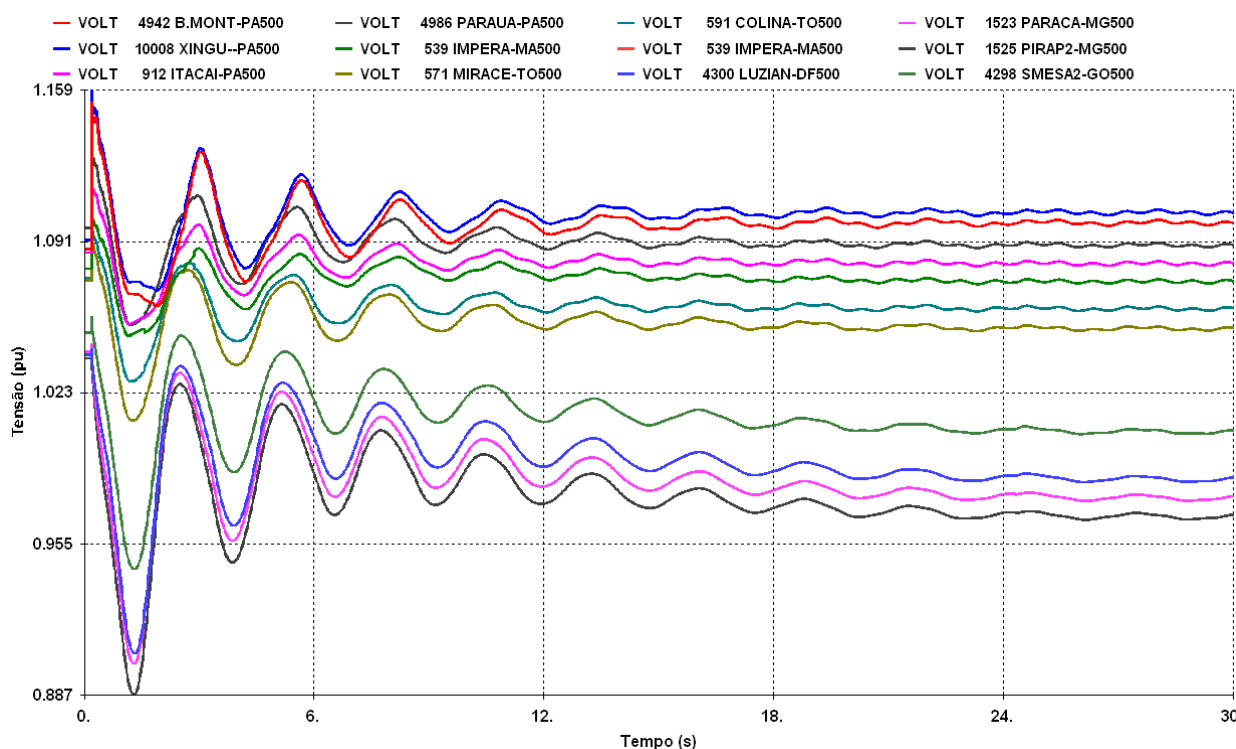


Figura 131 – Tensões nas SEs do Norte e do Sudeste, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

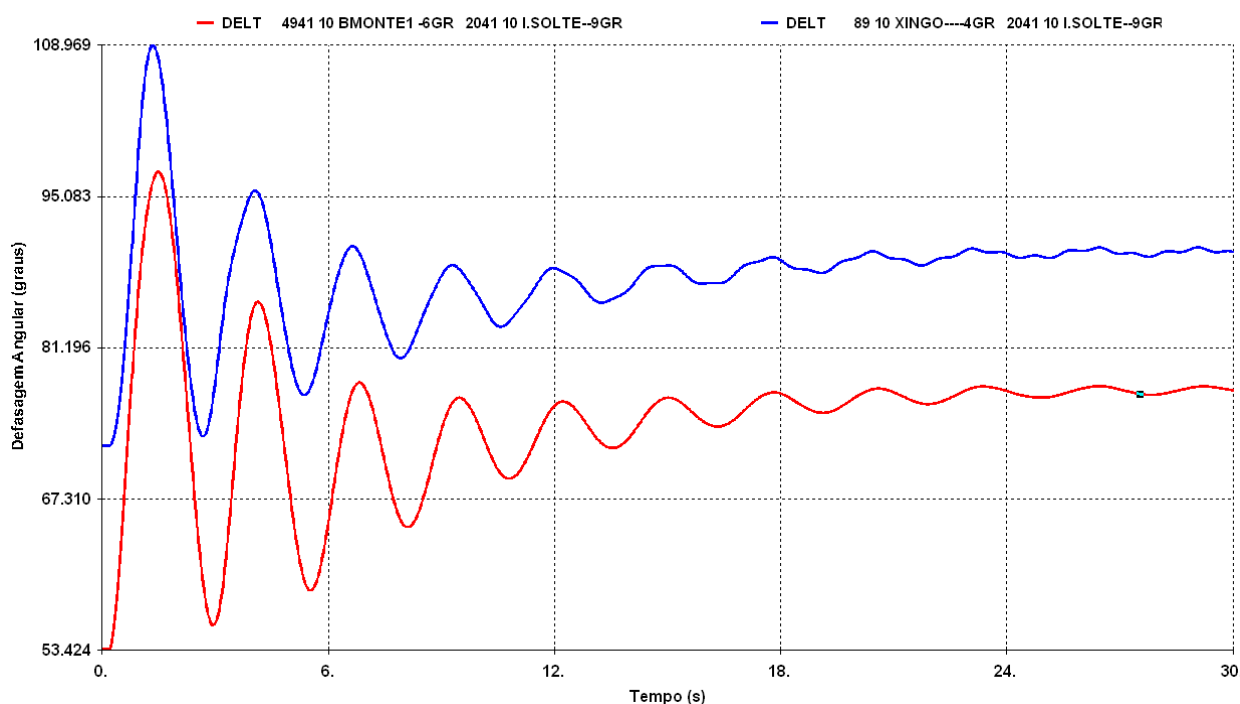


Figura 132 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

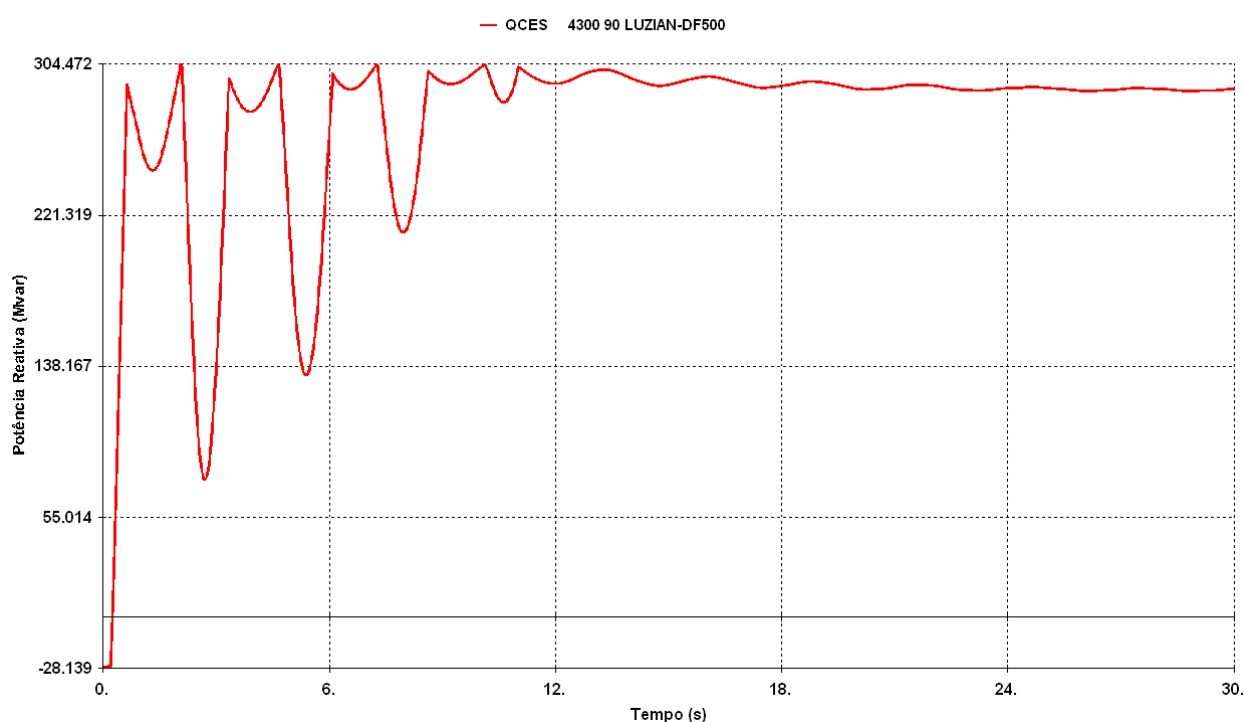
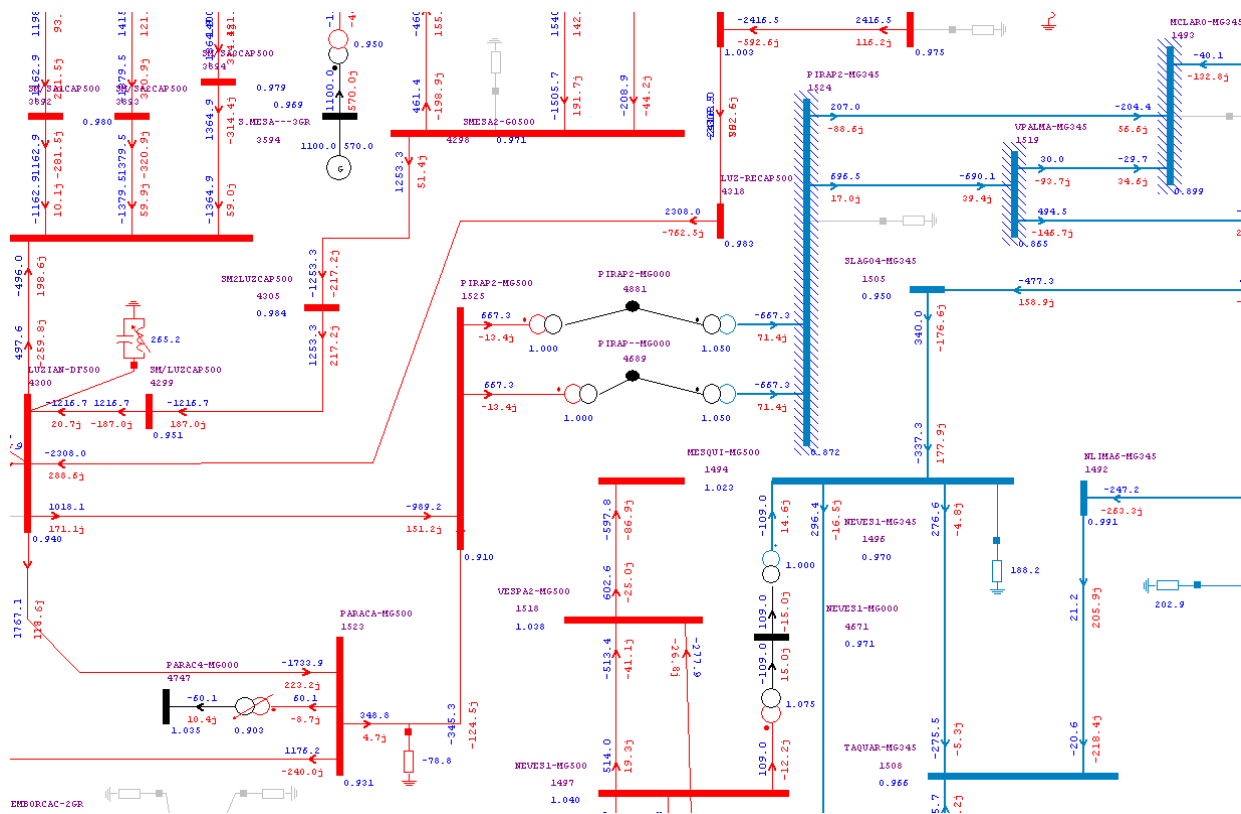


Figura 133 – Potência Reativa fornecida pelo CE na SE 500 kV Luziânia, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve

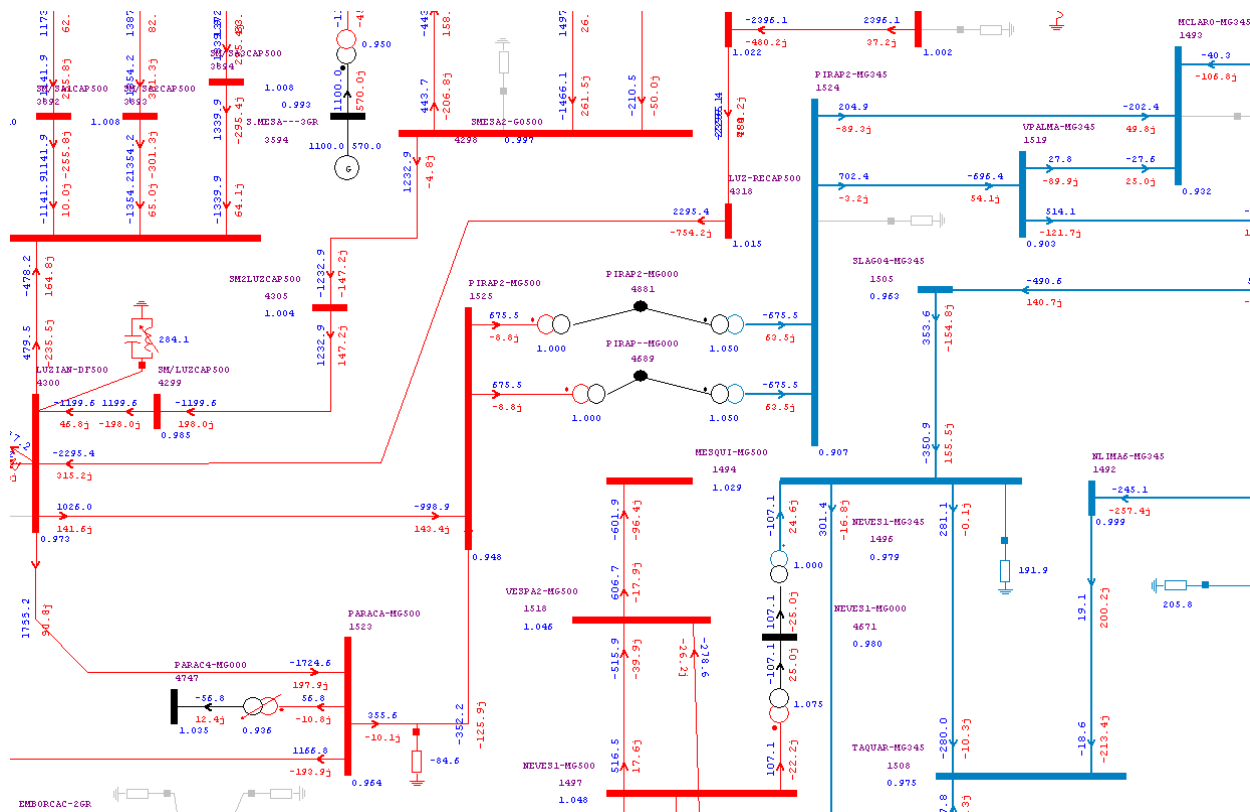
Neste cenário, foi analisada tanto em termos de fluxo de carga quanto na dinâmica em situação de perda de polo a necessidade de transferir 33% da potência do polo que foi perdido para o polo

remanescente. Para verificar esta necessidade, foi simulado o caso em que se transfere 25% da potência do elo perdido para o remanescente.

Por meio da Figura 135 (a), é possível observar as violações de tensão no caso em se transfere apenas 25% da potência do polo perdido para o polo remanescente, enquanto que através da Figura 135 (b) observa-se que com 33% estas violações não são observadas.



(a)



(b)

Figura 134 – Fluxo de carga na região próxima a Luziânia, quando da perda de um dos Polos. Ano 2017, carga leve. (a) Com 25% de sobrecarga no polo remanescente, (b) Com 33% de sobrecarga no polo remanescente

As Figura 135 e Figura 136 mostram, respectivamente, a corrente no Polo remanescente e as tensões nas SEs 500 kV Paracatu, Pirapora e Serra da Mesa para as simulações de dinâmica. Através da Figura 136, é possível observar subtensões sustentadas nas SEs 500 kV Paracatu e Pirapora. Esta diferença em relação à Figura 131 se deve ao fato de que na simulação que transfere 20% da potência para o elo remanescente, o fluxo na Norte-Sul fica mais elevado, fazendo com que o perfil de tensão fique mais baixo.

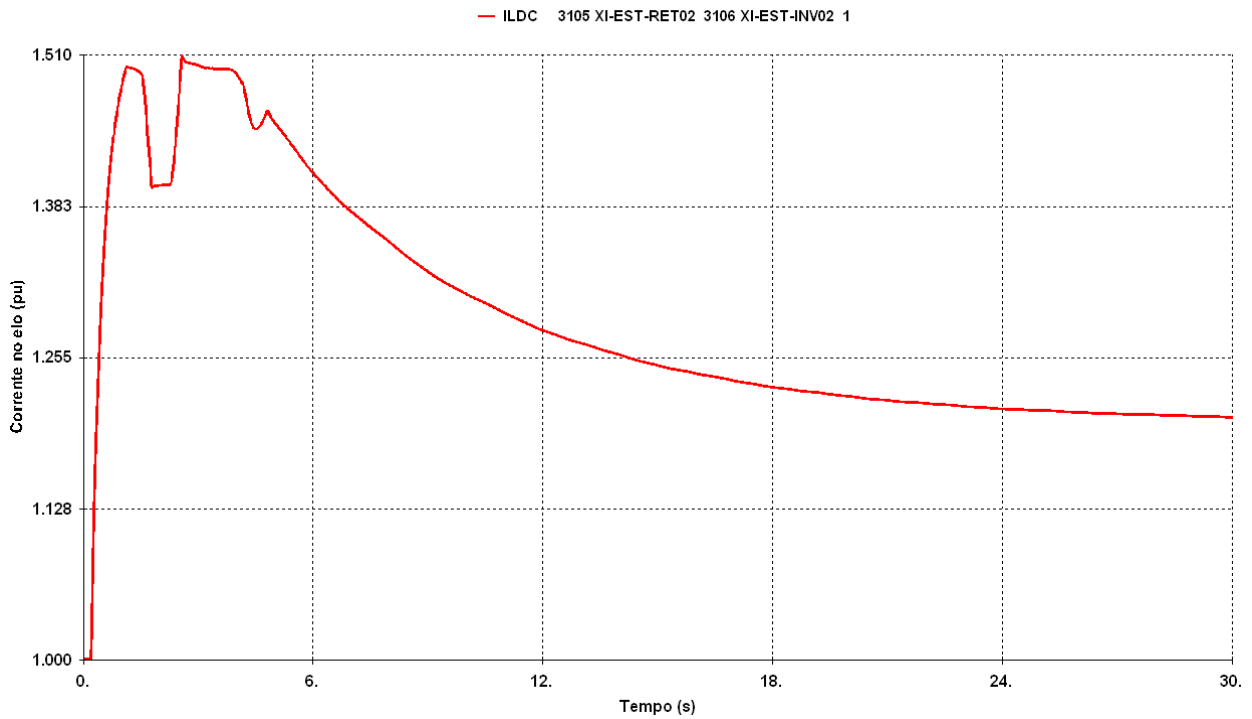


Figura 135 – Corrente no polo remanescente, considerando 20% de sobrecarga para o polo remanescente. Ano 2017, carga leve

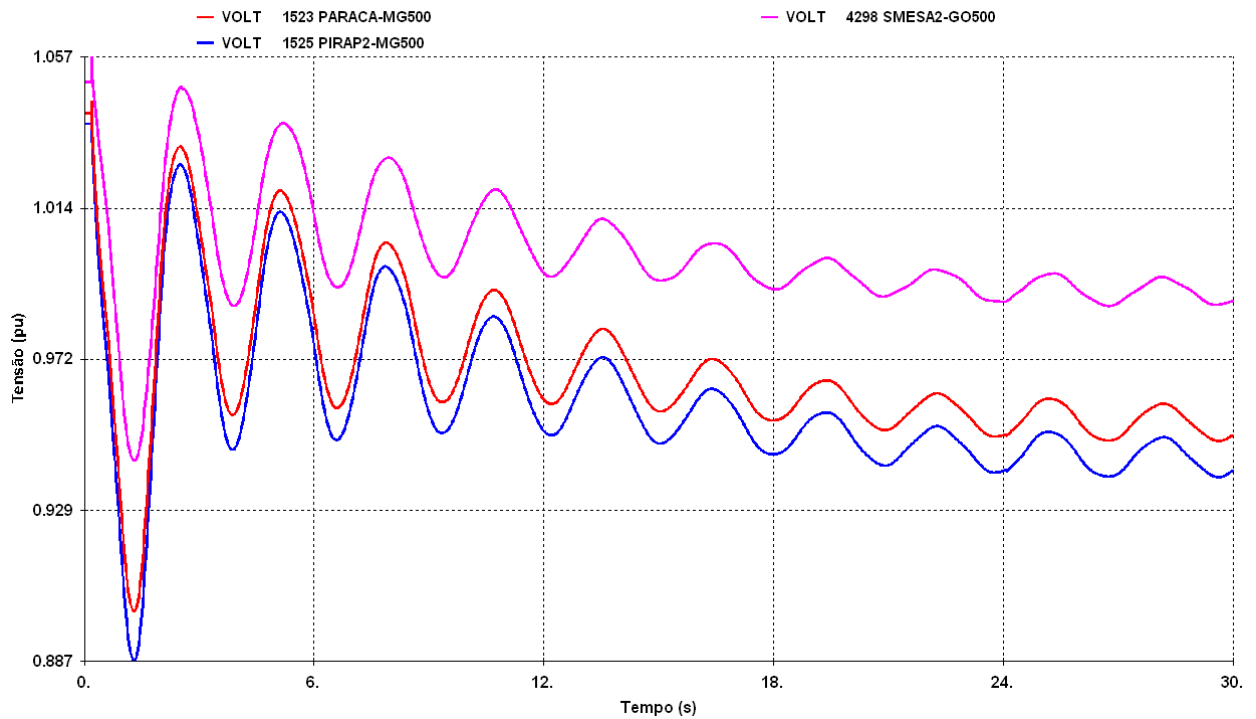


Figura 136 – Tensões nas SEs 500 kV Paracatu, Pirapora e S. da Mesa 2 quando da perda de um dos Polos, considerando 20% de sobrecarga para o polo remanescente. Ano 2017, carga leve

8.4.4 Máxima Importação da Região Norte/Nordeste

Para os intercâmbios estabelecidos quando da presença de 1 Bipolo, conforme Figura 102 de recebimento quando considerado apenas 1 Bipolo, na perda de um Polo não foi identificada necessidade de sobrecarga do Polo remanescente.

Na perda de um Polo, sem considerar sobrecarga no Polo remanescente, mesmo com fluxo elevado na interligação Norte-Sul, observa-se que as tensões na SE 345 kV de Samambaia, Brasília Sul e Bandeirantes não violam o critério de tensão (**Figura 137**).

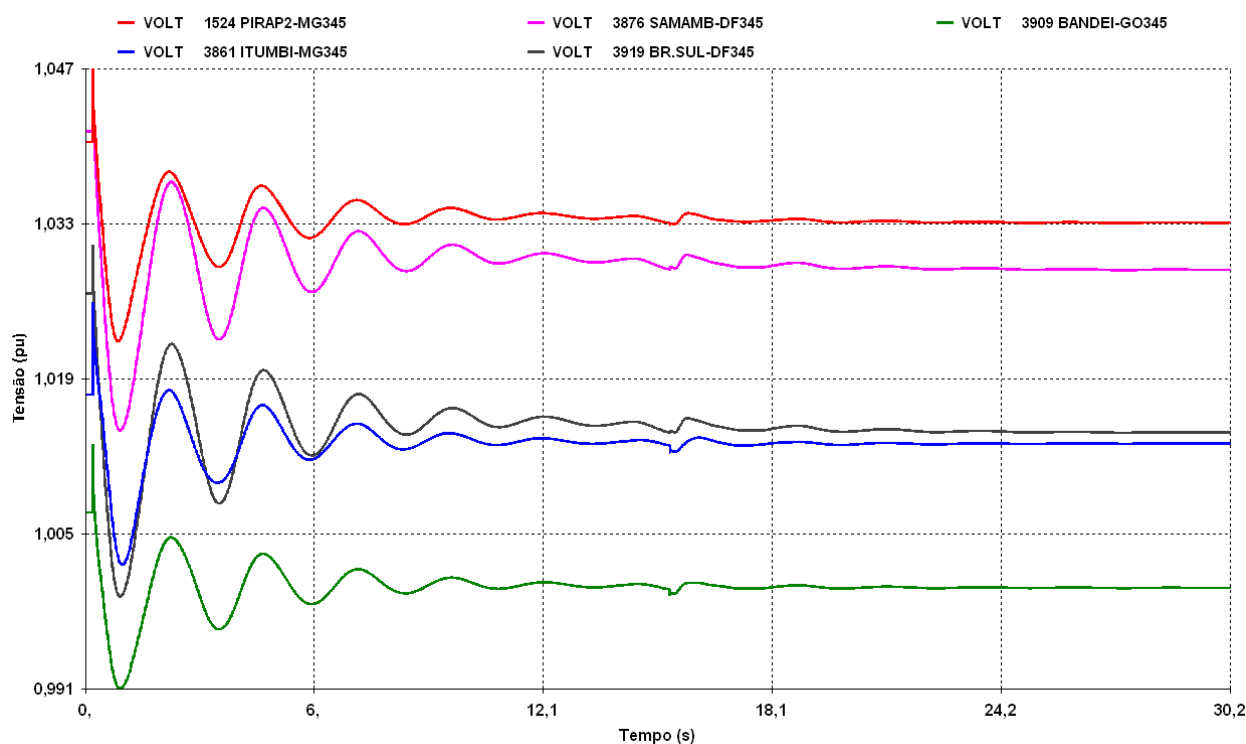


Figura 137 – Tensão no sistema de 345 e 230 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Polo que chega à SE Estreito. Cenário 7 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 2.100 MW). Carga pesada.

Contudo, para a definição do limite de máxima importação da Região Norte/Nordeste foi considerado que para garantir o atendimento à carga, principalmente da região Norte, visto que neste cenário as usinas desta região encontram-se no período seco, deve-se observar a perda de um Bipolo que poderá acarretar fluxos muito elevados na interligação Norte-Sul e não há esquemas de corte de máquinas efetivo.

Na perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas, o sistema é estável e o valor da frequência na região Norte, observado na UHE Belo Monte, atinge valores de 59,79 Hz. Nesta situação, as tensões principalmente na malha de 345 kV, atingem valores no limite mínima aceitável como

ilustra a Figura 165. Contudo, observa-se que as tensões em Bandeirantes 345 kV atingem 0,92 pu, o que poderá requisitar esquemas para evitar subtensão.

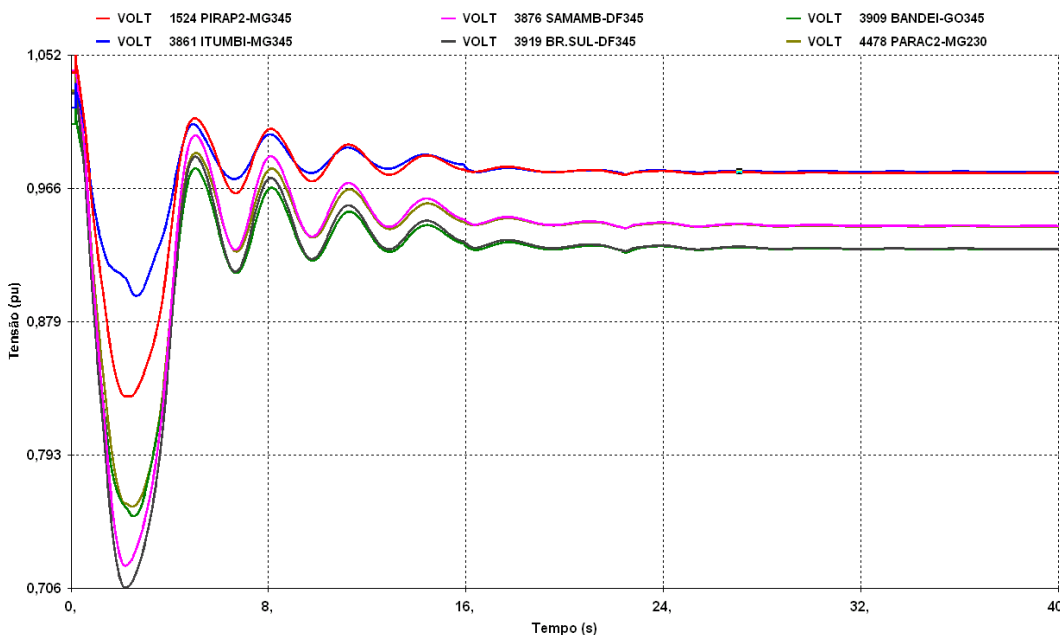


Figura 138 – Tensão no sistema de 345 e 230 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Bipolo T. Minas. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 2.100 MW). Carga pesada.

A Figura 166 apresenta a frequência de algumas máquinas de cada subsistema na ocorrência da perda do Bipolo de Terminal Minas.

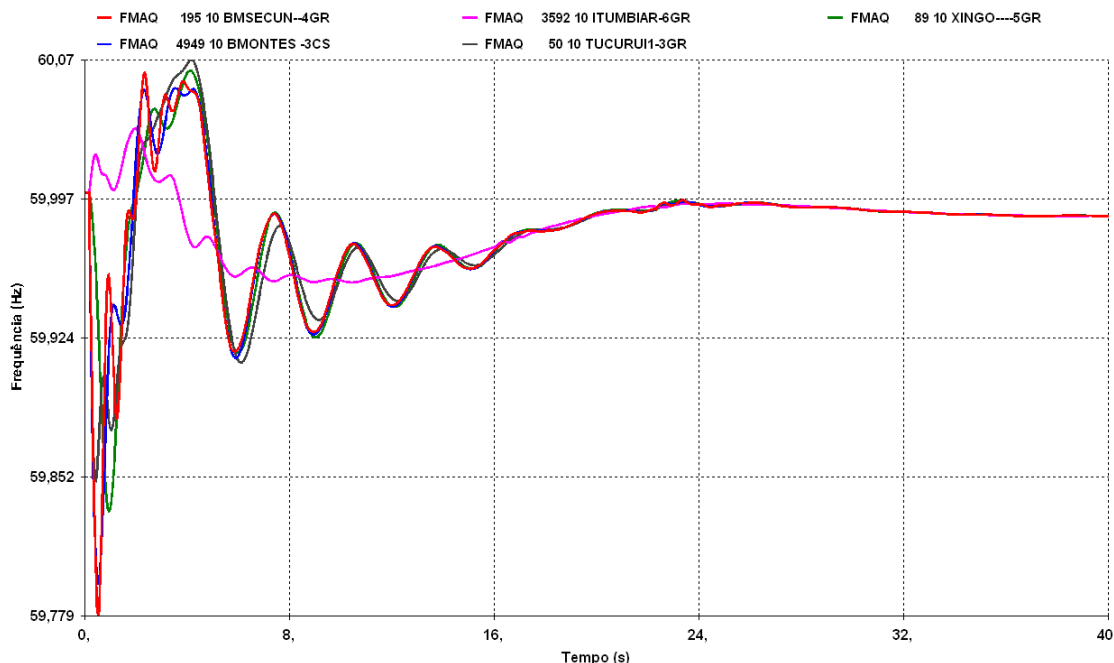


Figura 139 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte, UHE Tucuruí, UHE Itumbiara e UHE Xingo. Perda do Bipolo TMinas. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 2.100 MW). Carga pesada.

Com relação a capacidade de exportação da região Sudeste, umas das emergências mais severas é falta monofásica em Itumbiara com a abertura da LT 500 kV Itumbiara-Samambaia. Destaca-se na Figura 147 o perfil de tensão na rede 345 kV nas proximidades da rede afetada pela emergência.

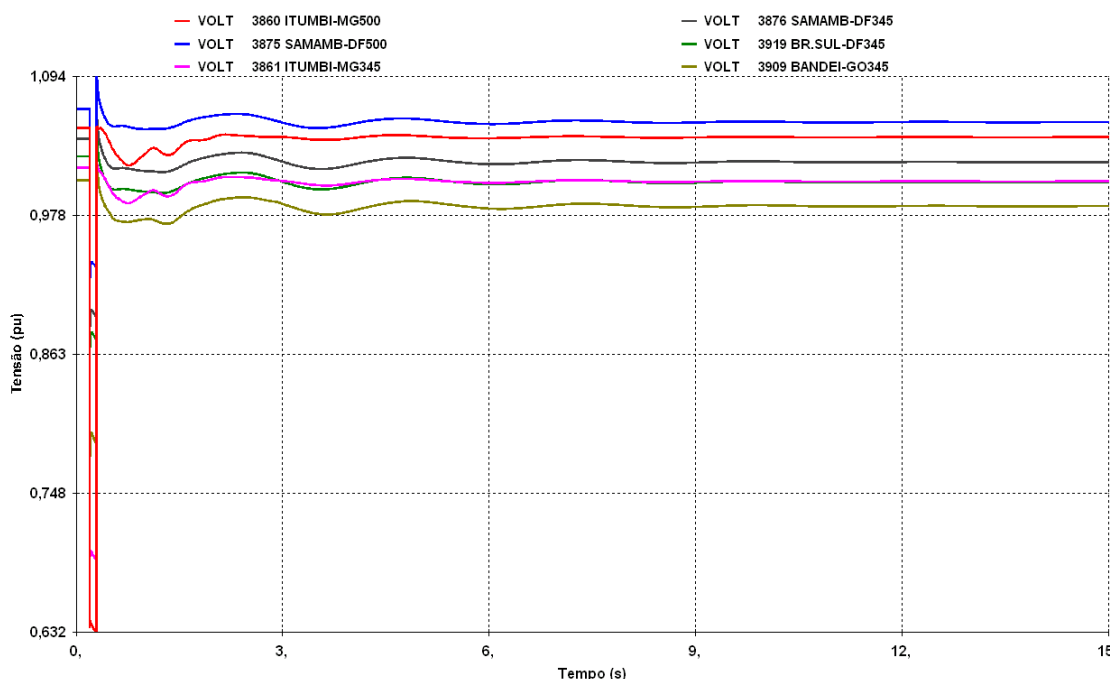


Figura 140 – Tensão no sistema de 500 kV, nas proximidades Itumbiara e na rede de 345 kV próxima a SE Samambaia. Perda da LT 500 kV Itumbiara-Samambaia. Carga Pesada. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 2.100 MW)

8.5 Entrada do 2º Bipolo (Terminal Minas e Terminal Rio)

8.5.1 Máxima Exportação do Norte

- Patamar de Carga Pesada

Conforme apresentado no item 1.2, o cenário mais adversos para a região Sudeste caracteriza-se geração reduzida das UTEs, sem 1 UTN de Angra e despacho pleno nos Bipolos existentes.

Conforme plano de obras previsto, os compensadores estáticos considerados na análise foram:

- CE Itatiba 500 kV (-300/300 Mvar) – conforme ref. [10]
- 1 CE Santa Bárbara 440 kV (-300/300 Mvar) – conforme ref. [10]
- 1 CE Bauru 440 kV (-120/150 Mvar) – item 7.9;

- 1 CE Luziânia 500 kV (-150/300 Mvar) – item 7.7
- 1 CE Fernão Dias 500 kV (-150/300 Mvar) – item 7.8

A Tabela 52 apresenta a compensação reativa considerada na análise.

Tabela 52 - Compensação reativa considerada quando da entrada em operação do Bipolo 2

SE	Obra
Bom Despacho III 500 kV	CE -100/300 Mvar
	BC 2x 100 Mvar
São Gotardo 345 kV	BC 2x 150 Mvar
Neves 345 kV	BC 1x 200 Mvar
Luziânia 138 kV	BC 2x 50 Mvar
Samambaia 345 kV	BC 1x 150 Mvar
Campinas 345 kV	BC 1x 100 Mvar

A contingência mais crítica é a falta monofásica em Terminal Minas (terminal inversor), na LT 500 kV T. Minas - C. Paulista, eliminada após 100 ms com a abertura da referida linha. Destaca-se nas figuras que seguem o perfil de tensão no sistema de 500 kV e 230 kV nas proximidades do retificador, o perfil de tensão na Norte-Sul e o ângulo das máquinas da UHE Belo Monte em relação à UHE Ilha Solteira.

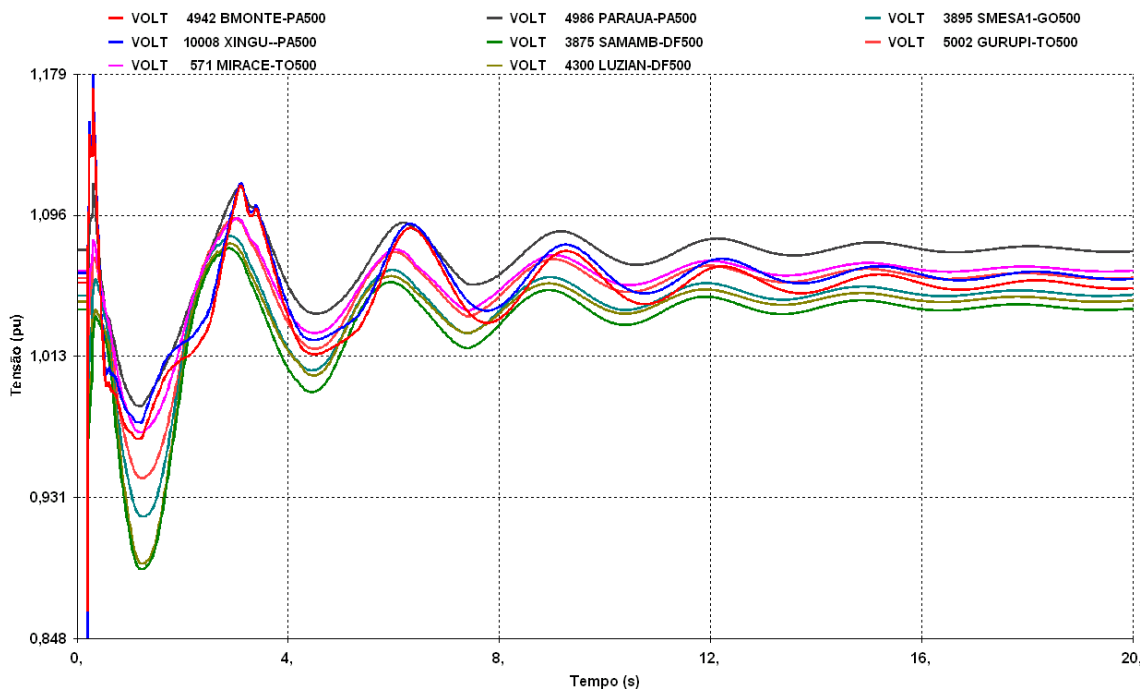


Figura 141 – Tensão no sistema de 500 kV, nas proximidades de Xingu (retificador) e na interligação Norte-Sul. Perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW)

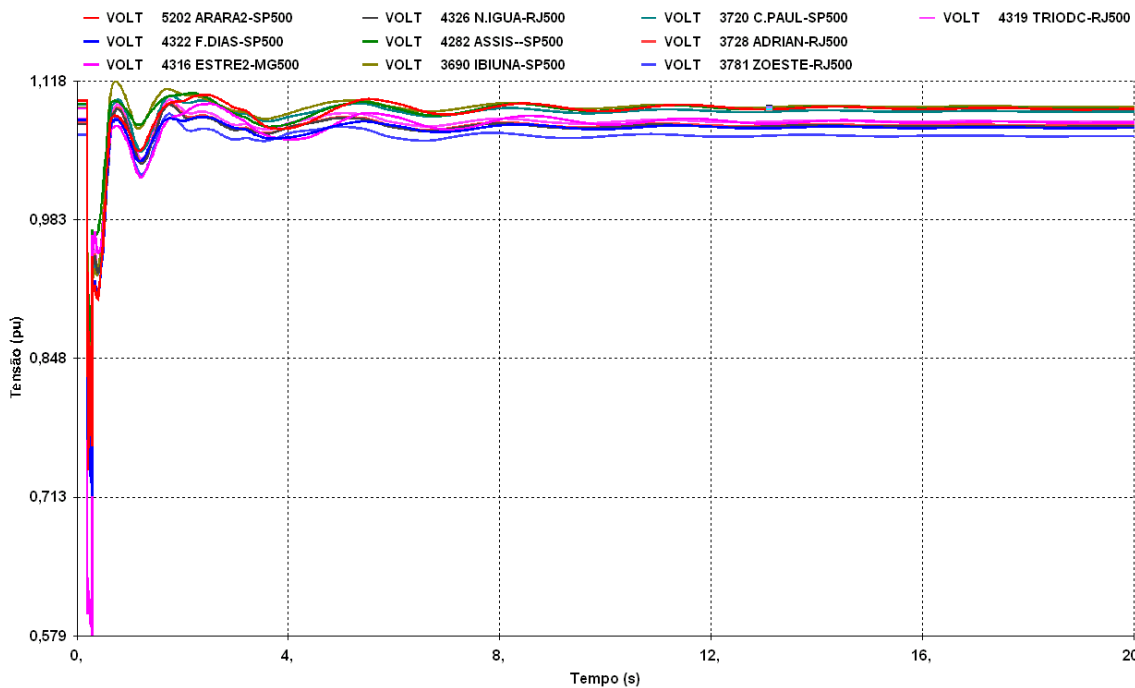


Figura 142 – Tensão no sistema de 500 kV nas proximidades dos inversores (T. Minas e T. Rio). Perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW)

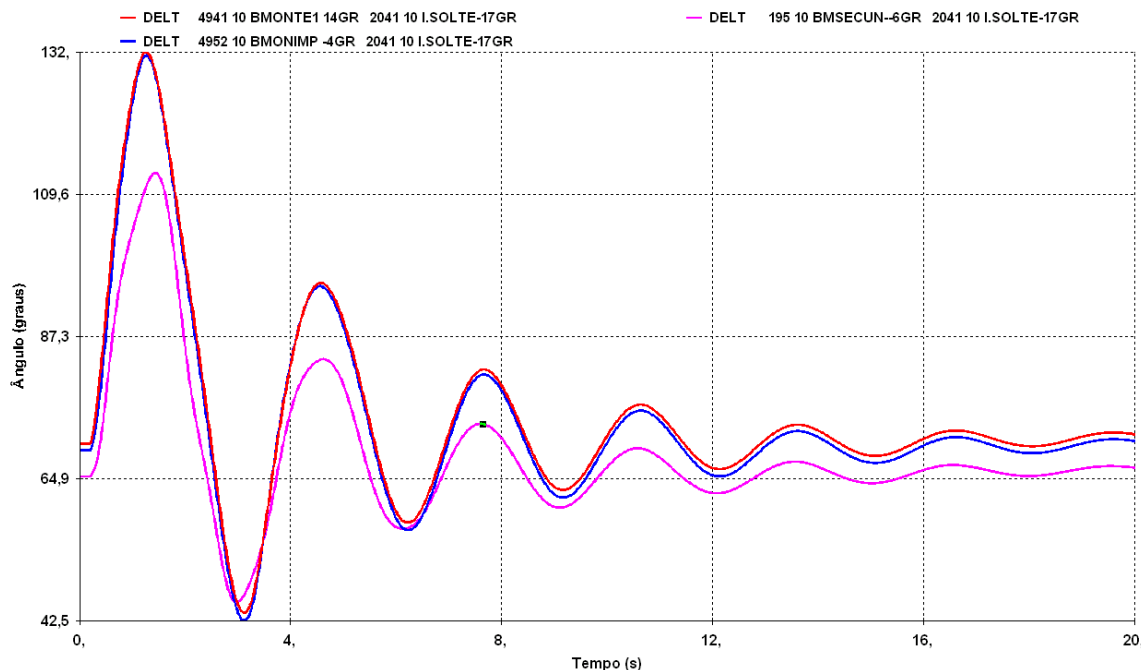


Figura 143 – Diferença angular entre as máquinas de Belo Monte e Ilha Solteira. Perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW)

Na incidência de defeitos na rede CA do inversor, ou na ocorrência de uma falha de comutação, ocorre um aumento acentuado da corrente CC (Figura 144), e o sistema de controle da estação retificadora atua no sentido de reduzir esta grandeza através da rápida elevação do ângulo de disparo α (Figura 145). Transitoriamente, o ângulo α atinge a região de inversão (valores maiores que 90°), levando à reversão momentânea do fluxo de potência elétrica CC nesta conversora.

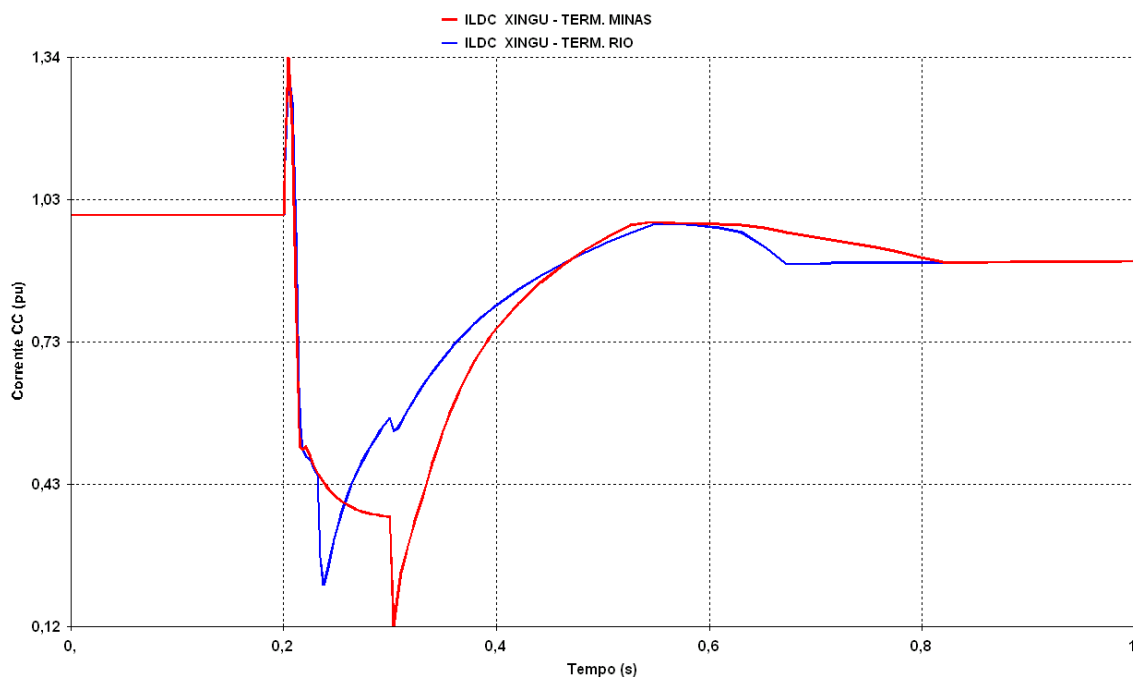


Figura 144 – Corrente CC em um dos Polos do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista.

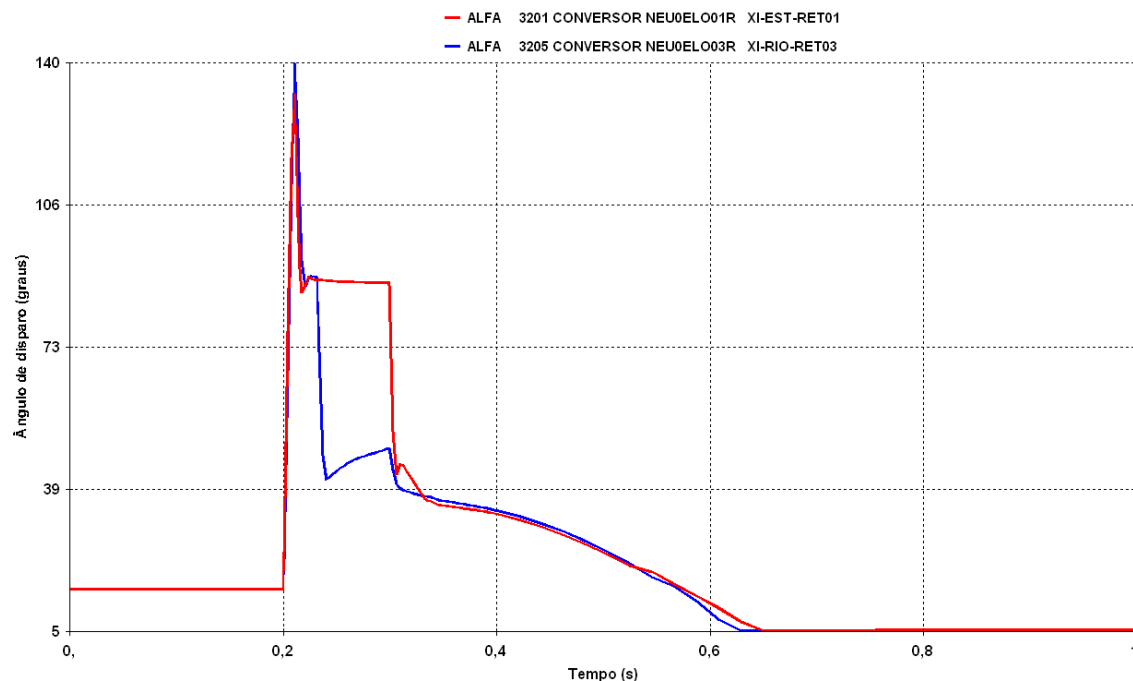


Figura 145 – Ângulo de disparo (α) – Retificador do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista.

Desta forma, defeitos nas redes CA no terminal inversor levam a falhas de comutação e provocam bloqueio no Bipolo próximo à falta, com duração igual ao tempo do defeito.

Na Figura 146, que ilustra a potência ativa drenada da rede CA pelos conversores do Terminal Minas e do Terminal Rio quando da perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista. Nota-se que a perda da LT 500 kV T. Minas – C. Paulista também ocasiona falha de comutação no Bipolo do Terminal Rio, por um período de 16 ms. Ainda nesta emergência, observa-se tempo de recuperação dos elos de cerca de 240 ms após a eliminação da falta.

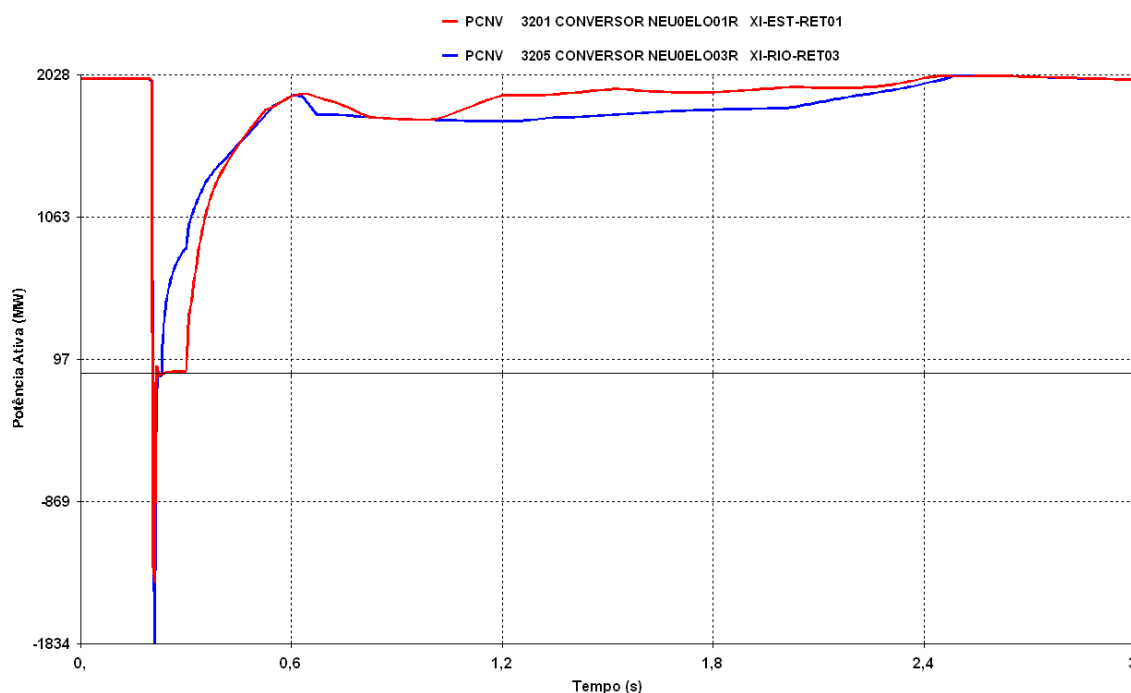


Figura 146 – Potência do conversor do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Perda LT 500 kV Estreito-Itabirito.

Conforme visto no item 7.9 a condição mais adversa para a rede de 440 kV ocorre com intercâmbio elevado entre a região Sudeste e Sul (9.900 MW).

Nas emergências mais críticas (perda da LT 500 kV T. Minas-F.Dias, perda da LT 500 kV Marimbondo2- Assis) não se identificou, considerando o suporte de tensão proposto, afundamentos de tensão inferior a 80% no lado inversor durante primeiro swing.

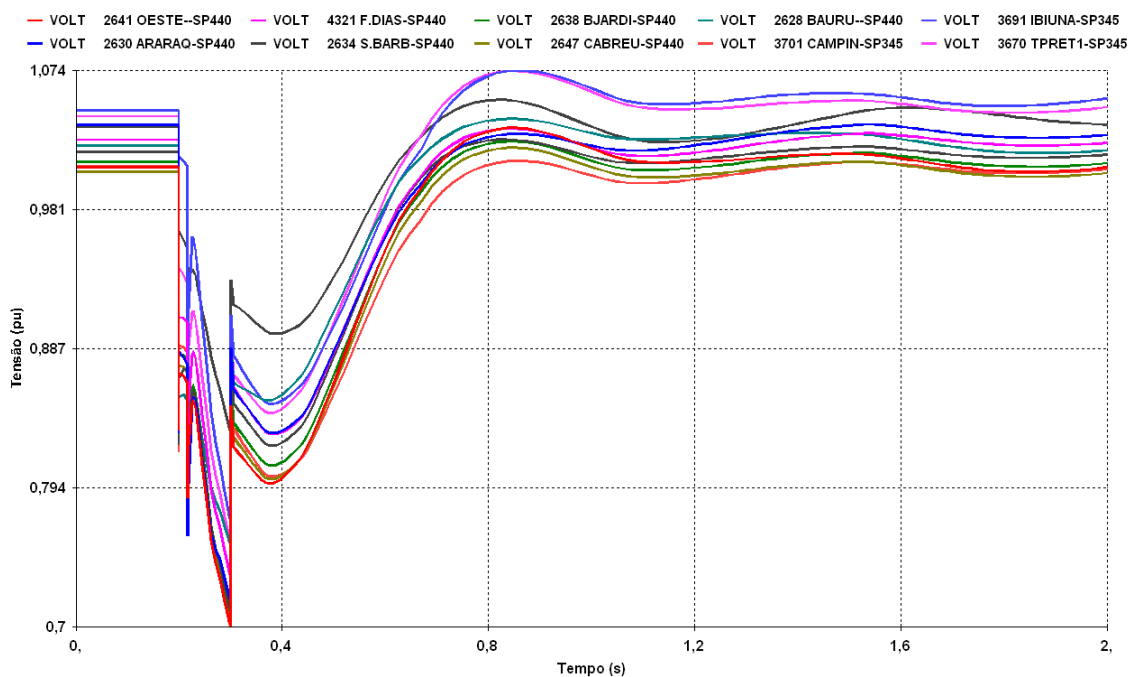


Figura 147 – Tensão no sistema de 440 kV e 345 kV de São Paulo. Perda da LT 500 kV Marimbondo II-Assis. Carga Pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW, Recebimento Sul 9.900 MW)

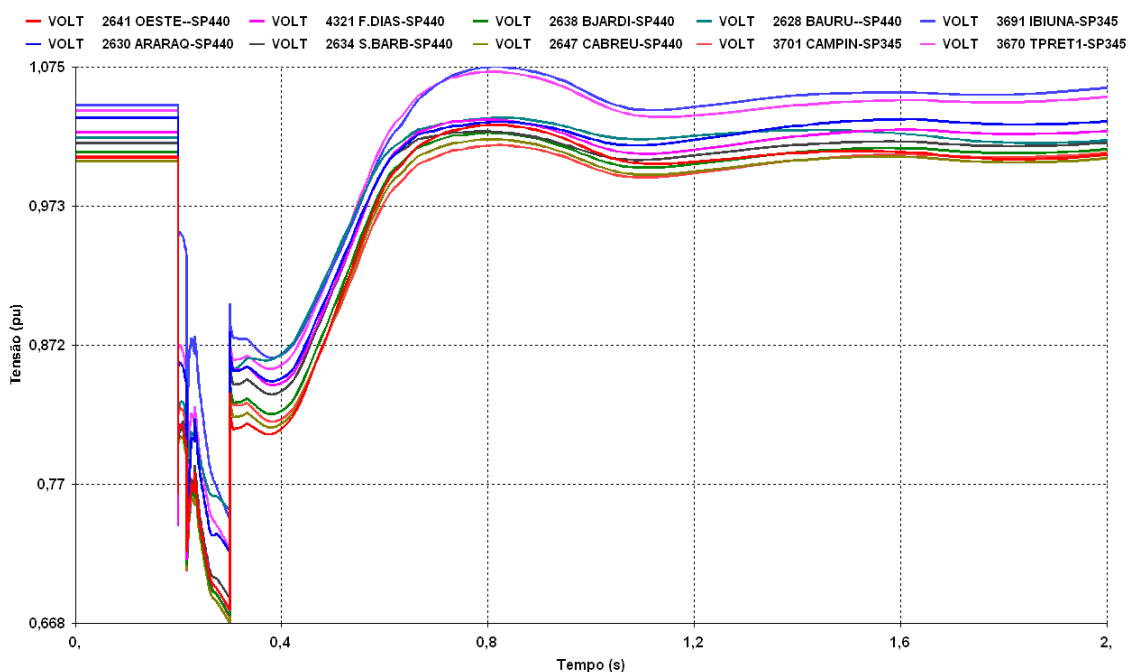


Figura 148 – Tensão no sistema de 440 kV e 345 kV de São Paulo. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo do T. Minas. Carga Pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW, Recebimento Sul 9.900 MW)

Contudo, nesta situação de intercâmbios elevados o tempo de recuperação do elo manteve-se o mesmo.

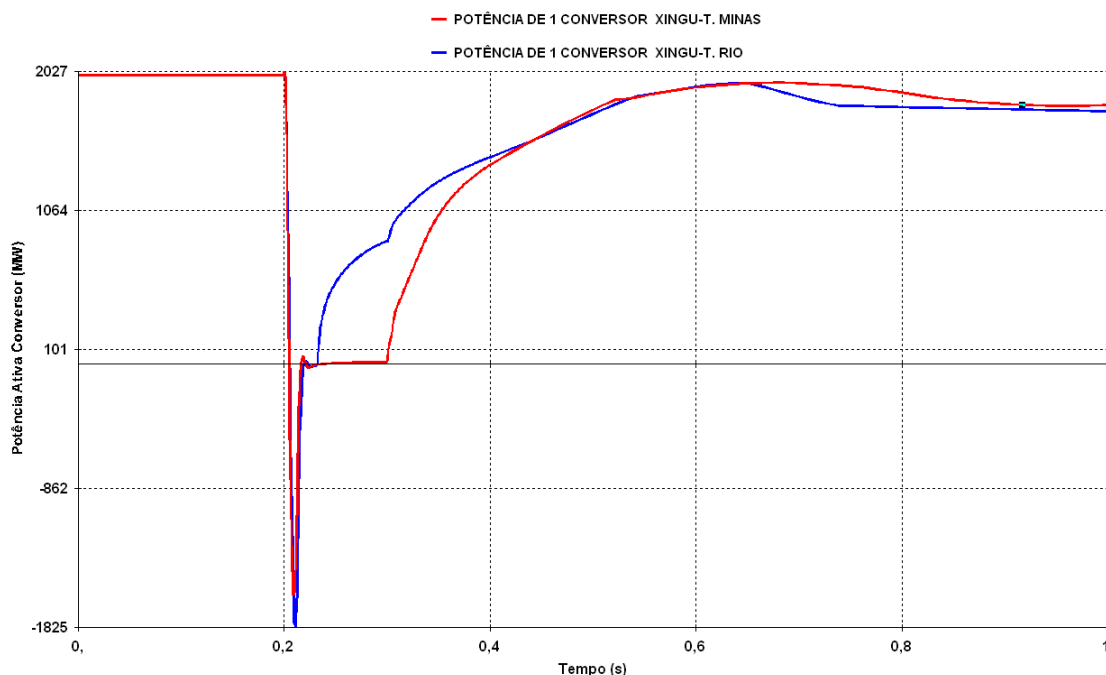


Figura 149 – Potência do conversor do Elo CCAT do Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW, Recebimento Sul 9.900 MW). Perda LT 500 kV T. Minas – F. Dias.

No que diz respeito ao desempenho do sistema em caso de perda de um Polo, configuração plena de máquinas de Belo Monte, considerando-se 50% de sobrecarga dinâmica e 30% de sobrecarga de longa duração (30 minutos) no Polo remanescente, são apresentadas na Figura 151 e Figura 151 as frequências nas usinas de Belo Monte para o caso de perda de um Polo do Terminal Minas e perda de um Polo do Terminal Rio, respectivamente. A análise das figuras mostra que na ocorrência destes eventos não é necessário corte ou redespacho de geração.

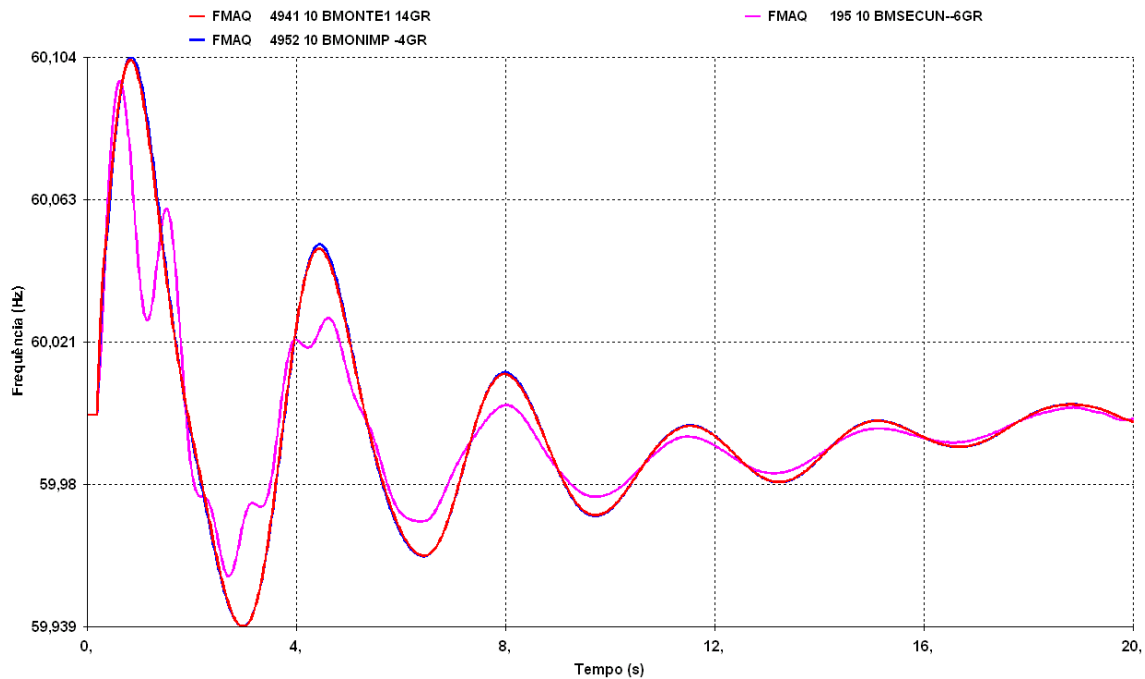


Figura 150 – Frequência da UHE Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Perda de 1 Polo do elo CCAT Belo Monte (T. Minas) com sobrecarga de longa duração de 30%.

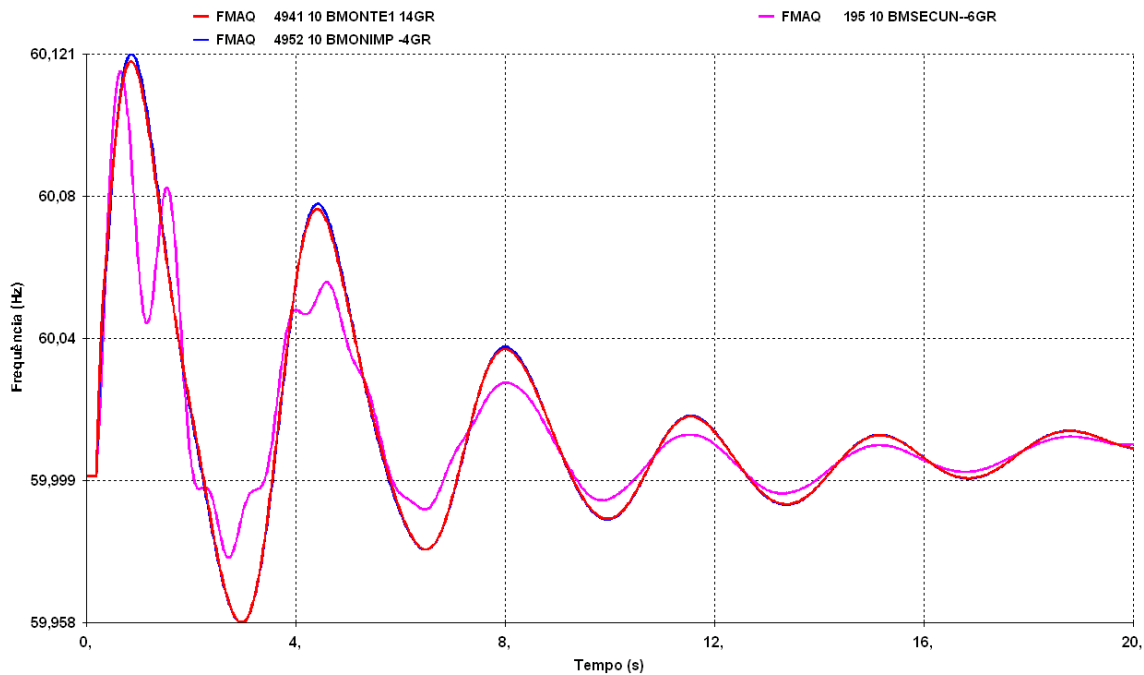


Figura 151 – Frequência da UHE Belo Monte. Carga pesada. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Perda de 1 Polo do elo CCAT Belo Monte (T. Rio) com sobrecarga de longa duração de 30%.

As Figura 152 e Figura 153 apresentam a potência do elo CCAT de Belo Monte (1 Bipolo do Terminal Minas e 1 Bipolo do Terminal Rio) para o caso de perda de um Polo do Terminal Minas e de perda de 1 Polo do Terminal Rio, respectivamente. Em ambos os casos considerou-se a

configuração plena de máquinas de Belo Monte, 50% de sobrecarga dinâmica e 30% de sobrecarga de longa duração (30 minutos) no Polo remanescente.

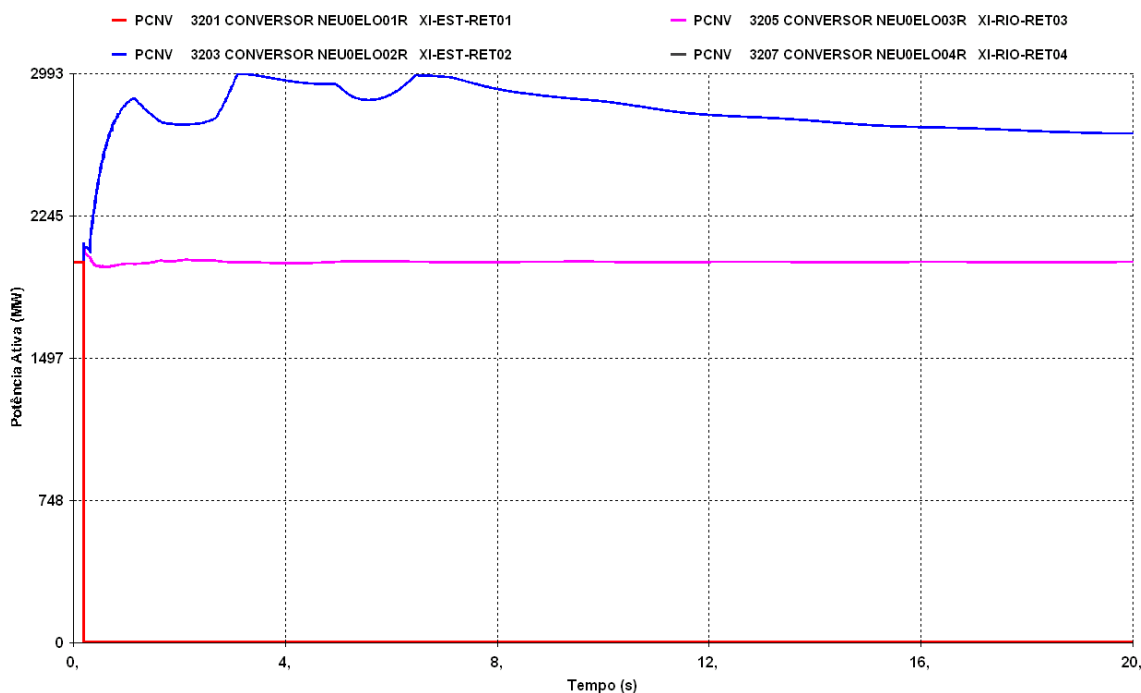


Figura 152 – Potência do Elo CCAT Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Perda de 1 Polo do elo CCAT Belo Monte (T. Minas) com sobrecarga de longa duração de 30%.

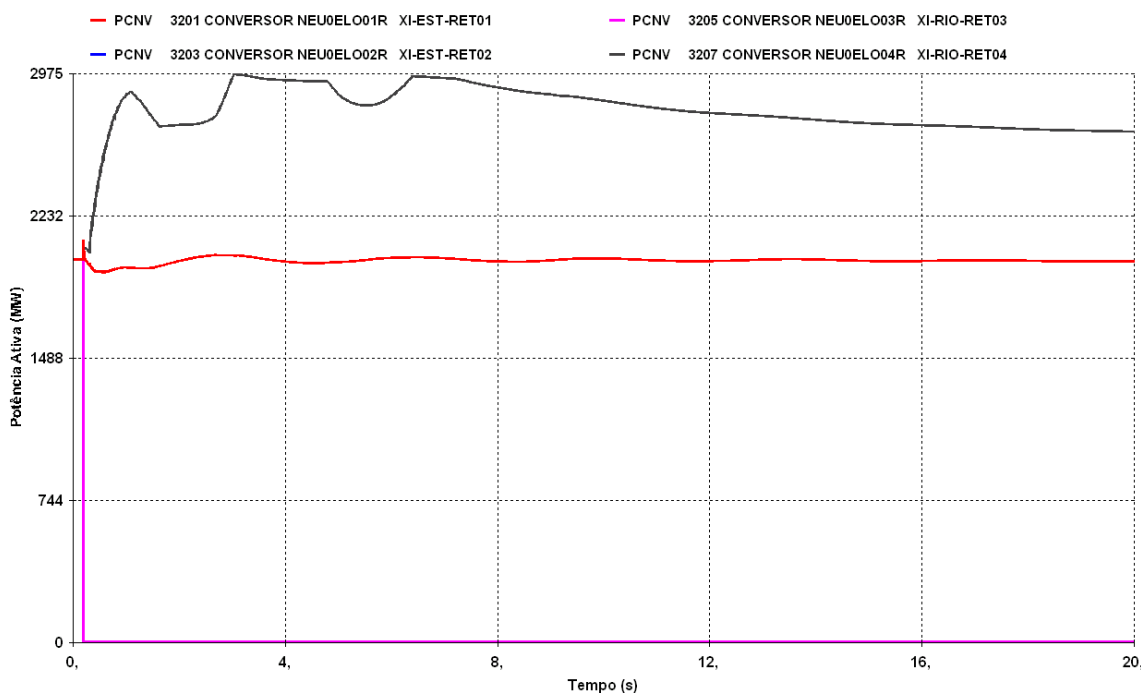


Figura 153 – Potência do Elo CCAT Belo Monte. Cenário II (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Perda de 1 Polo do elo CCAT Belo Monte (T. Rio) com sobrecarga de longa duração de 30%.

- Patamar de Carga Leve

As emergências mais críticas para o patamar de carga leve são:

- Falta monofásica em T. Minas 500 kV, na LT 500 kV T. Minas-F.Dias, eliminada após 100 ms com a abertura da referida linha;
- Falta monofásica em T. Rio 500 kV, na LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis, eliminada após 100 ms com a abertura da referida linha;

As Figura 154, Figura 156 e Figura 161 apresentam o perfil de tensão no sistema de 500 kV nas proximidades do retificador, o perfil de tensão na Norte-Sul e o ângulo das máquinas do UHE Belo Monte em relação à UHE Ilha Solteira na falta monofásica na Terminal Minas, na perda da LT 500 kV Estreito-F.Dias, eliminada após 100 ms com a abertura da referida linha.

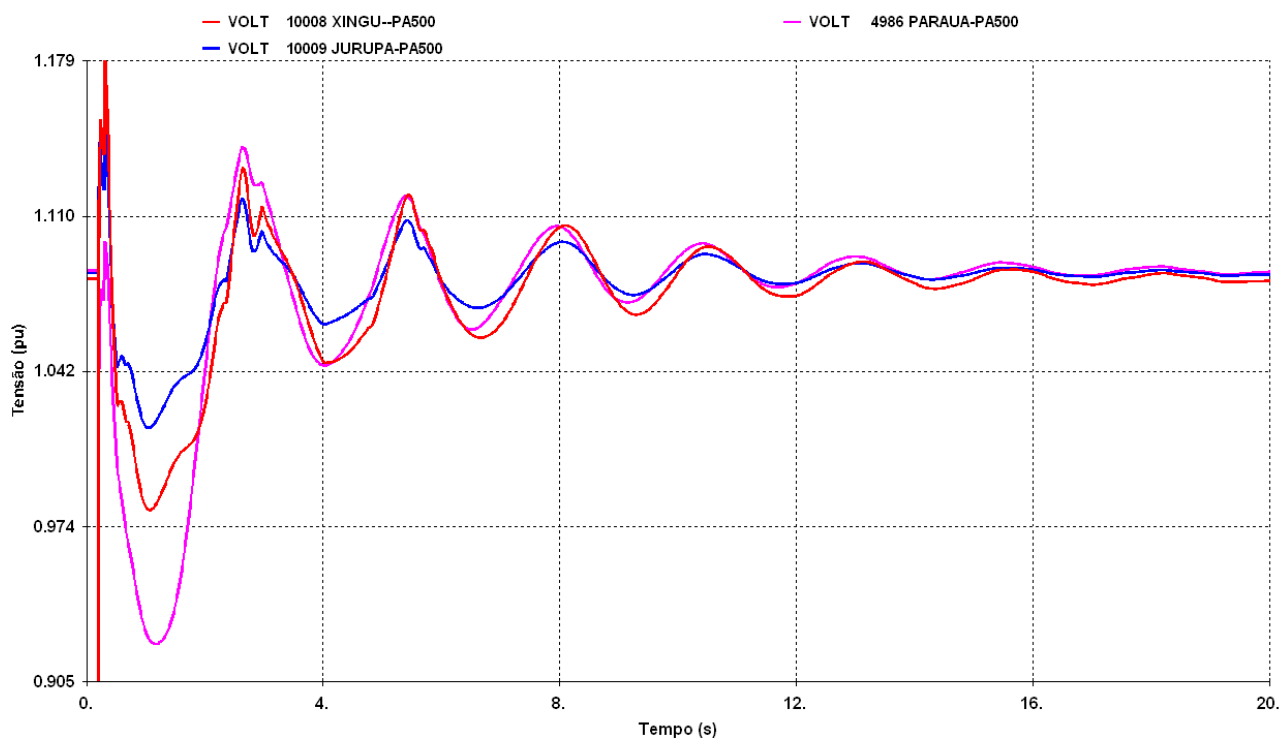


Figura 154 – Tensão no sistema de 500 kV nas proximidades de Xingu (retificador. Perda da LT 500 kV T. Minas-F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Minas. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

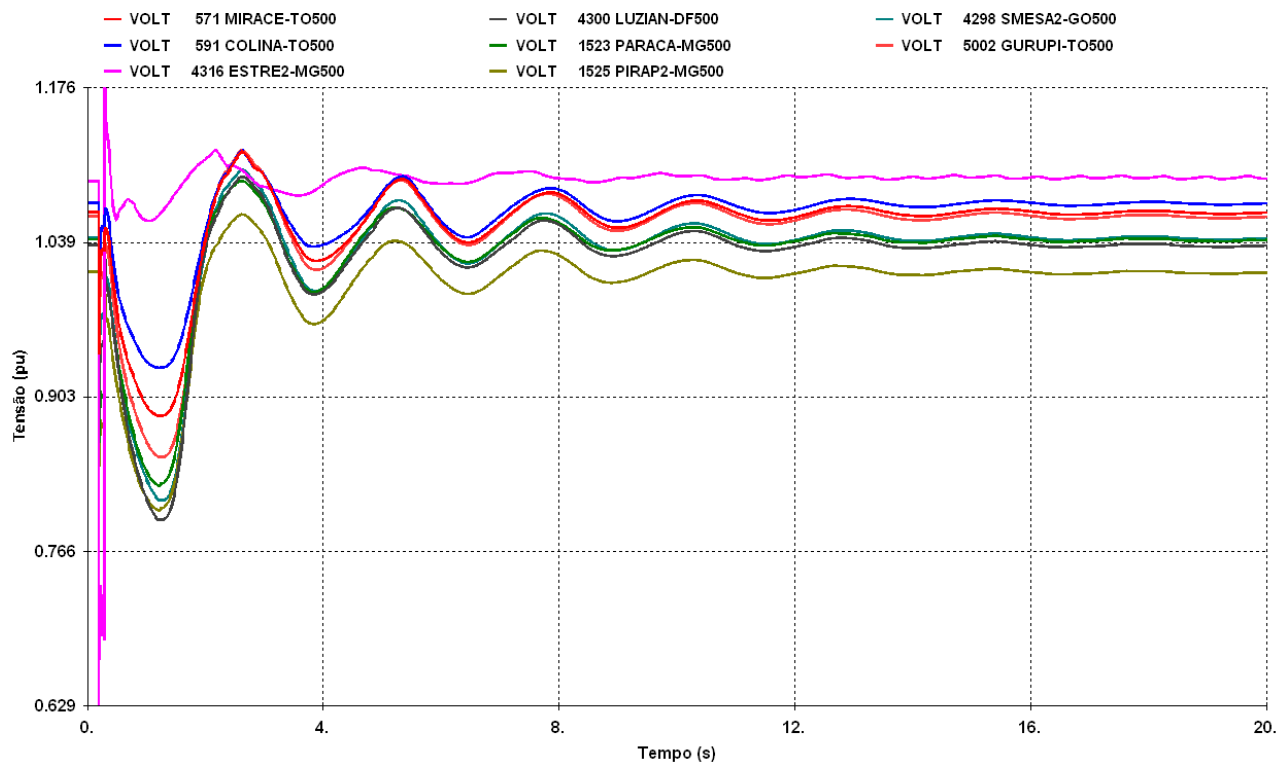


Figura 155 – Tensão no sistema de 500 kV na Norte-Sul. Perda da LT 500 kV T. Minas-F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Minas. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

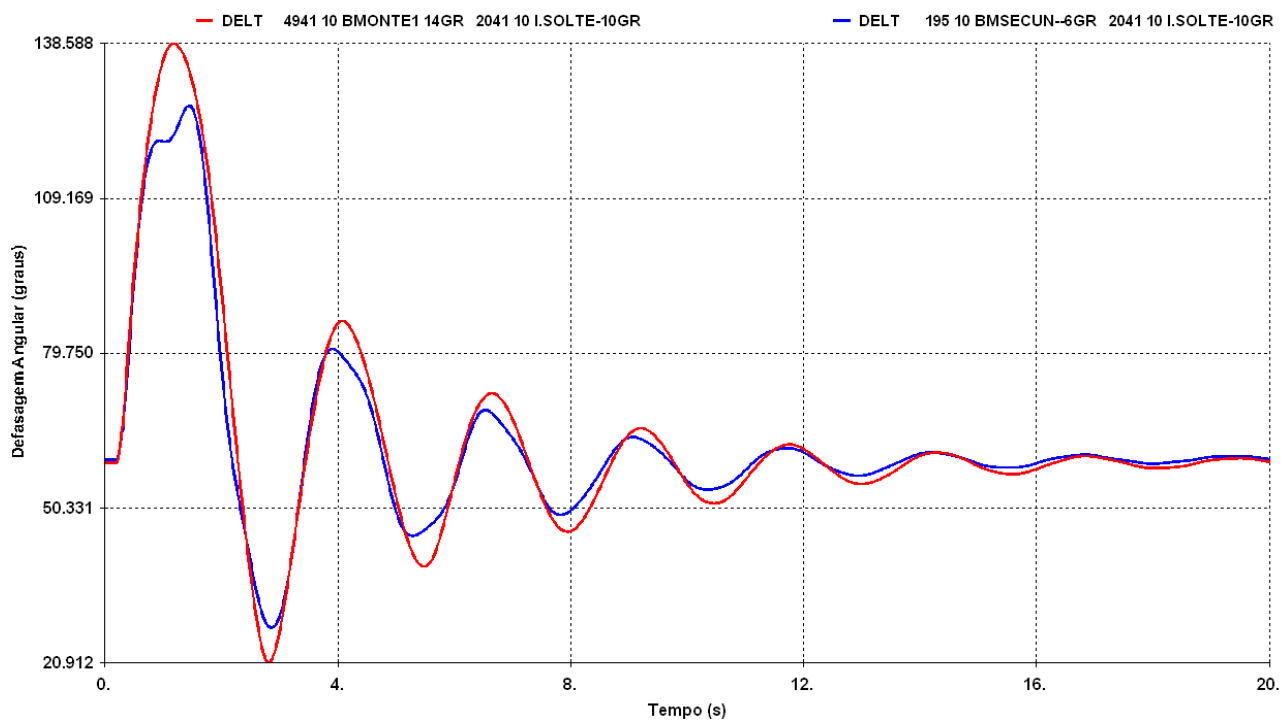


Figura 156 – Diferença angular entre as máquinas de Belo Monte e Ilha Solteira. Perda da LT 500 kV T. Minas-F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Minas. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

Na Figura 157, que ilustra a potência ativa drenada da rede CA pelos conversores de T. Minas e T. Rio quando da perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias, nota-se que a perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias ocasiona falha de comutação no Bipolo de T. Rio, por um período de 16 ms. Ainda nesta emergência, observa-se tempo de recuperação dos elos do Belo Monte de cerca de 120 ms.

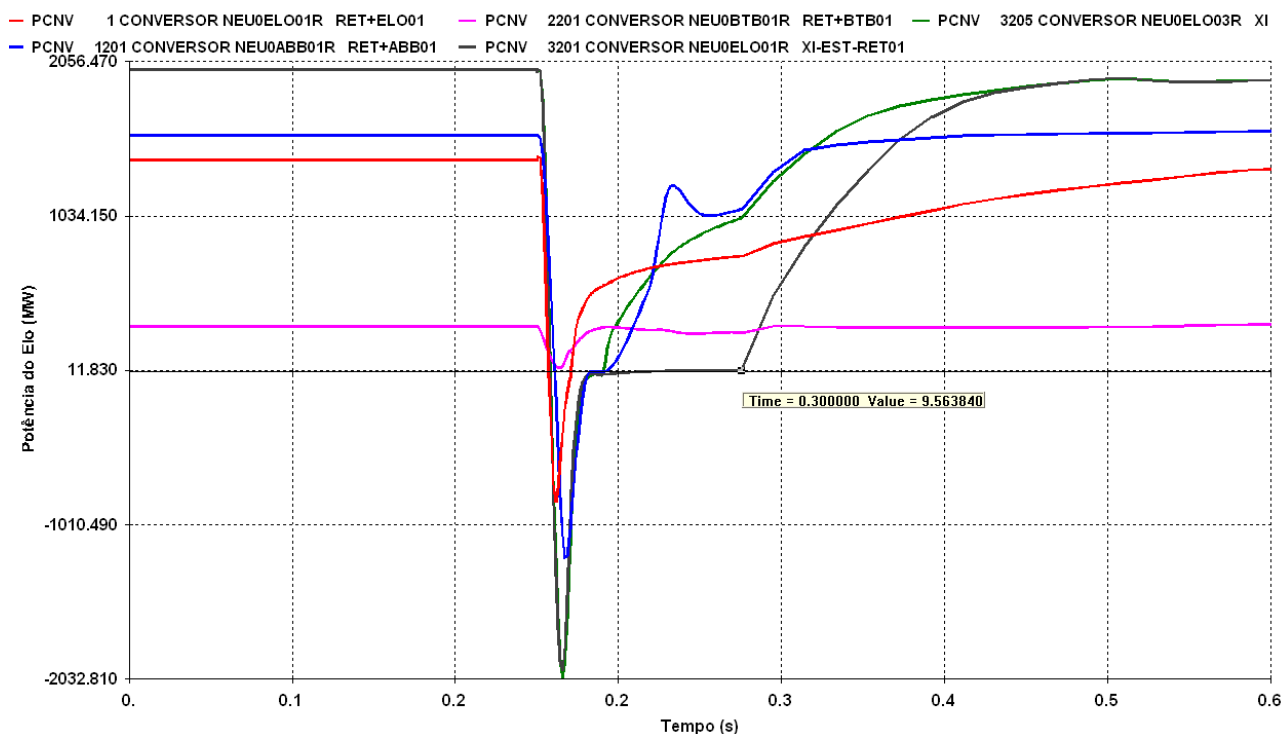


Figura 157 – Potência do Elo CCAT do Belo Monte. Perda da LT 500 kV T. Minas-F. Dias que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Minas. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

As Figura 158 e Figura 159 apresentam o perfil de tensão no sistema de 500 kV nas proximidades do retificador, o perfil de tensão na Norte-Sul e o ângulo das máquinas do UHE Belo Monte em relação à UHE Ilha Solteira na falta monofásica na Terminal Rio, na perda da LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis, eliminada após 100 ms com a abertura da referida linha.

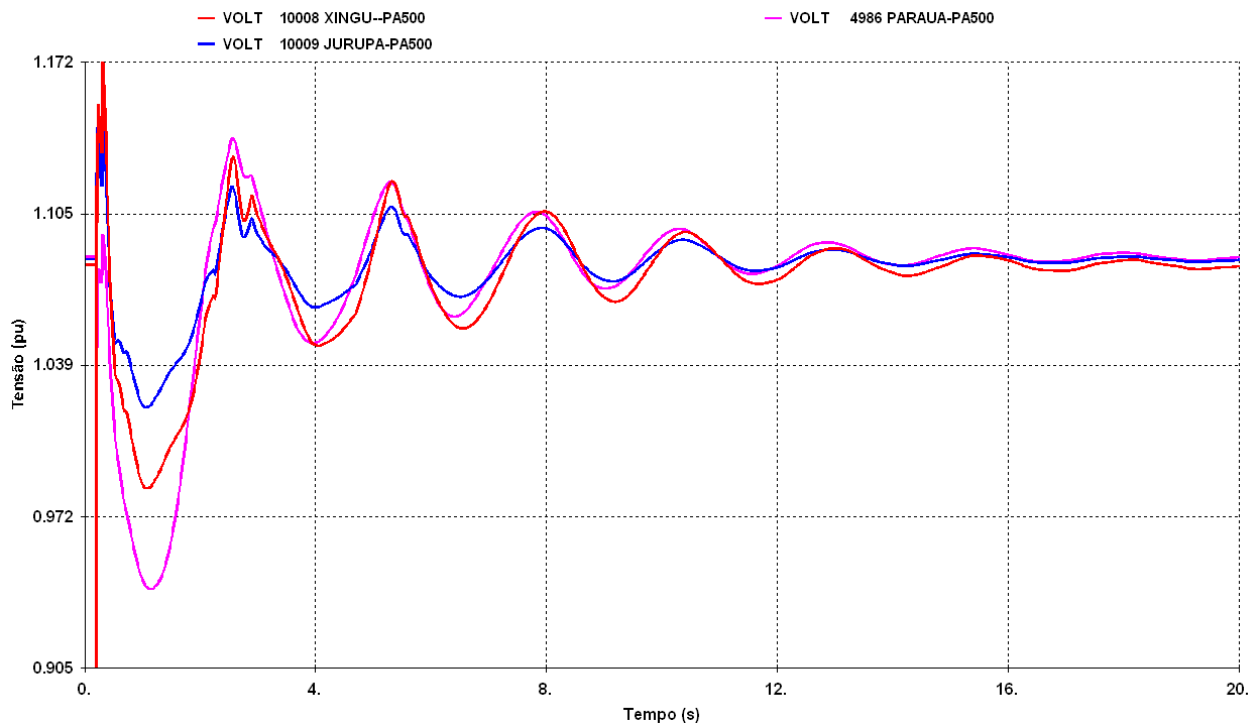


Figura 158 – Tensão no sistema de 500 kV nas proximidades de Xingu (retificador) e na Norte-Sul. Perda da LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Rio. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

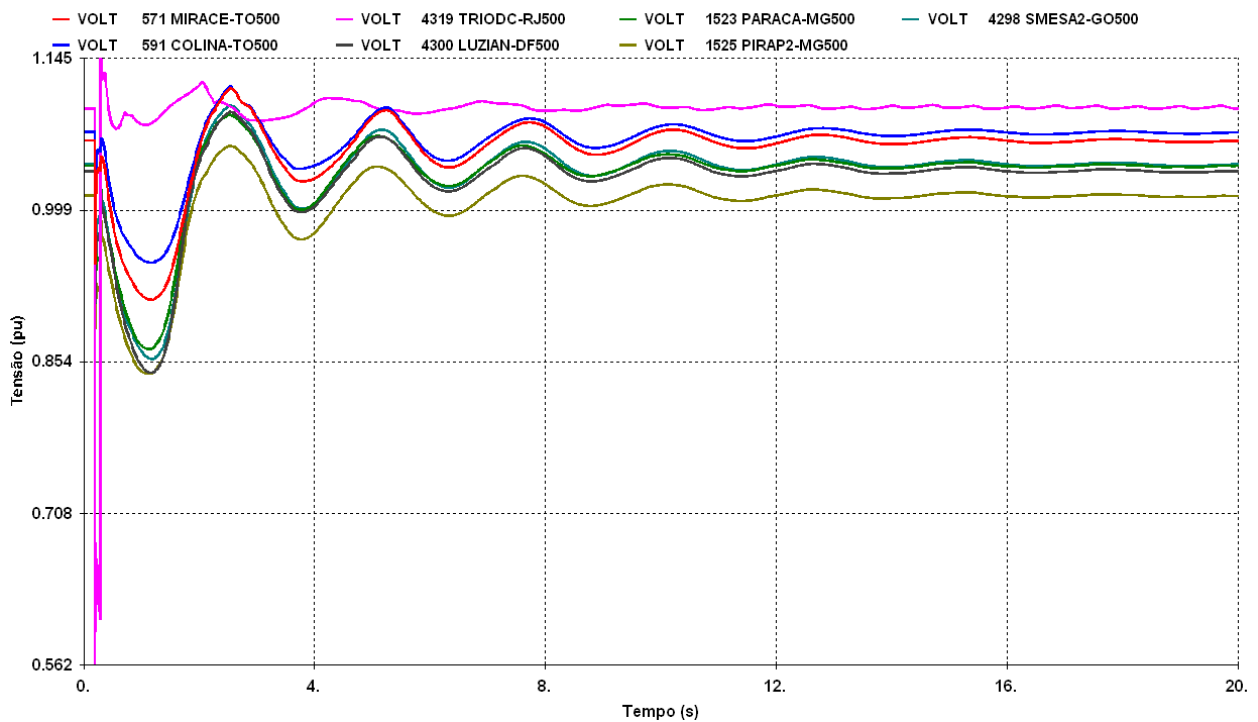


Figura 159 – Tensão no sistema de 500 kV na Norte-Sul. Perda da LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Rio. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

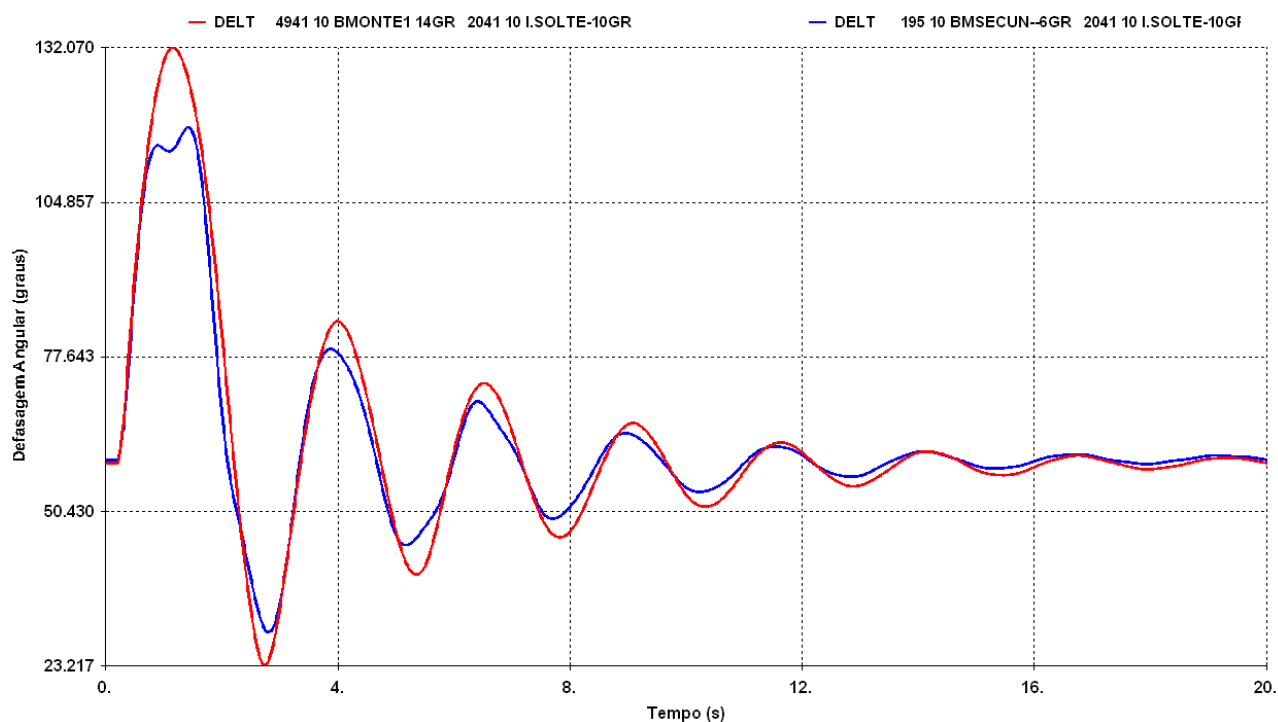


Figura 160 – Diferença angular entre as máquinas de Belo Monte e Ilha Solteira. Perda da LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Rio. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

Na Figura 161, que ilustra a potência ativa drenada da rede CA pelos conversores de T. Minas e T. Rio quando da perda da LT 500 kV T. Rio – Adrianópolis, nota-se que a perda da LT 500 kV T. Rio – Adrianópolis ocasiona falha de comutação no Bipolo de T. Minas, por um período de 16 ms. Ainda nesta emergência, observa-se tempo de recuperação dos elos do Belo Monte de cerca de 170 ms.

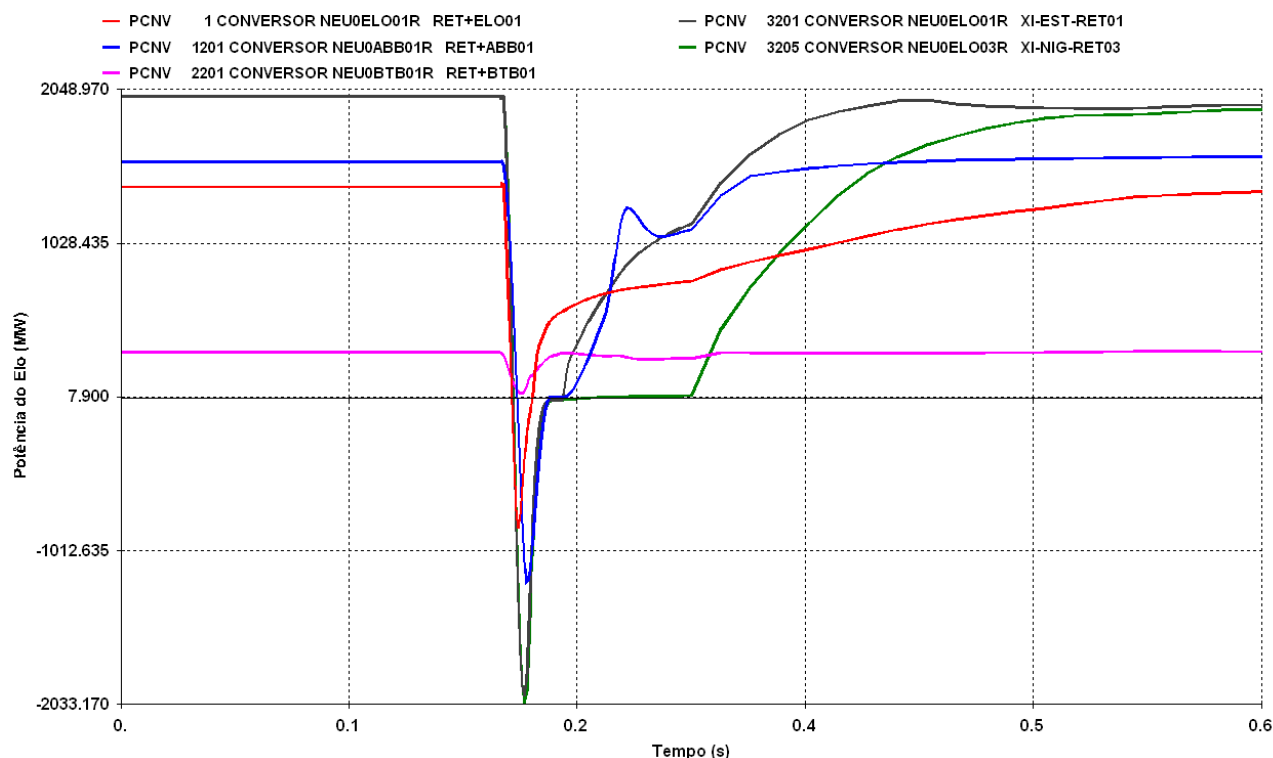


Figura 161 – Potência do Elo CCAT do Belo Monte. Perda da LT 500 kV T. Rio-Adrianópolis que acarreta bloqueio total de 100 ms do Bipolo T. Rio. Carga Leve. Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW

Nas emergências analisadas do sistema receptor, para carga leve não foi identificado necessidade de suporte de tensão, visto que, não houve violação quanto ao critério de 80% no primeiro swing.

8.5.2 Máxima Importação da Região Norte/Nordeste

Para a definição do limite de máxima importação da Região Norte/Nordeste com os 2 Bipolos, considerou-se a situação mais adversa, ou seja, fluxo elevado nos Bipolos de forma a avaliar contingências no elo de corrente contínua como, por exemplo, perda de Bipolo provocada por queda de torre.

De modo a garantir o atendimento a carga, principalmente na região Norte, visto que neste cenário as usinas desta região encontram-se no período seco, assumiu-se que os Bipolos utilizarão capacidade de sobrecarga de 10% de modo a ter tempo hábil (em torno de 4 horas) para acionar térmicas na região Norte/Nordeste.

Na perda de um Bipolo, considerando sobrecarga de curta duração de cerca de 50% nos primeiros 5 segundos e 30% por 30 segundos, observa-se na Figura 162 que ao finalizar o tempo sobrecarga dinâmica haverá uma redução da sobrecarga para cerca de 10% (com duração por

até 4 horas). Apesar da redução de sobrecarga nesta simulação ocorrer de forma abrupta, deverá ser considerado uma rampa de redução nos estudos de detalhamento.

Nesta situação, devido ao fluxo elevado na interligação N-S, observa-se que as tensões na SE 345 kV de Samambaia, Brasília Sul e Bandeirantes apresentam-se próximas ao limite aceitável, chegando a valores próximo de 0,95 pu.

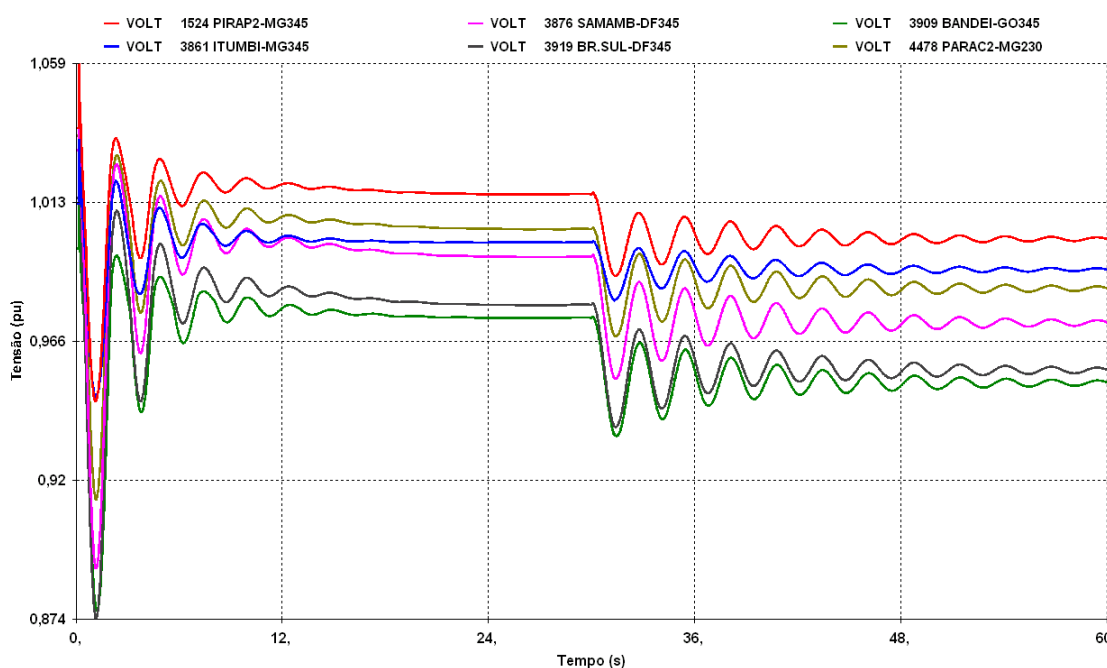


Figura 162 – Tensão no sistema de 345 e 230 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Bipolo que chega à SE Estreito. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW). Carga pesada.

Na perda do Bipolo que chega à Terminal Minas, considerando sobrecarga de curta duração de cerca de 50% nos primeiros 5 segundos e cerca de 30% por 30 segundos, o sistema é estável e o valor de subfreqüência na região Norte, observado pela UHE Belo Monte, não ultrapassa 59,78 Hz. Observa-se na Figura 163 que apesar das oscilações serem de baixo amortecimento, na ocorrência deste evento não se visualiza necessidade de corte carga.

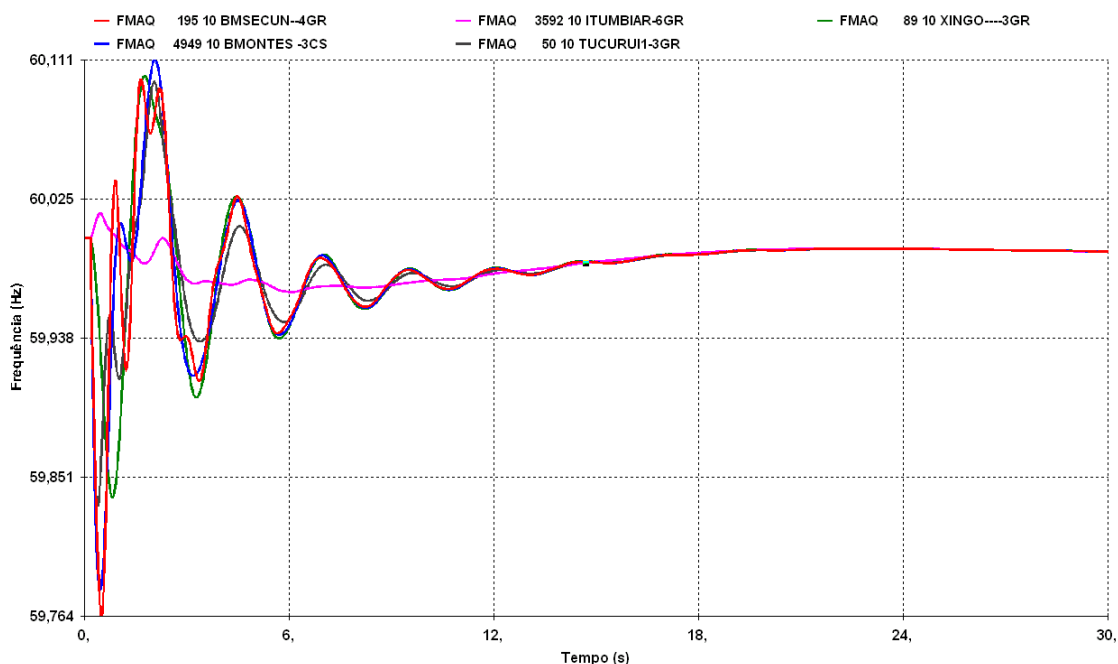


Figura 163 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte, UHE Tucuruí, UHE Itumbiara e UHE Xingo. Perda do Bipolo que chega à SE Estreito. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW). Carga pesada.

Como o desempenho da interligação N-S na perda de um dos Bipolos é influenciado sobremaneira pela sobrecarga de curta e longa duração assumida no Bipolo remanescente, considerou-se uma avaliação das possibilidades de sobrecarga dinâmica a ser recomendada neste cenário. Outro fato que reforça a necessidade desta avaliação é que a utilização de corte de máquinas na região Sudeste não se mostra efetiva para reduzir o fluxo na interligação N-S.

A Figura 164 apresenta o perfil de tensão na SE 345 kV de Bandeirantes nas diversas possibilidades de sobrecarga dos elos de Nova Iguaçu.

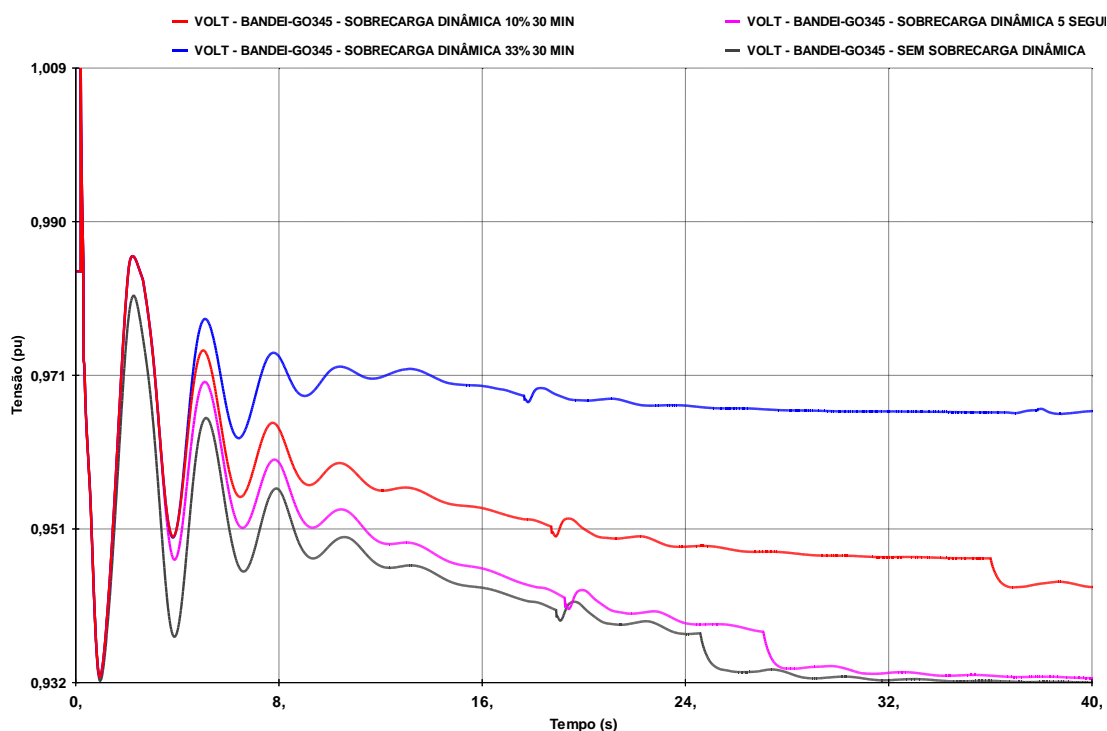


Figura 164 – Sensibilidade da sobrecarga dinâmica do elo CC Belo Monte. Tensão na SE 345 kV de Bandeirantes. Perda do Bipolo que chega à SE Estreito. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW). Carga pesada.

Da mesma forma, na perda do Bipolo que chega à Terminal Rio, considerando sobrecarga de curta duração de cerca de 50% nos primeiros 5 segundos e cerca de 30% por 30 segundos, o sistema é estável. Nesta situação, ao reduzir a sobrecarga para valores da ordem de 10%, depois de finalizado período de curta duração, as tensões principalmente na malha de 345 kV, atingem valores ligeiramente abaixo do aceitável como ilustra a Figura 165

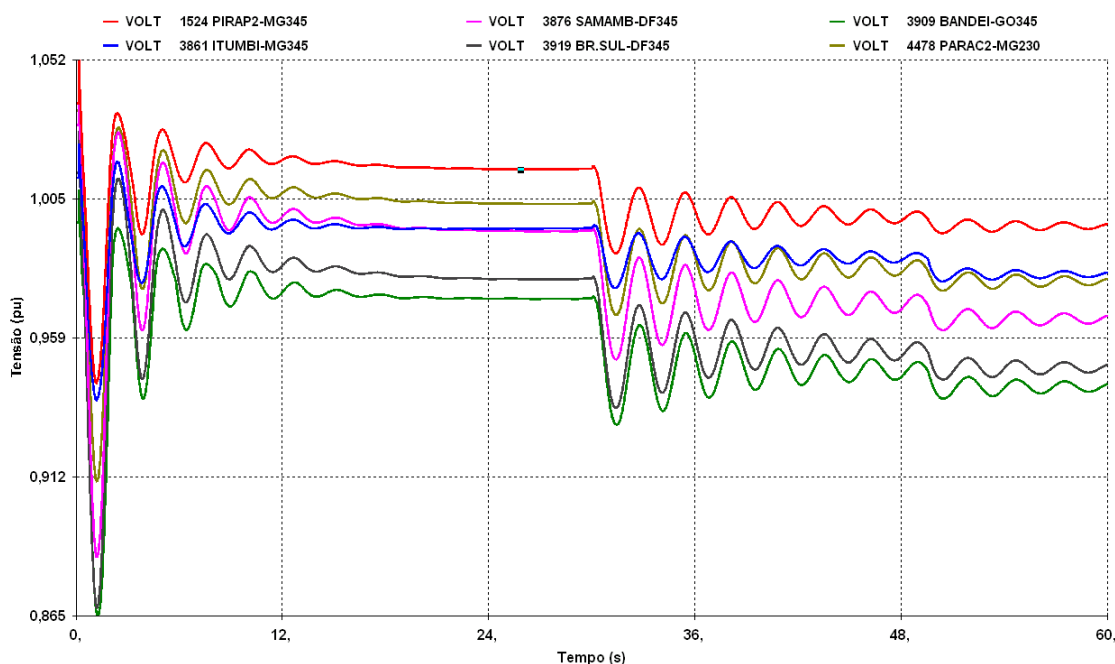


Figura 165 – Tensão no sistema de 345 e 230 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Bipolo T. Rio. Cenário 5 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW). Carga pesada.

A Figura 166 apresenta a frequência das máquinas da UHE Belo Monte, UHE Tucuruí, UHE Itumbiara e UHE Xingó na ocorrência da perda do Bipolo de Nova Iguaçu. O valor da frequência na região Norte, observado na UHE Belo Monte, atinge valores de 59,77 Hz.

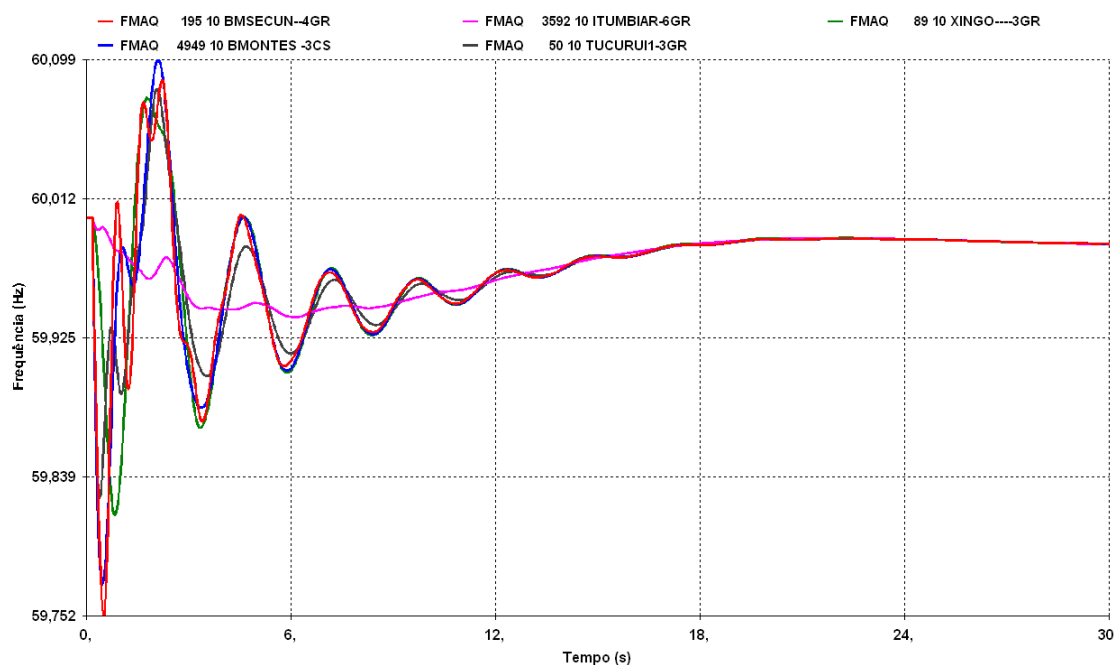


Figura 166 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte, UHE Tucuruí, UHE Itumbiara e UHE Xingó. Perda do Bipolo TRio. Cenário 7 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW). Carga pesada.

Neste cenário, umas das emergências mais severas na região Sudeste é falta monofásica em Itumbiara com a abertura da LT 500 kV Itumbiara-Samambaia. Destaca-se na Figura 167 o perfil de tensão na malha de 345 kV onde se observa valores próximos aos limites estabelecidos. A menos que haja um reforço no sistema de transmissão desta região, esta emergência limita o intercâmbio da região Sudeste para a região Norte/Nordeste.

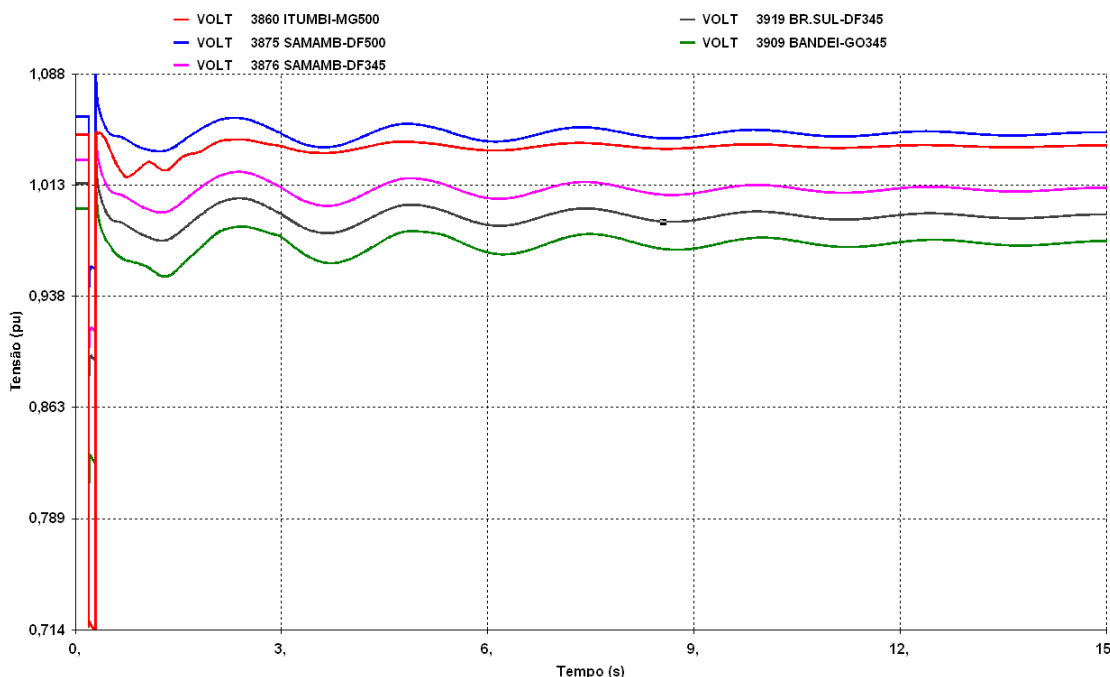


Figura 167 – Tensão no sistema de 500 kV, nas proximidades Itumbiara e na malha de 345 kV próxima a SE Samambaia. Perda da LT 500 kV Itumbiara-Samambaia. Carga Pesada. Cenário 7 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 5.200 MW)

8.6 Perda Bipolo

A configuração com dois Bipolos para interligação Norte-Sudeste/C.Oeste foi adotado para reduzir os riscos de colapso no sistema e de propagação das consequências de perturbações para outras regiões na perda de um Bipolo ocasionada por uma perda de torre. Contudo, como não se trata de uma contingência N-1, foi admitida a atuação de corte de geração das máquinas da UHE Belo Monte.

- Considerando 1 Bipolo

O comportamento do sistema diante da perda de Bipolo no cenário Norte exportador, carga pesada é bastante crítico em termos de carregamento da Norte – Sul. As Figura 172 e Figura 173 mostram, respectivamente, o comportamento das tensões em algumas SEs do Norte a da interligação Norte – Sul.

Foi analisada a situação de perda de Bipolo com e sem o CE de Luziânia. Apesar de perda de Bipolo representar uma contingência múltipla, faz-se necessário dotar o sistema de equipamentos que possam minimizar o risco de colapso de tensão, o qual pode ocorrer para tensões abaixo de 0,7 pu (conforme explicitado em um dos itens da Seção 3.2).

As Figura 168 e Figura 169 mostram, respectivamente, as tensões nas SEs mais influenciadas pela perda de Bipolo e a abertura angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação a Ilha Solteira e a Xingó, para o caso sem o CE de Luziânia. É possível observar que como a tensão na SE 500 kV Luziânia atinge o valor de 0,616 pu logo após a perda do Bipolo, é necessário recomendar o CE na referida subestação de modo a evitar risco de colapso de tensão.

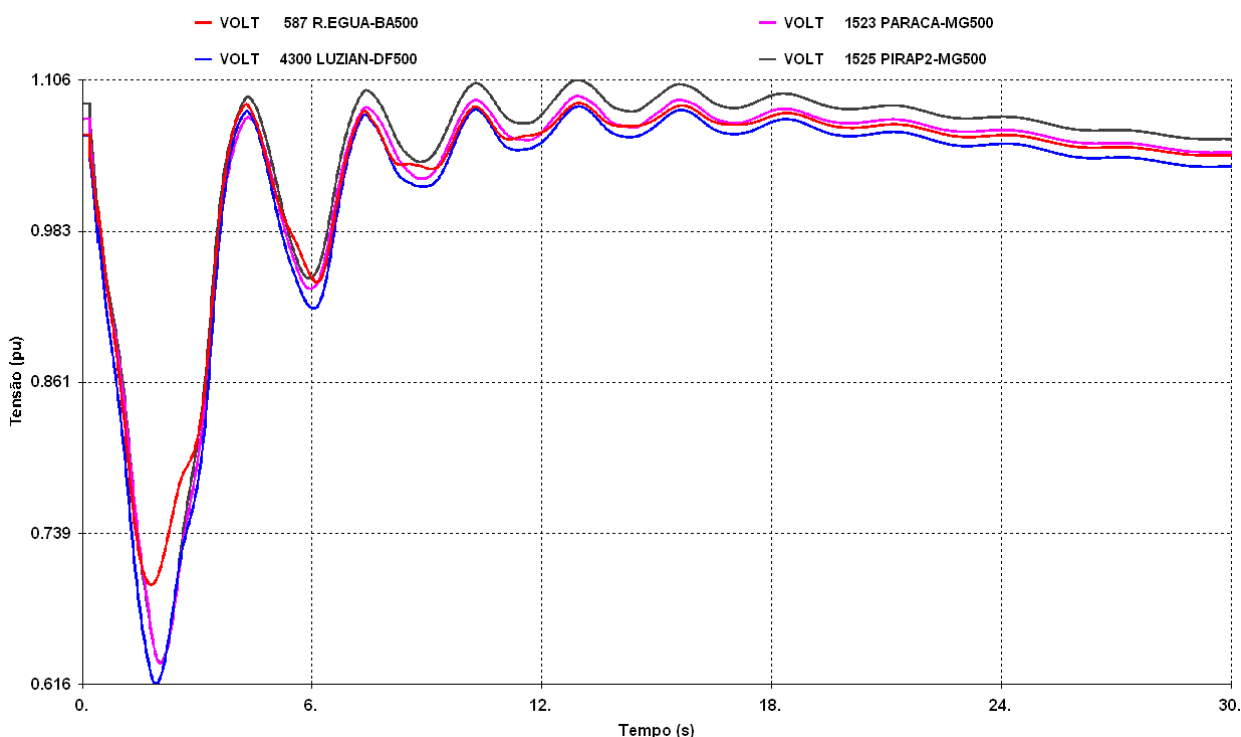


Figura 168 – Tensões nas SEs 500 kV Rio das Éguas, Luziânia, Paracatu e Pirapora. Perda de Bipolo, cenário Norte Exportador para o Sudeste. Carga Pesada, ano 2017, sem CE em Luziânia.

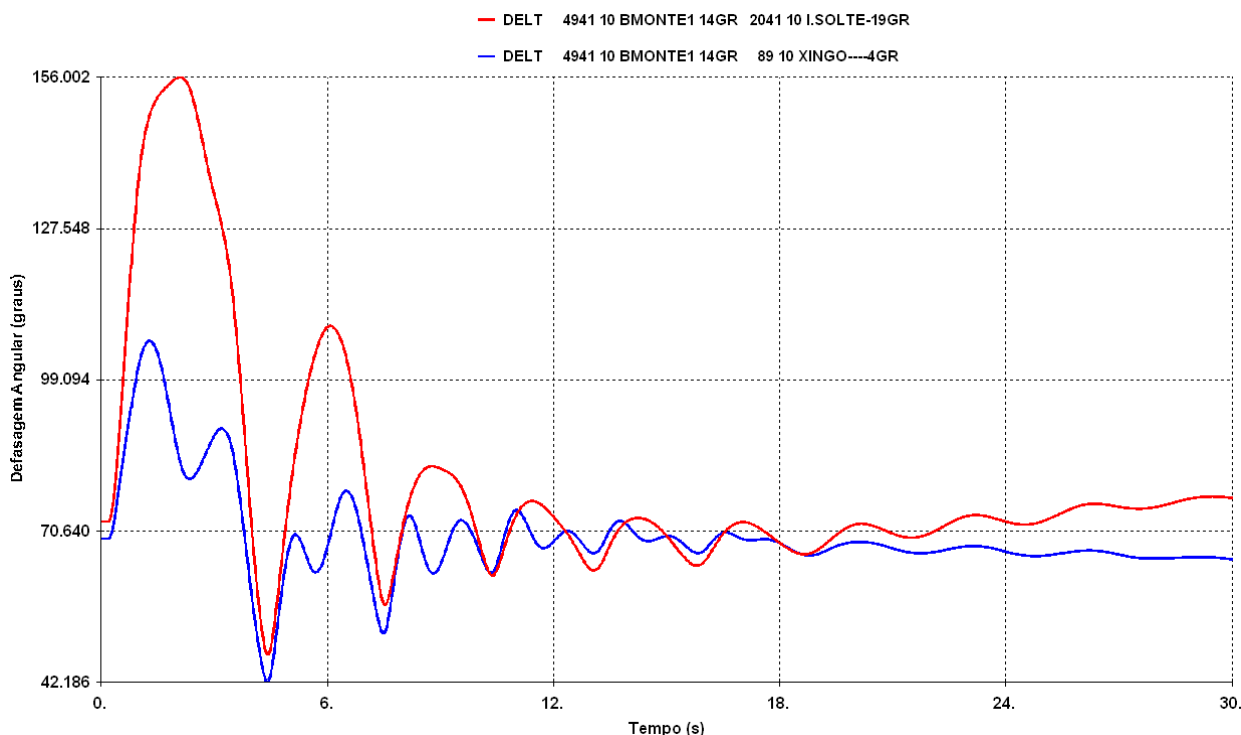


Figura 169 – Defasagem Angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e à Xingó. Perda de Bipolo. Carga Pesada, ano 2017 sem CE em Luziânia.

As Figura 170 e Figura 171 mostram, respectivamente, as tensões nas SEs mais influenciadas pela perda de Bipolo e a abertura angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação a Ilha Solteira e a Xingó, para o caso com o CE de Luziânia. Neste caso, é possível observar que com a presença do estático a tensão em Luziânia atinge 0,713 pu, o que indica a necessidade da recomendação deste equipamento.

Adicionalmente, comparando-se as Figura 169 e Figura 171, observa-se que o compensador estático proporciona redução na abertura angular das máquinas da UHE Belo Monte, fato que indica redução também do risco de perda de sincronismo.

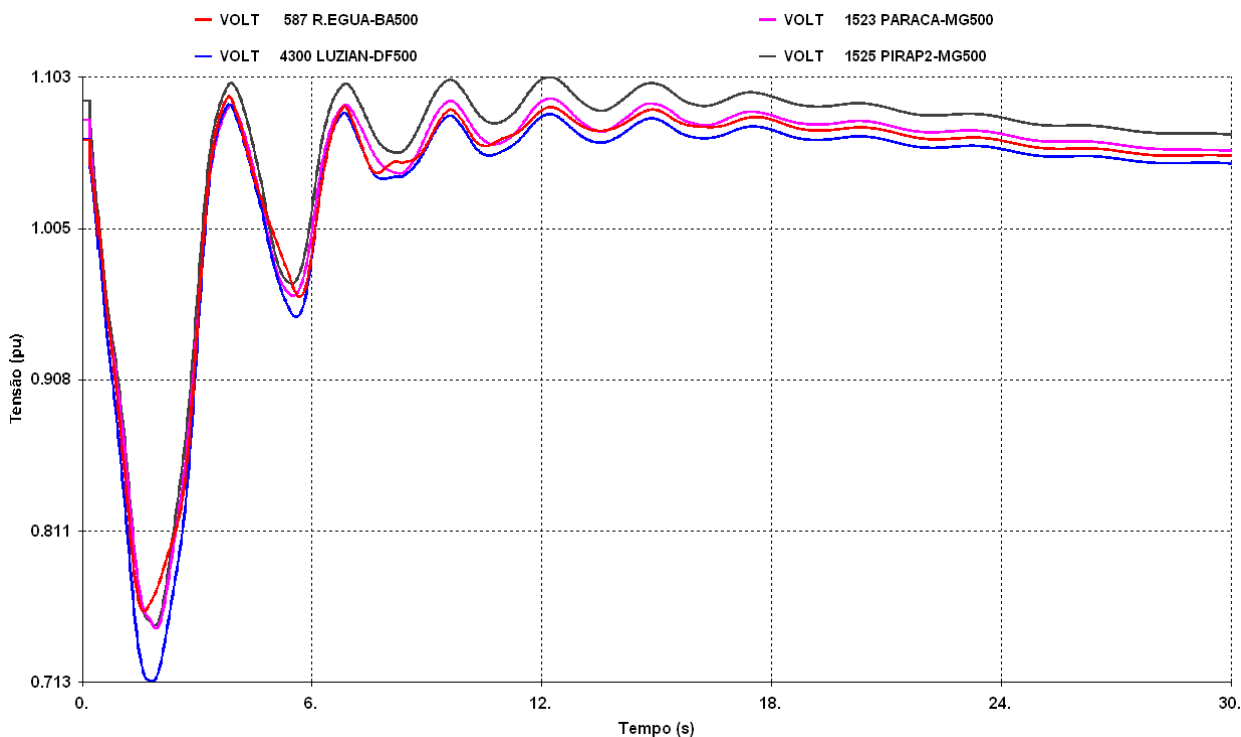


Figura 170 – Tensões nas SEs 500 kV Rio das Éguas, Luziânia, Paracatu e Pirapora. Perda de Bipolo, cenário Norte Exportador para o Sudeste. Carga Pesada, ano 2017, com CE em Luziânia.

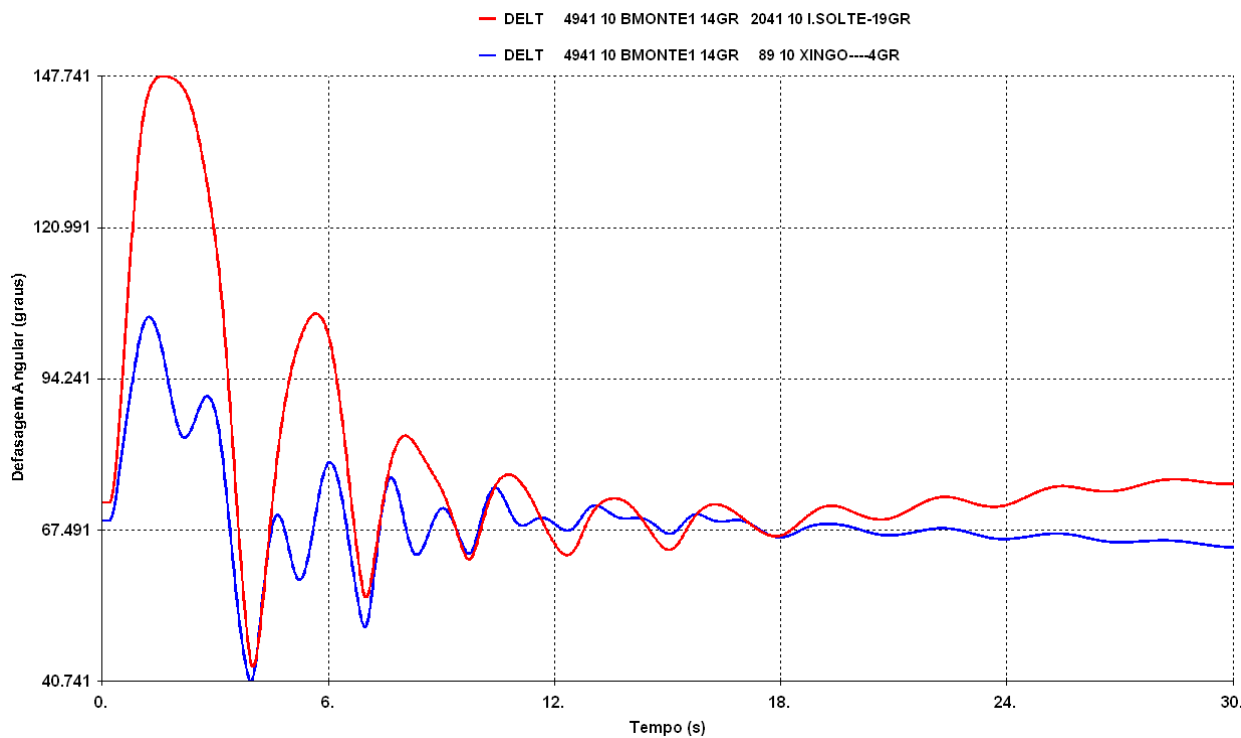


Figura 171 – Defasagem Angular das máquinas da UHE Belo Monte em relação à Ilha Solteira e à Xingó. Perda de Bipolo. Carga Pesada, ano 2017 com CE em Luziânia.

Nesta situação, identificou-se a necessidade da recomendação do CE de Luziânia. Além disso, para que o sistema fosse para um ponto de operação estável, foi necessária a atuação de esquema de corte de máquinas após a perda do Bipolo para evitar o colapso do sistema. No instante $t=0,420$ s (0,220 s após a perda do Bipolo), foi necessário cortar 4 máquinas da UHE Belo Monte, 5 máquinas da UHE Tucuruí e 2 máquinas da UTE MPX Parnaíba.

Houve tentativa de cortar menos máquinas, porém o sistema perde sincronismo (em função da abertura angular das máquinas da UHE Rosana, em São Paulo) nas situações em que somente máquinas da UHE Belo Monte são cortadas. Foi necessário também cortar máquinas da UHE Tucuruí e da UTE Parnaíba.

As Figura 172 e Figura 173 mostram, respectivamente, as tensões nas SEs da interligação Norte-Sul e os ângulos das máquinas de B. Monte, Tucuruí e UTE Parnaíba.

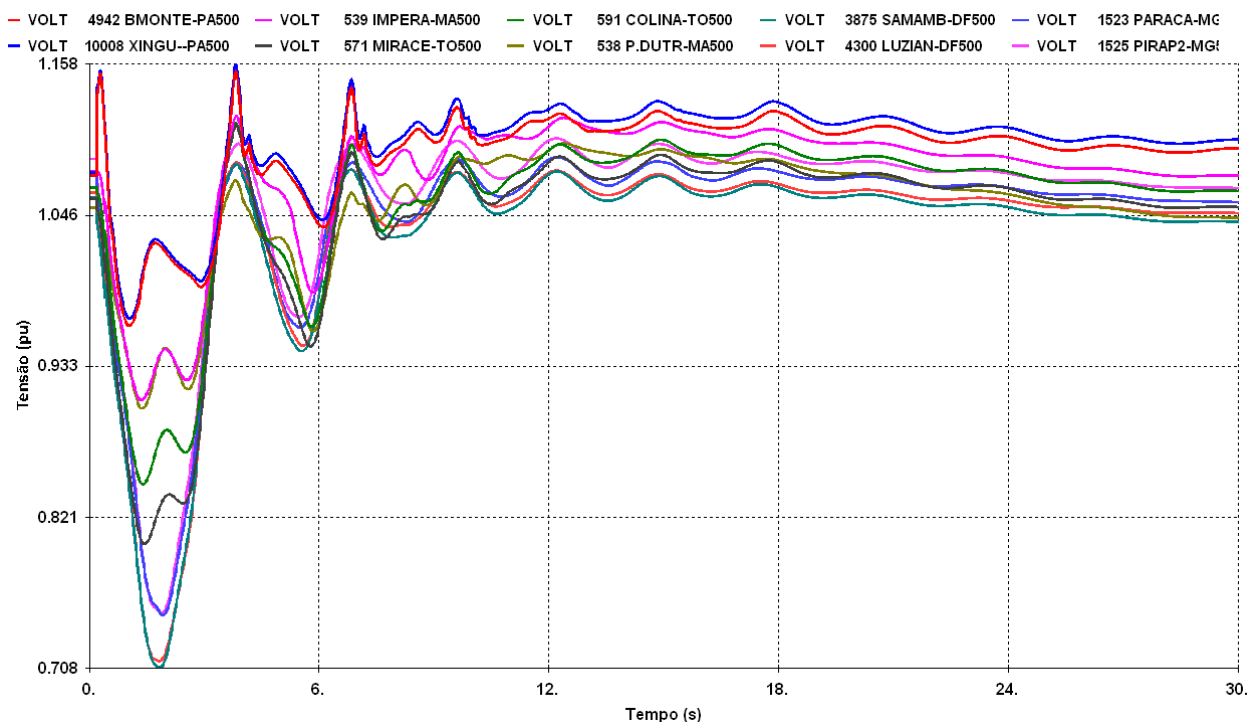


Figura 172 – Tensões nas SEs do Norte e da interligação Norte-Sul, quando da perda do Bipolo. Ano 2017, carga pesada

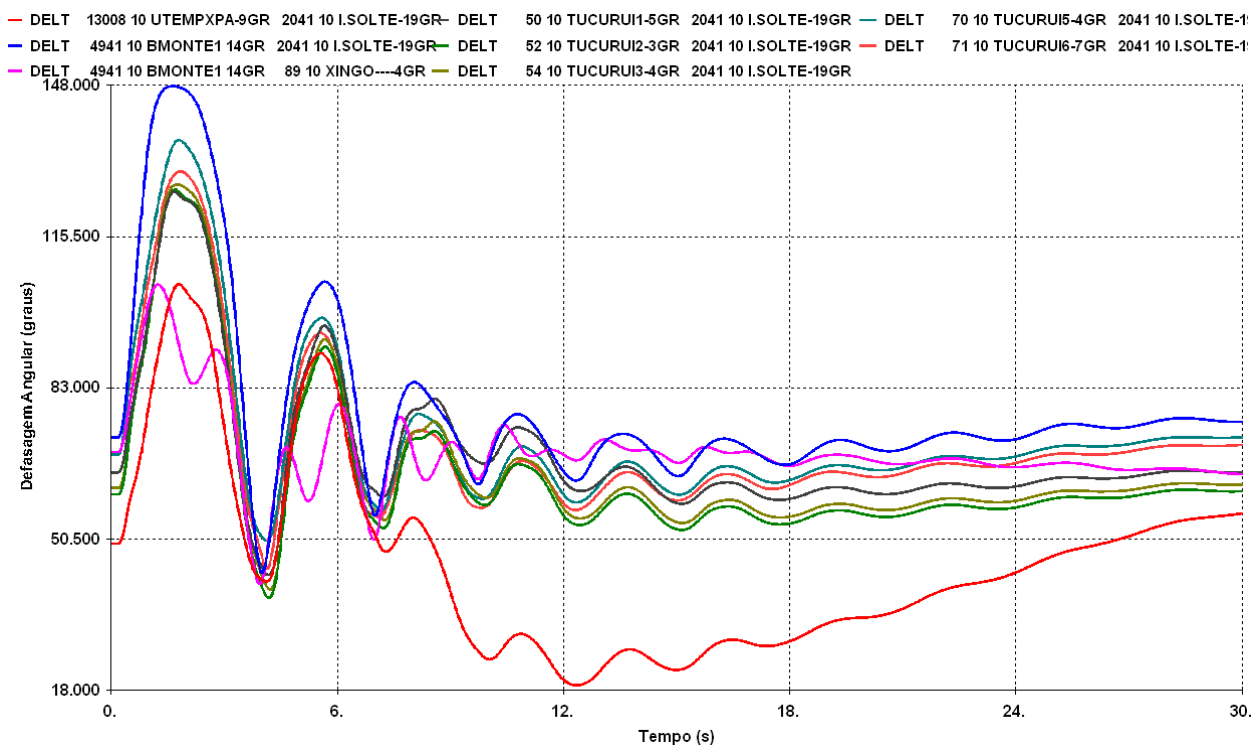


Figura 173 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte, Tucuruí e UTE MPX (Parnaíba), quando da perda do Bipolo. Ano 2017, carga pesada

Além disso, é possível observar também a atuação do CE na SE 500 kV Luziânia, conforme mostrado na Figura 174.

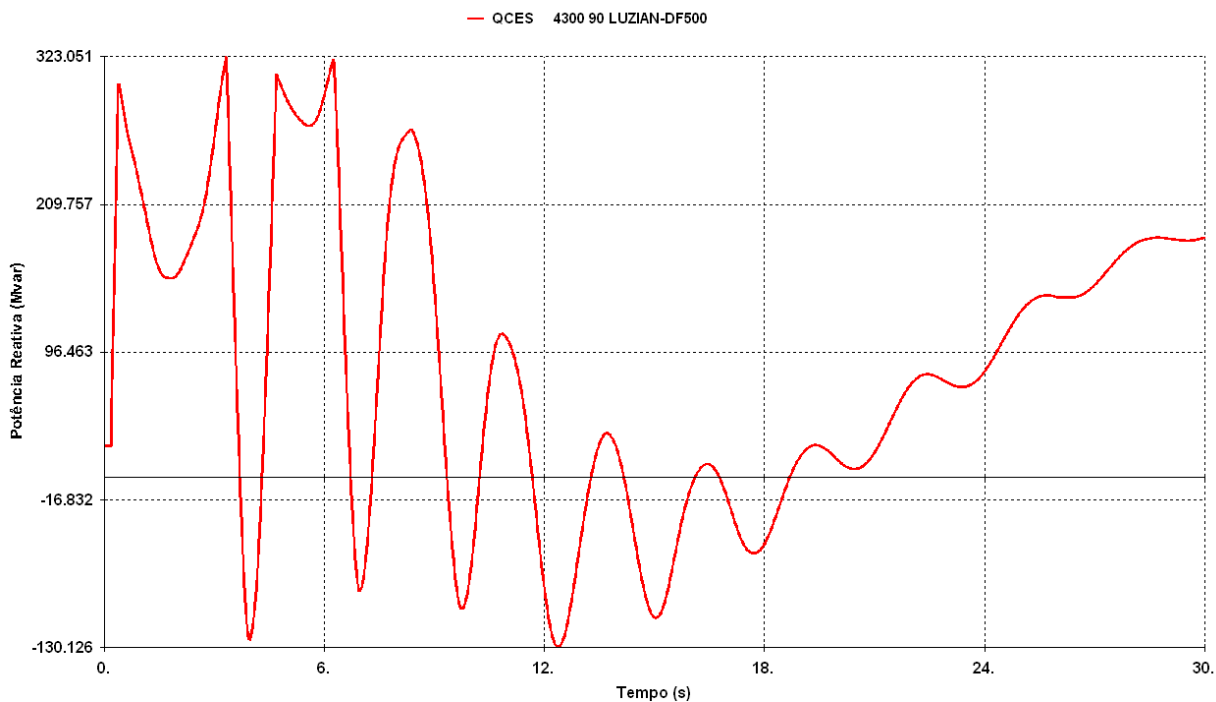


Figura 174 – Potência Reativa fornecida pelo CE na SE 500 kV Luziânia, quando da perda do Bipolo. Ano 2017, carga pesada

Através da Figura 175, observa-se que o valor máximo de sobrefreqüência na UHE Belo Monte atinge o valor de 60,18 Hz.

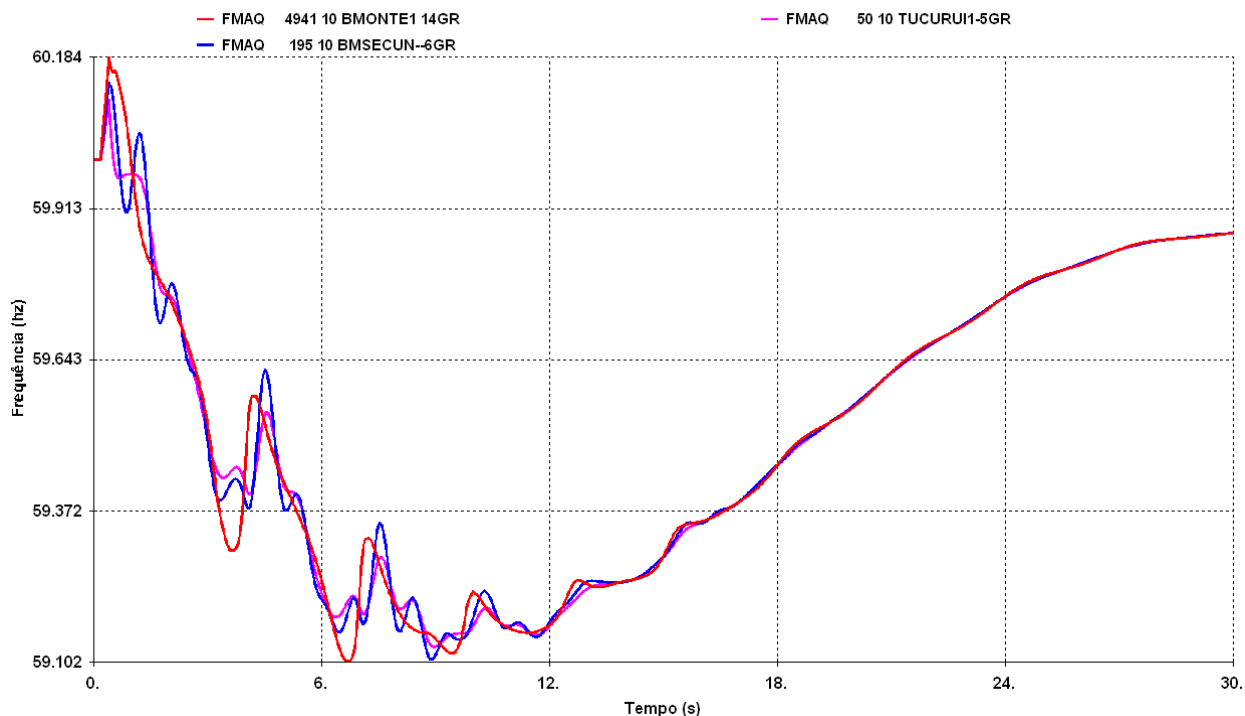


Figura 175 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte e UHE Tucuruí, quando da perda do Bipolo. Ano 2017, carga pesada

▪ Considerando 2 Bipolos

Na perda do Bipolo Terminal Minas, foram consideradas as seguintes avaliações:

- Corte de 3 máquinas – colapso
- Corte de 4 máquinas e sobrecarga dinâmica de 50% - funciona, mas o DELT de Belo Monte atinge 130°
- Corte de 5 máquinas e sobrecarga dinâmica de 50% - funciona, e o DELT de Belo Monte atinge 115°

Conclusão preliminar: necessário corte de no mínimo 4 máquinas nesta contingência, sobrecarga dinâmica de 50% (sobrecarga dinâmica de 30% não funcionou para o corte de 4 máquinas, mas funcionou para o corte de 5 máquinas)

Assim, considerando-se os reforços supracitados e assumindo-se uma capacidade de sobrecarga de 33% no Bipolo remanescente por 30 minutos e a possibilidade de corte de geração, observou-se que o sistema permanece estável tanto na perda do Bipolo que chega à SE Terminal Minas quanto na perda do Bipolo que chega à Terminal Rio.

Na perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas, com um corte de 5 máquinas na UHE Belo Monte e sobrecarga dinâmica de 30%, o sistema é estável e o valor máximo de sobrefrequência na UHE Belo Monte atinge o patamar de 60,16 Hz. Nestas condições, apesar de haver corte de carga e do Bipolo de Nova Iguaçu assumir parte da potência, verifica-se um fluxo elevado na interligação N-S. A Figura 177 ilustra as tensões na interligação N-S.

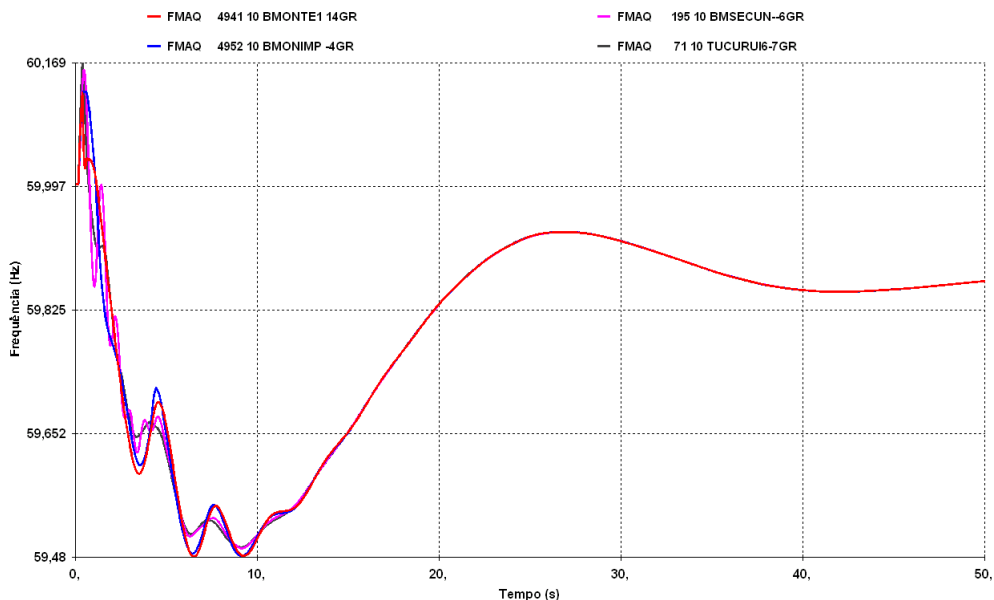


Figura 176 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte e UHE Tucuruí. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas e corte de 5 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

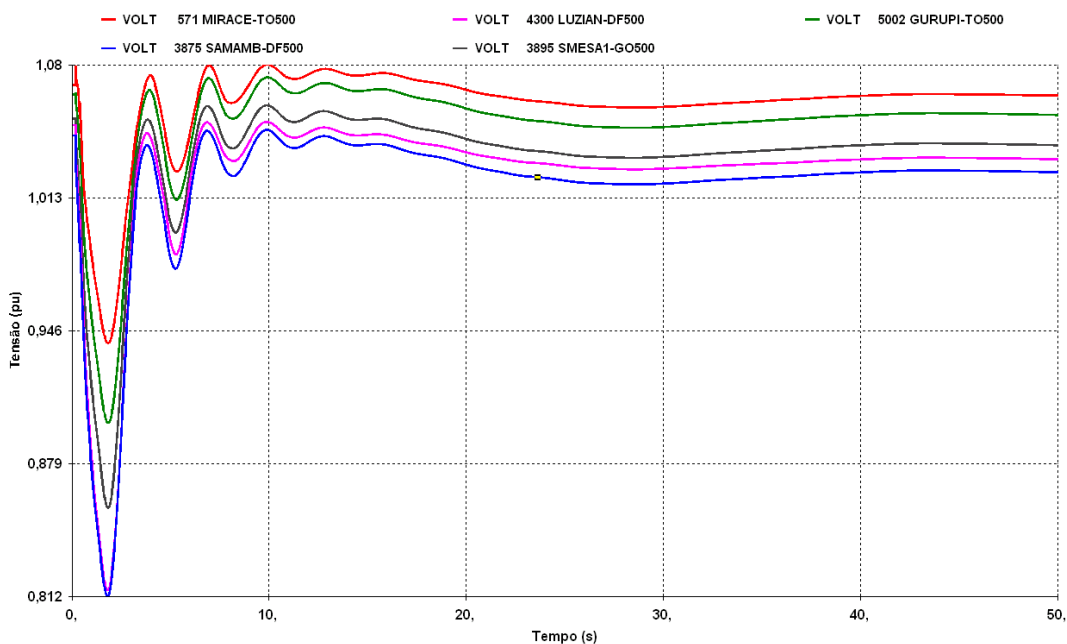


Figura 177 – Tensão no sistema de 500 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas e corte de 5 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

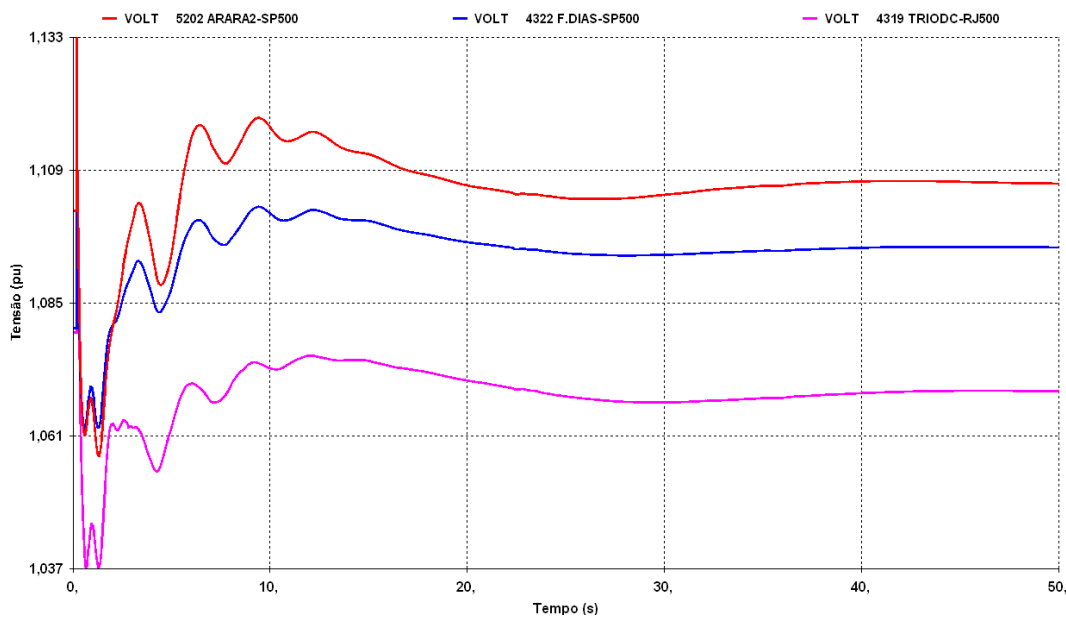


Figura 178 – Tensão no sistema de 500 kV das proximidades dos inversores (T. Minas e T. Rio). Perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas e corte de 5 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

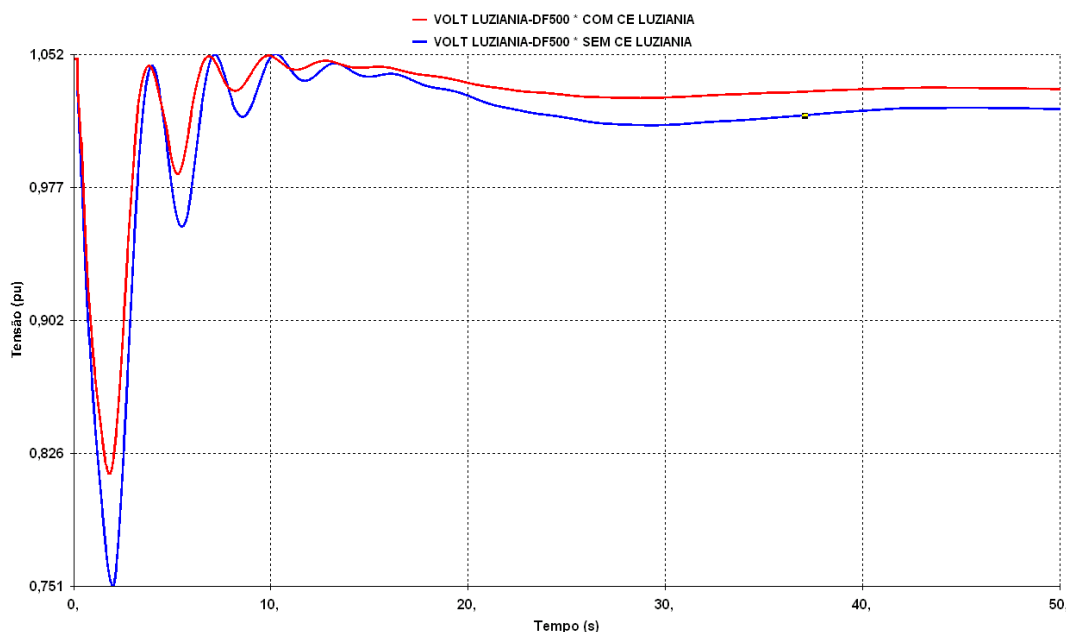


Figura 179 – Tensão no sistema de 500 kV da interligação Norte-Sul, com e sem CE Luziânia. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Minas e corte de 5 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

Na perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio foram consideradas as seguintes análises:

- Corte de 6 máquinas e sobrecarga dinâmica de 30% – funcionou (tensão em Araraquara 0,743 pu e DELT Belo Monte 100°)

- Corte de 6 máquinas e sobrecarga dinâmica de 50% - funcionou (tensão em Araraquara 0,716 pu e DELT Belo Monte 95°)
- Corte de 7 máquinas e sobrecarga dinâmica de 30% – funcionou (tensão em Araraquara 0,783 pu e DELT Belo Monte 94°)

Conclusão preliminar: necessário corte de cerca de 7 máquinas nesta contingência, sobrecarga dinâmica de 30% visto que apresenta menor afundamento de tensão na região Sudeste em relação a sobrecarga dinâmica de 50%.

Apesar da perda de 6 máquinas apresentar afundamentos de tensão na SE Araraquara próximo aos limite estabelecidos, foram observados afundamentos na malha de 345 kV e 440 kV inferiores a 0,68 pu .

Sendo assim, considerou-se um corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte e sobrecarga dinâmica limitada a 30%. O sistema é estável e o valor máximo de sobrefrequência na UHE Belo Monte atinge o patamar de 60,18 Hz. Nesta emergência, apesar de haver corte de carga e do Bipolo de Estreito assumir parte da potência, verifica-se um fluxo elevado na interligação N-S. Contudo, como ilustra a Figura 181 não se verificam tensões abaixo dos valores aceitáveis.

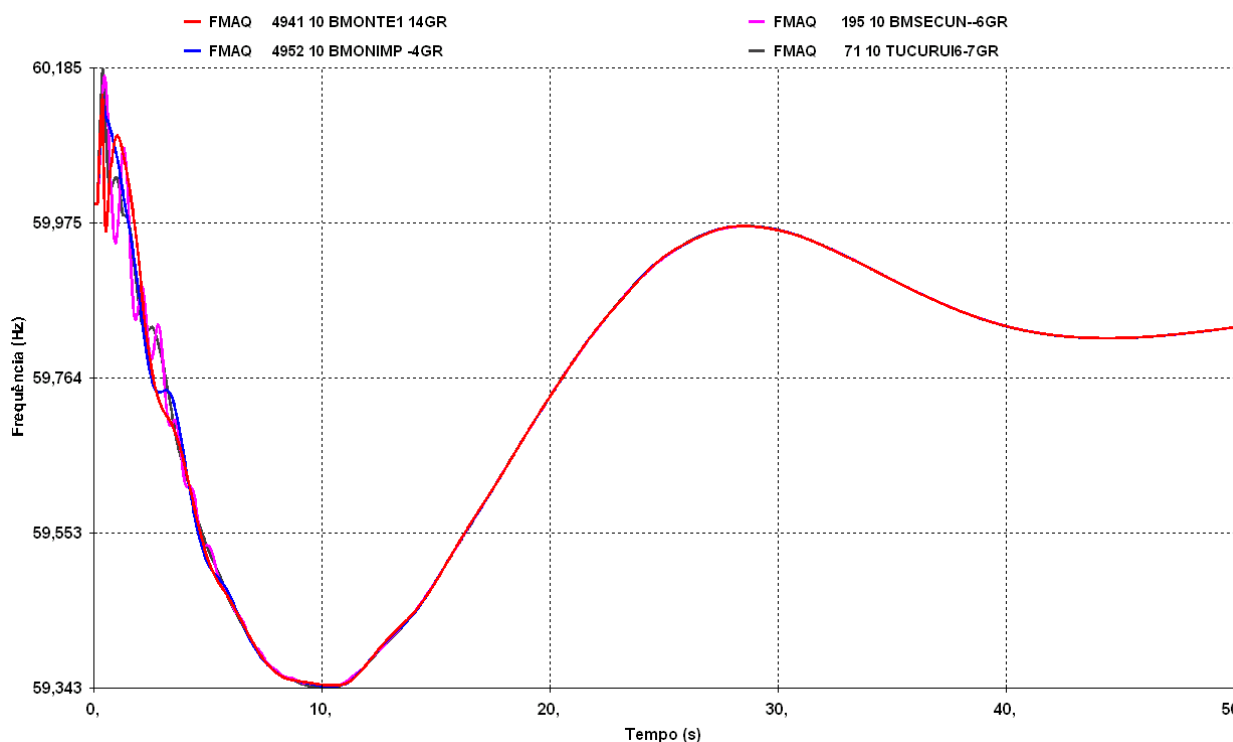


Figura 180 – Frequência das máquinas da UHE Belo Monte e UHE Tucuruí. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio e corte de 7 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

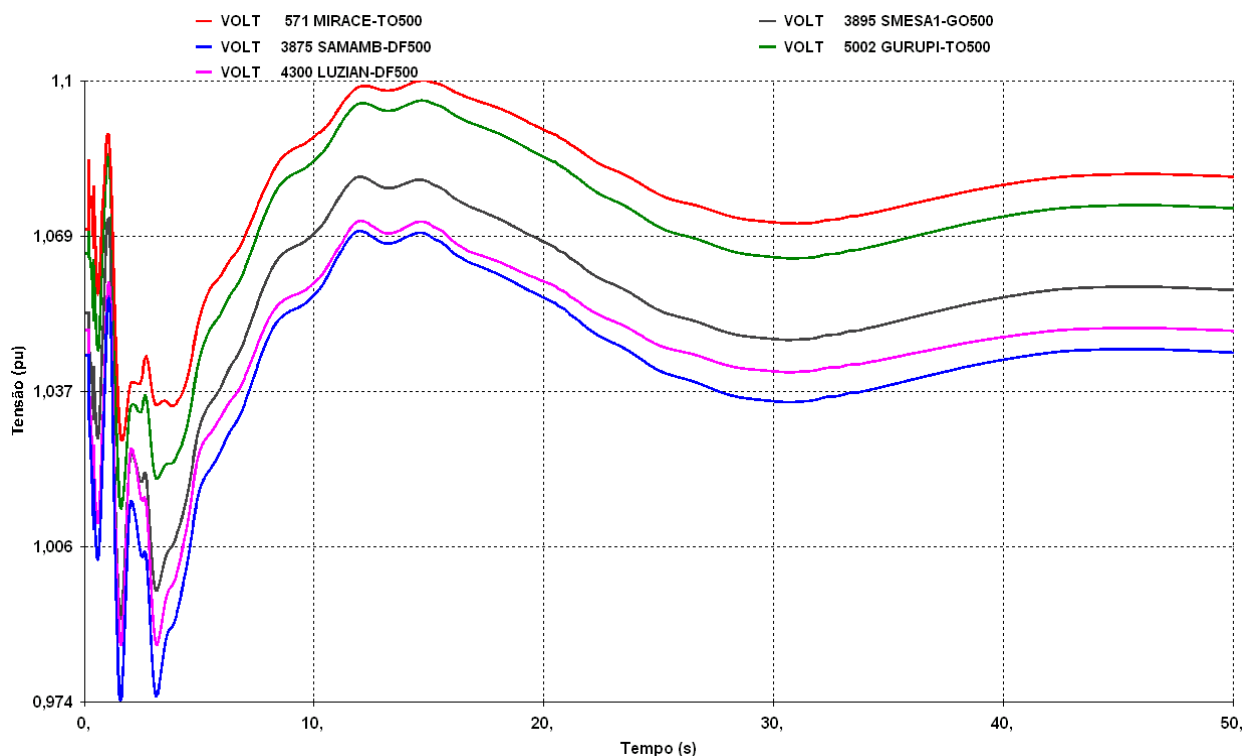


Figura 181 – Tensão no sistema de 500 kV da interligação Norte-Sul. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio e corte de 7 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

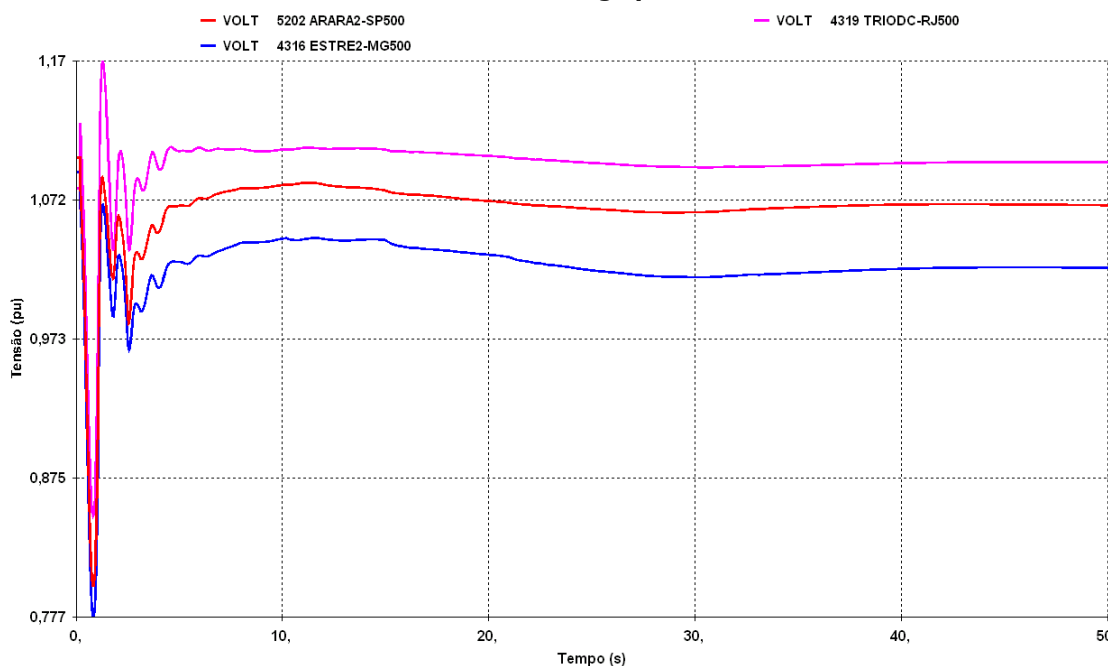


Figura 182 – Tensão no sistema de 500 kV das proximidades dos inversores (T. Minas e T. Rio). Perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio e corte de 7 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

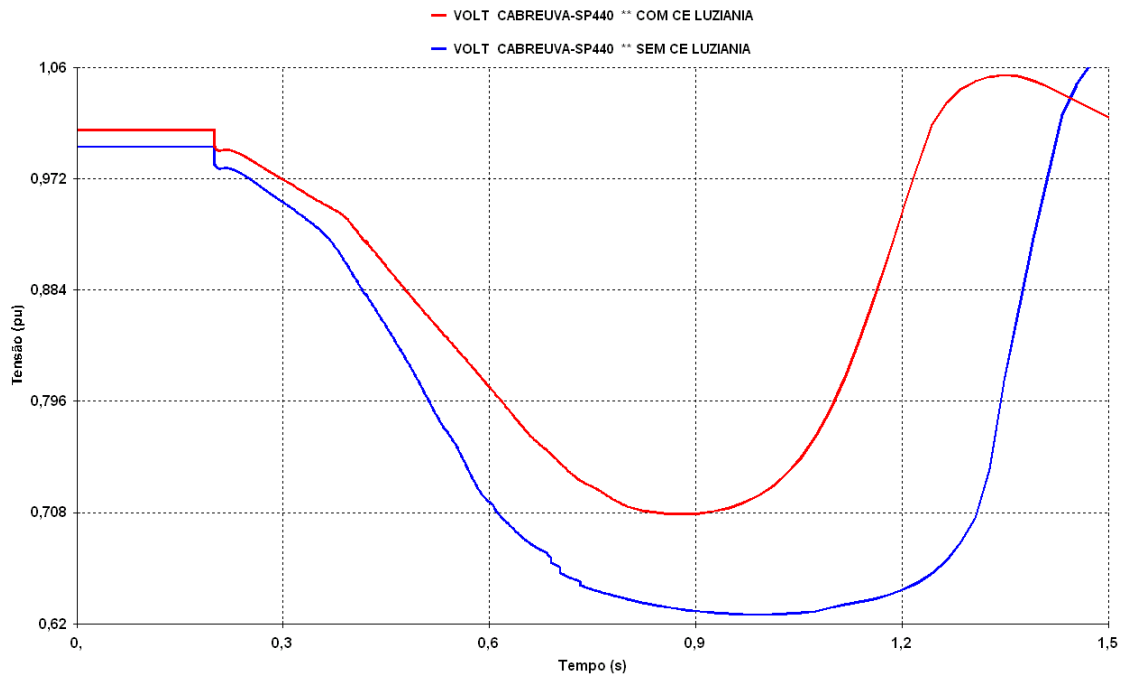


Figura 183 – Tensão no sistema de 440 kV de São Paulo (SE Cabreuva), com e sem CE de Luziânia. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio e corte de 7 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

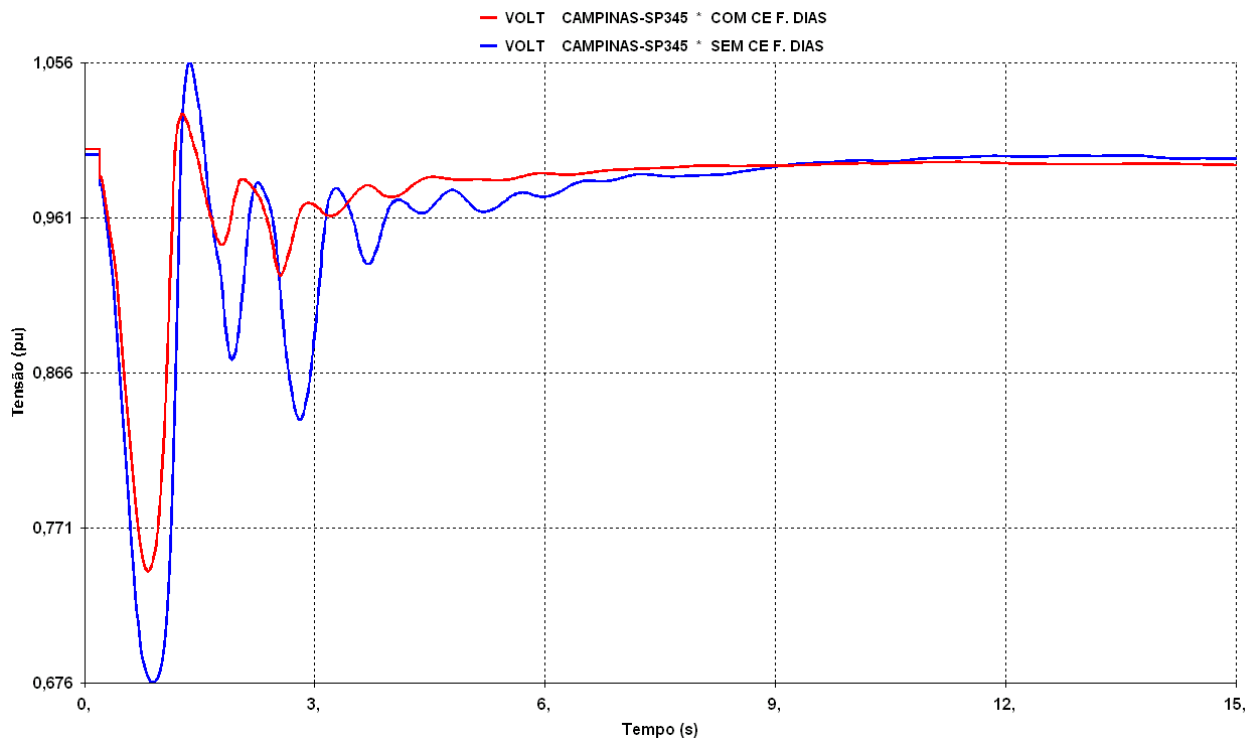


Figura 184 – Tensão no sistema de 345 kV de São Paulo (SE Campinas), com e sem CE de F. Dias. Considerado BC referencial de 100 Mvar na SE Campinas 345 kV. Perda do Bipolo que chega ao Terminal Rio e corte de 7 máquinas da UHE Belo Monte. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada.

8.7 Interações entre os Elos CCAT Existentes

No tocante às possíveis interações entre os elos CCAT existente no sistema elétrico brasileiro, deve-se mencionar que distúrbios na rede CA receptora, de um modo geral, podem provocar falhas de comutação simultâneas nos elos CCAT do Madeira e de Itaipu, em função da proximidade elétrica entre seus terminais inversores.

A princípio, pelo critério pessimista adotado, estas falhas de comutação estão limitadas a 100 ms de duração para defeitos locais, que corresponde ao tempo de eliminação dos mesmos, e 1 ciclo (16 ms) para defeitos remotos. Em função da rápida recuperação da potência CC após o período em falha de comutação este fenômeno não se mostrou crítico para o Sistema Interligado.

No cenário mais adverso, Norte Exportador, com todos os Bipolo previstos no patamar de carga pesada (Figura 96), foi considerando que haveria um curto-circuito nos sistema com falha simultânea dos todo os elos. A emergência considerada foi defeito monofásicom no T. Minas e perda da LT 500 kV T. Minas – Fernão Dias Nesta situação, considerando que o tempo de duração da falha de comutação durasse 100 ms na conversora T. Minas e nas demais estações inversoras a falha de comutação perdurasse um período de 4 ciclos, ou seja, 64 ms, o Sistema Interligado permaneceria estável.

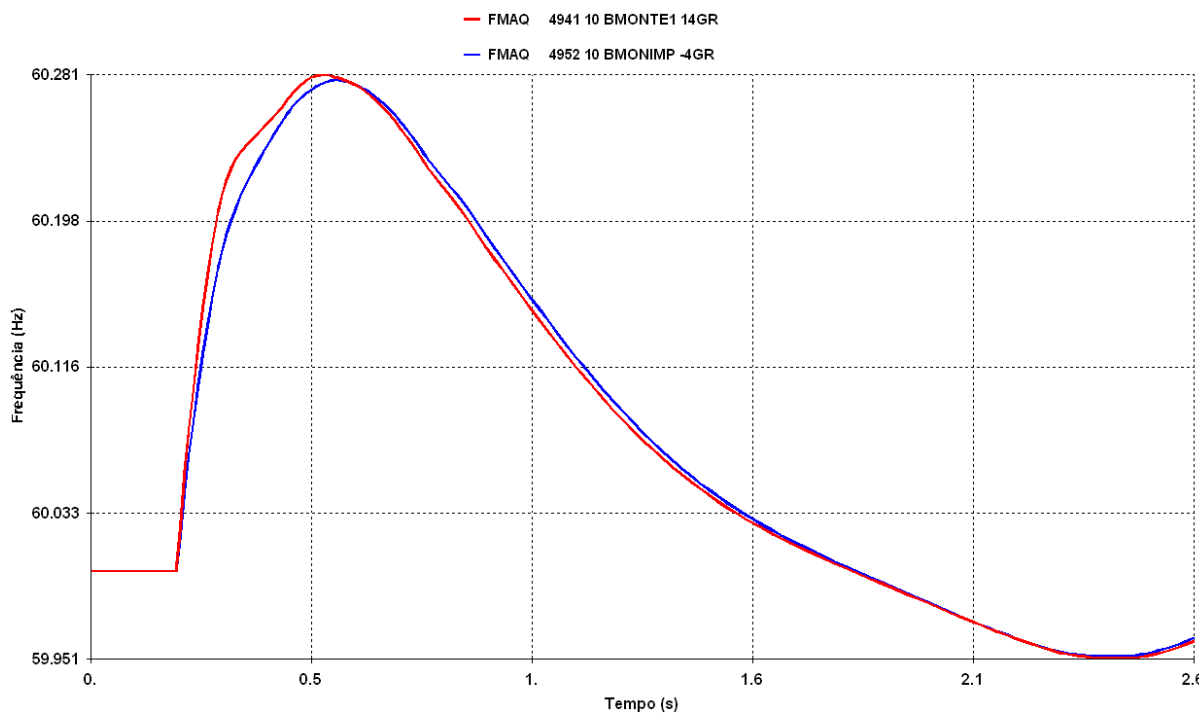


Figura 185 – Frequência das máquinas das UHEs Belo Monte. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias com falha momentânea de 100 ms em Estreito e 64 ms nos demais elos. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Chegada de 1 Bipolo na SE T. Minas e 1 Bipolo na SE T. Rio.

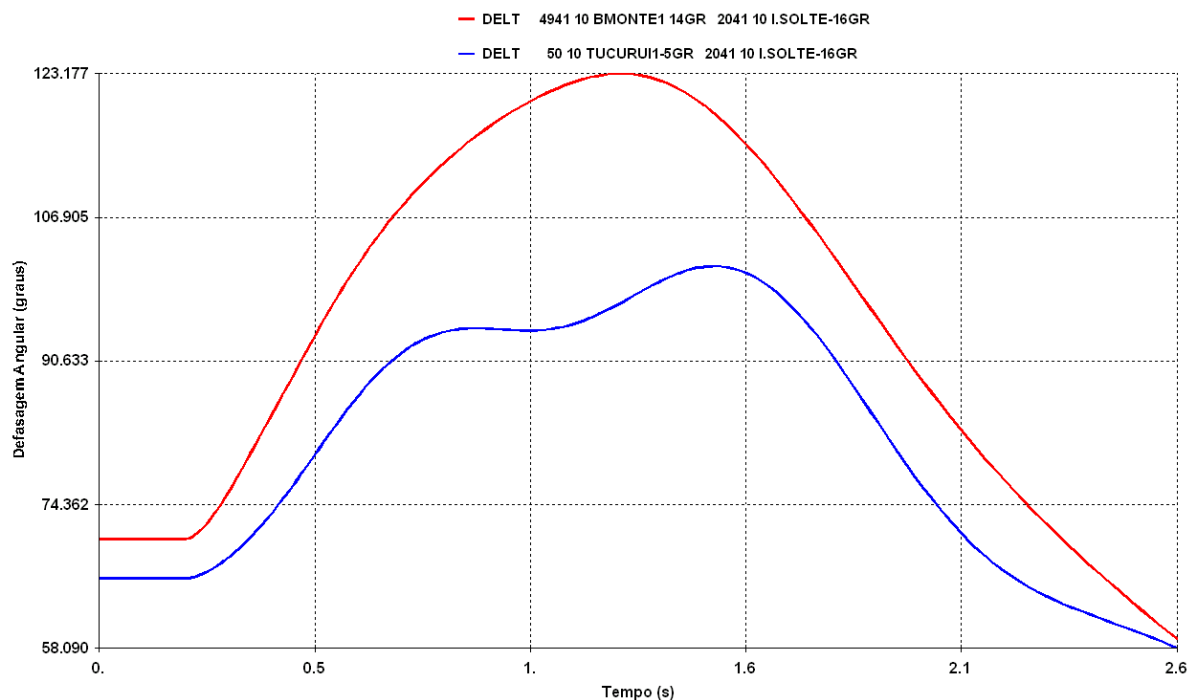


Figura 186 – Diferença angular entre as máquinas de Belo Monte e Ilha Solteira. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias com falha momentânea de 100 ms em Estreito e 64 ms nos demais elos. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Chegada de 1 Bipolo na SE T. Minas e 1 Bipolo na SE T. Rio.

Observa-se na Figura 187, que na ocorrência desta contingência o tempo de recuperação do Bipolo do Belo Monte é de cerca de 400 ms. Verifica-se ainda um afundamento expressivo nas tensões de algumas subestações do sistema de 440 kV no primeiro swing, conforme ilustra na Figura 187.

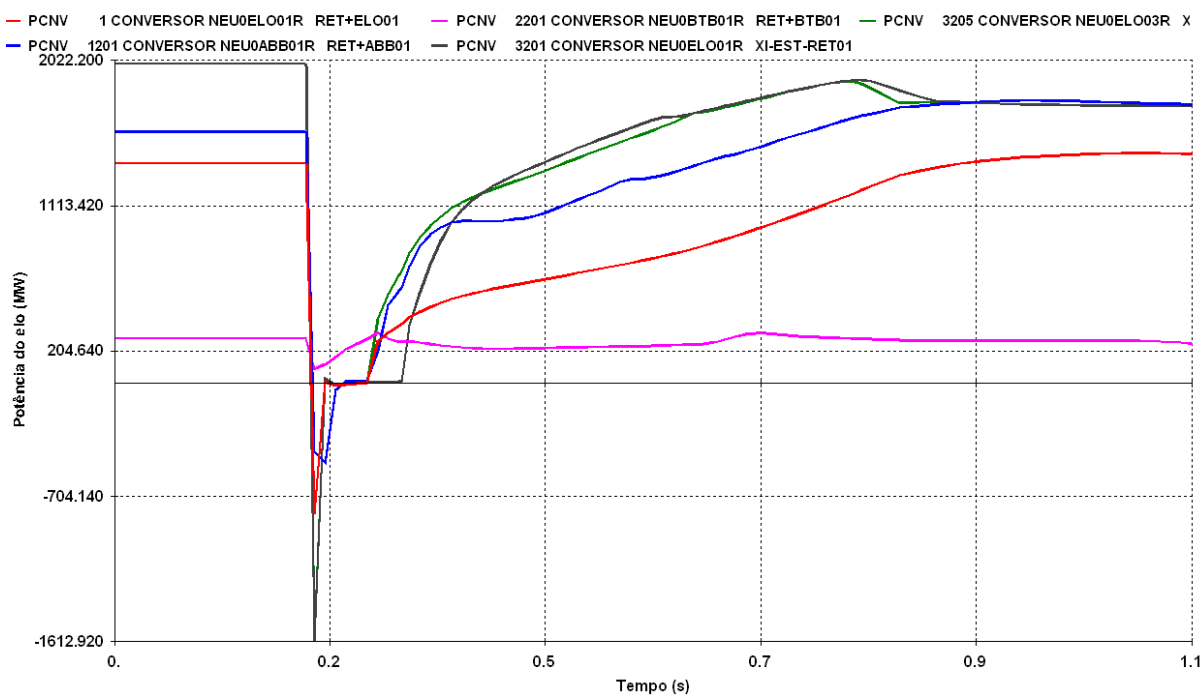


Figura 187 – Potência transmitida pelos Elos CCAT Belo Monte, do Madeira e de Itaipu. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias com falha momentânea de 100 ms em Estreito e 64 ms nos demais elos. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Chegada de 1 Bipolo na SE T. Minas e 1 Bipolo na SE T. Rio.

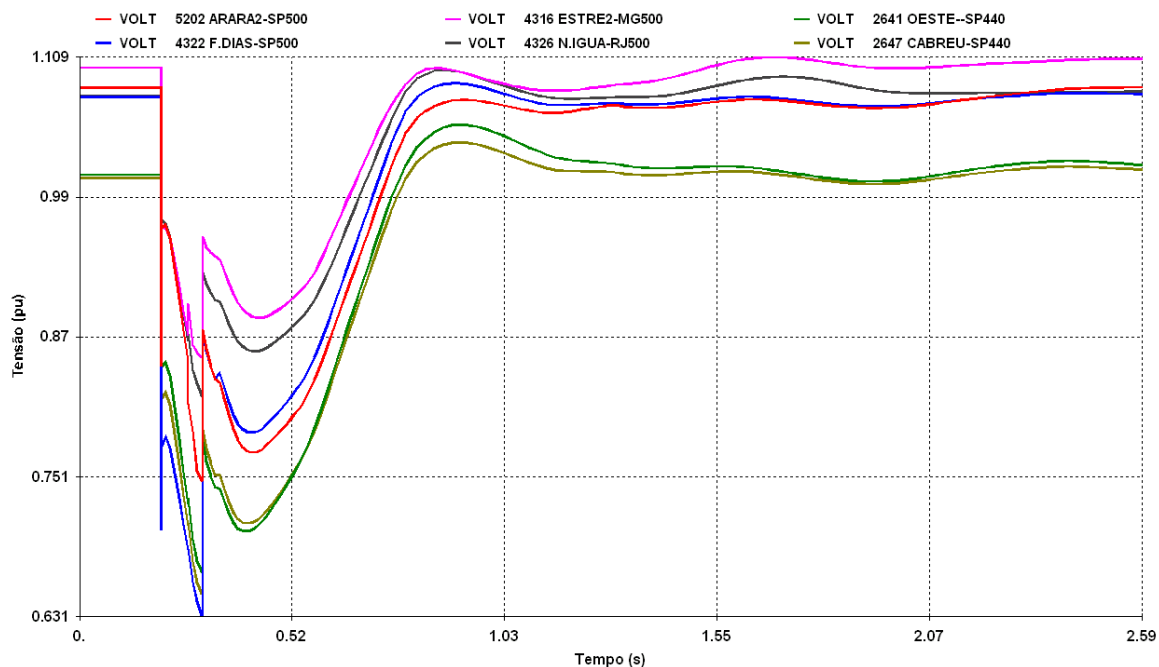


Figura 188 – Tensões na rede de 440 kV e em algumas SEs próximas à chegada do Bipolo. Perda da LT 500 kV T. Minas – F. Dias com falha momentânea de 100 ms em Estreito e 64 ms nos demais elos. Cenário 2 (Fluxo no elo CCAT Belo Monte 8.000 MW). Carga pesada. Chegada de 1 Bipolo na SE T. Minas e 1 Bipolo na SE T. Rio.

Deste modo, considerando uma análise preliminar de estabilidade do sistema, para defeitos na rede receptora com perda de linha de transmissão, mantendo-se a falha de comutação simultânea na estação próxima a falta por 100 ms e nas demais estações inversoras por 4 ciclos (64 ms) os sistema apresenta-se estável apesar de acarretar afundamentos na rede receptora, próximo a malha de 440 kV.

Considerando-se a possibilidade condições operativas mais adversas onde os níveis de curto-circuito possam estar ainda mais reduzidos e levando-se em conta a concentração dos pontos de entrega da potência CC eletricamente próximos a elos existentes, este aspecto deverá ser avaliado em maior profundidade na fase de detalhamento da alternativa, quando serão feitas simulações com ferramentas ciclo a ciclo, como o ATP.

8.8 Principais Constatações

8.8.1 Cenário de Máxima Exportação do Norte para Região Sudeste

Para possibilitar praticar os intercâmbios solicitados pela área energética, recebimento do Sudeste de 12.300 MW a partir do ano 2020, verificou-se necessidade de 1 CE em Fernão Dias, 1 CE Bauru e 1 CE em Luziânia. Uma das emergências críticas é a perda da LT 500 kV Estreito-Itabirito que acarreta falha momentânea do Bipolo que chega ao Terminal Minas.

No patamar de carga leve considerando os 2 Bipolos, foram observadas afundamentos de tensão na interligação Norte-Sul e nas subestações Luziânia e Paracatu. Contudo, não se identifica necessidade de suporte de tensão adicional ao previsto (CE Luziânia) durante as emergências críticas.

Com a presença de 1 Bipolo, no cenário Norte exportador, uma das contingências mais críticas é a perda da LT 500 kV Estreito-Itabirito. Observou-se necessidade de antecipar o CE Luziânia (-150/300 Mvar) nesta emergência de modo a possibilitar recebimento do Sudeste da ordem de 7.400 MW no patamar de carga pesada e 7.100 MW no patamar de carga leve.

8.8.2 Cenário de Máxima Importação da Região Norte

A emergência limitante da exportação da região Sudeste para a região Norte/Nordeste é a perda da LT 500 kV Itumbiara-Samambaia. No cenário extremo, importação da região Norte de cerca de 8.000 MW (importação do Norte/Nordeste de 10.000 MW), observou-se nesta emer-

gência perfil de tensão na malha de 345 kV, principalmente na SE 345 kV Bandeirantes, valores próximos aos limites mínimos estabelecidos.

No cenário de máxima importação da Região Norte, na perda de um Bipolo, considerando sobrecarga de curta duração de cerca de 50% nos primeiros 5 segundos e 33% por 30 segundos, devido ao fluxo elevado na interligação N-S, observaram-se nas SE 345 kV de Samambaia, Brasília Sul e Bandeirantes níveis de tensão ligeiramente abaixo do limite aceitável (0,94 pu) quando finalizado o tempo sobrecarga dinâmica para valores da ordem de 10% (com duração por até 4 horas).

A potência acelerante nas máquinas térmicas da região Sudeste quando da ocorrência de faltas nas proximidades da SE Xingu 500 kV, é mais crítica na alternativa que chega um Bipolo na SE Estreito e um Bipolo na SE Nova Iguaçu, contudo não são observados valores acima de 60%.

8.8.3 Interações entre os Elos CCAT Existentes (Multi Infeed)

Nas avaliações de multi infeed, foram investigadas as possíveis interações dos elos CCAT propostos com os elos CCAT existentes na situação mais crítica, ou seja, defeito na rede receptora com perda de linha de transmissão, assumindo-se falha de comutação na estação inversora local durante todo o período de falta (100 ms) e falha de comutação nas estações inversoras remotas durante 4 ciclos (64 ms).

As avaliações dinâmicas preliminares realizadas nas condições mais adversas de intercâmbio as mostram que os sistema apresenta-se estável no patamar de carga pesada.

9. ANÁLISES DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL A 60 HZ

Este item apresenta os resultados dos estudos de sobretensões à frequência industrial, realizados com o objetivo de verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão que será implantada, indicando se há necessidade adicional de reatores na linha de transmissão para permitir a energização.

Nas análises considerou-se o cenário pessimista com fluxo reduzido nas linhas de transmissão da região em análise, ou seja, condição de carga leve e patamar de geração reduzido, conforme apresentado na Figura 189 a Figura 190.

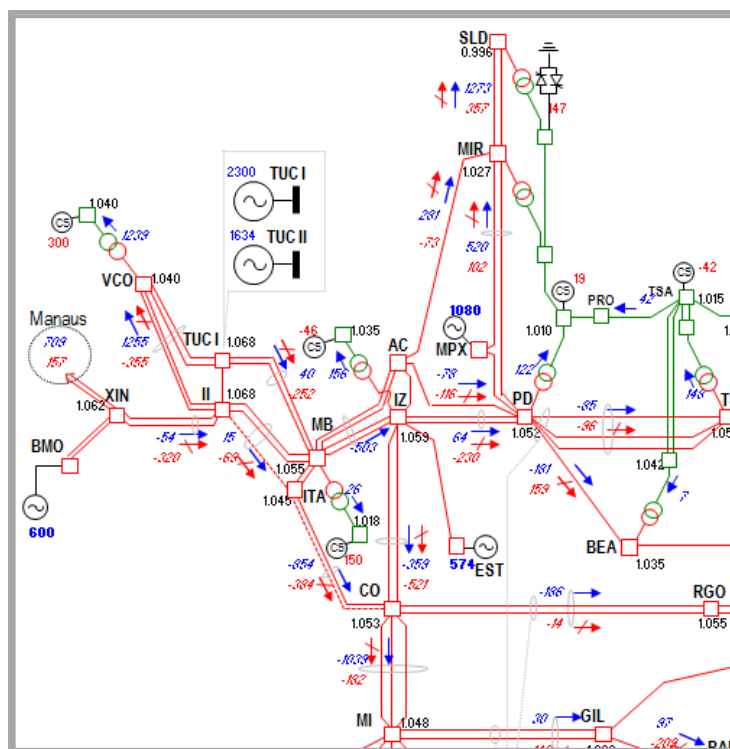


Figura 189 – Fluxo reduzido na interligação Norte/Sul. Ano 2016. Carga leve. Configuração inicial.

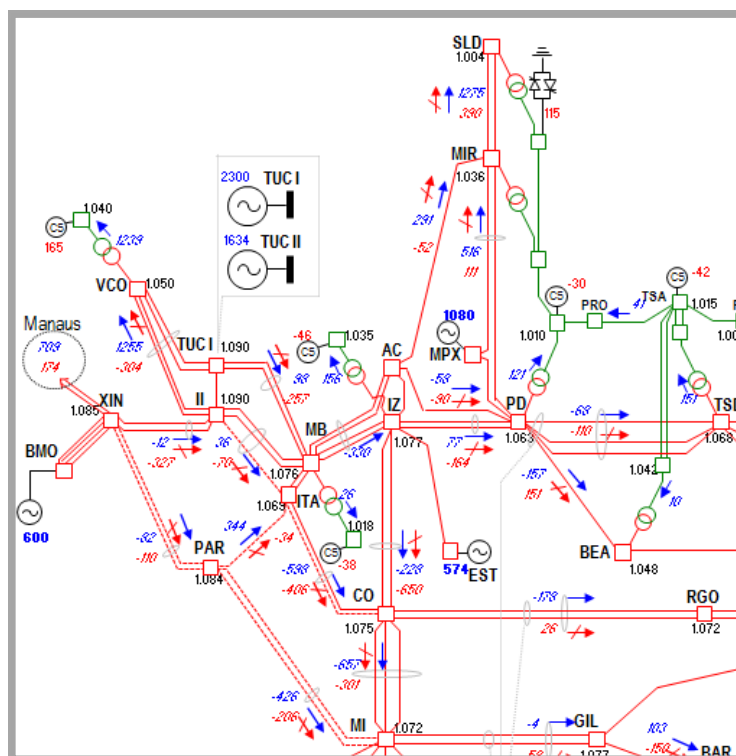


Figura 190 – Fluxo reduzido na interligação Norte/Sul. Ano 2016. Carga leve. Configuração com as linhas em corrente alternada previstas no trecho Xingu-Miracema.

Considerou-se a energização a partir de qualquer um de seus terminais. Durante o processo de energização não foi admitida variação de tensão superior a 5% em nenhuma subestação.

9.1 Energização

9.1.1 Sistema AC da Região Norte

Foram simuladas energizações em regime permanente em cada linha de transmissão do trecho Xingu – Parauapebas – Miracema.

A análise foi efetuada considerando a configuração de reatores proposta nas avaliações de desempenho em regime permanente, conforme Figura 191.

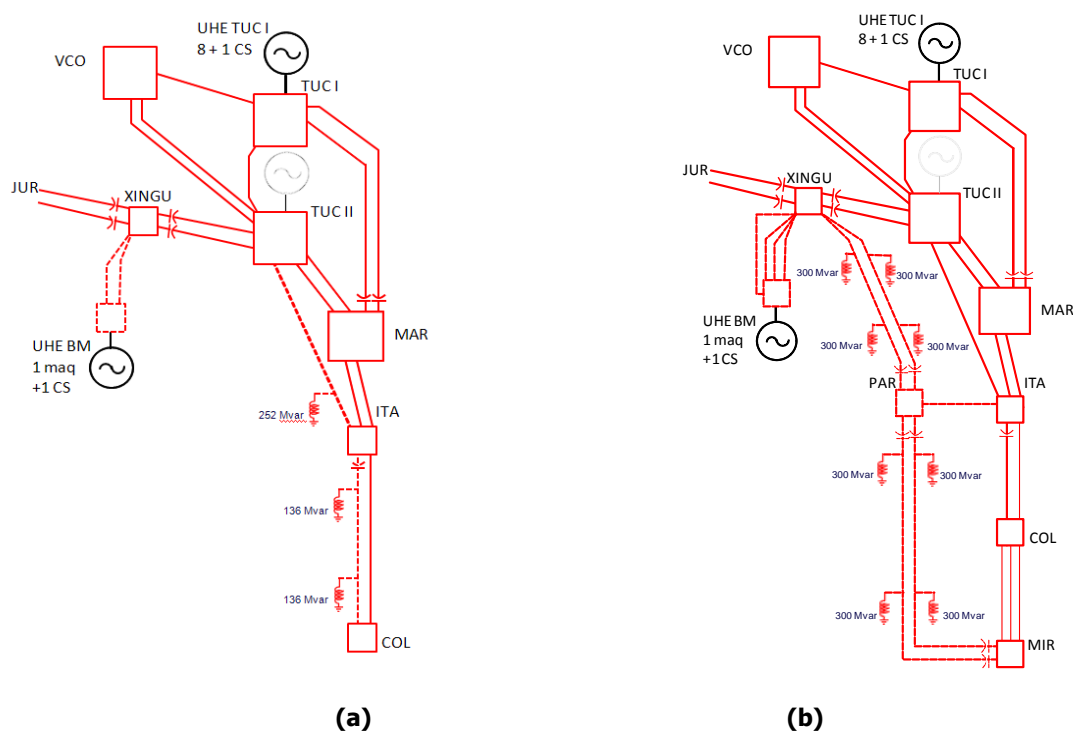


Figura 191 – Configuração de reatores prevista. (a) Configuração inicial e (b) Configuração com as linhas em corrente alternada previstas no trecho Xingu-Miracema.

Foram analisadas também condições de pré-chaveamento mais desfavoráveis para o estudo de desempenho do perfil de tensão em regime permanente na ocorrência das energizações.

- LT 500 kV Tucuruí Etapa II-Itacaiúnas

A Figura 192 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós-energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Itacaiúnas de 1,062pu.

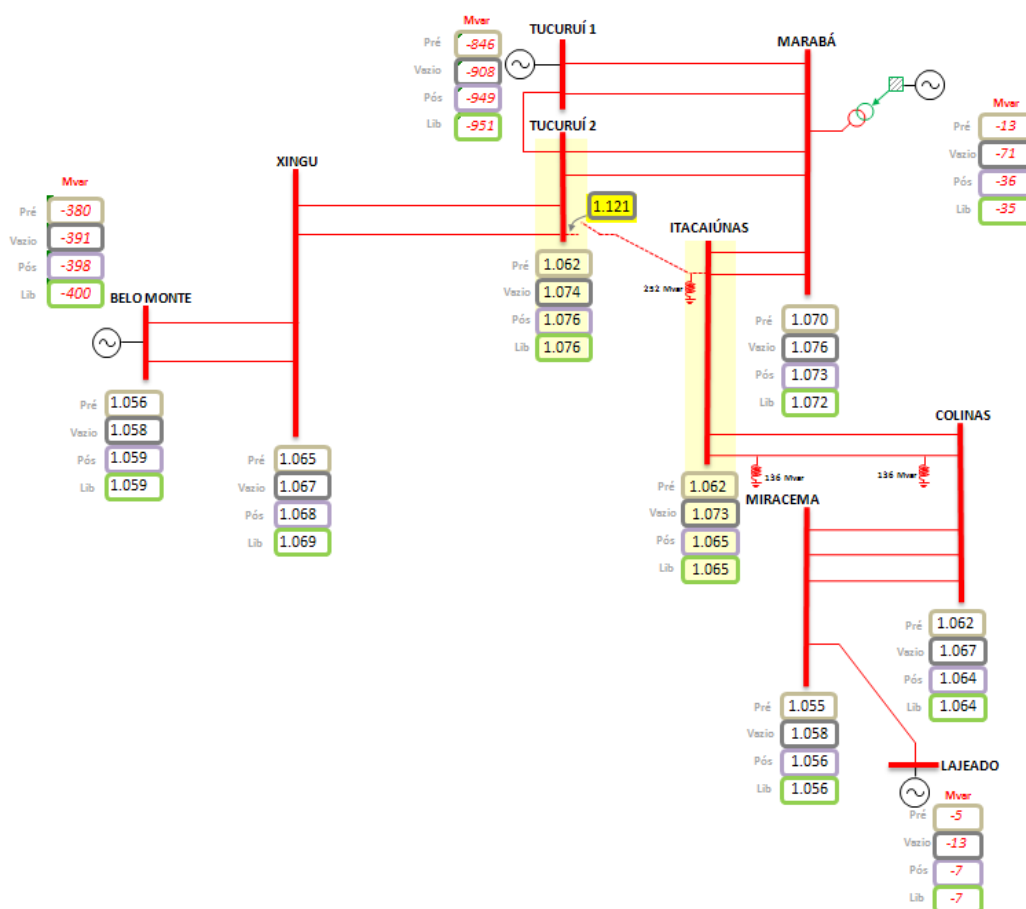


Figura 192 - Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Itacaiúnas.

A Tabela 53 e Tabela 54 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Itacaiúnas.

Tabela 53 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Itacaiúnas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.039	1.040	1.040	1.040	Tucuruí	1.000	1.002	1.004	1.000
Jurupari	1.047	1.049	1.050	1.051	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.068	1.072	1.070	1.070	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.065	1.069	1.066	1.066	Itacaiúnas	1.040	1.040	1.040	1.040
P.Dutra	1.058	1.060	1.058	1.059	Imperatriz	1.035	1.038	1.036	1.035
R. Éguas	1.075	1.077	1.076	1.076	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.065	1.068	1.066	1.066	Jurupari	1.020	1.021	1.022	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,3\%$ em Itacaiúnas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,2\%$ em Tucuruí 500 kV

Tabela 54 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Itacaiúnas.

Dados de geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-256	-276	-290	-290
Tucuruí CS2	-171	-184	-193	-194
Tucuruí CS3	-266	-287	-300	-301
Tucuruí CS4	-153	-161	-166	-166
V. Conde CS	261	239	224	224
Marabá CS	-13	-71	-36	-35
Imperatriz CS	-46	-58	-50	-46
P. Dutra CS	-7	-18	-11	-11

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 168,0 Mvar.

A Figura 193 a seguir ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Tucuruí Etapa II, com tensão pré-energização em torno de 1,062 pu.

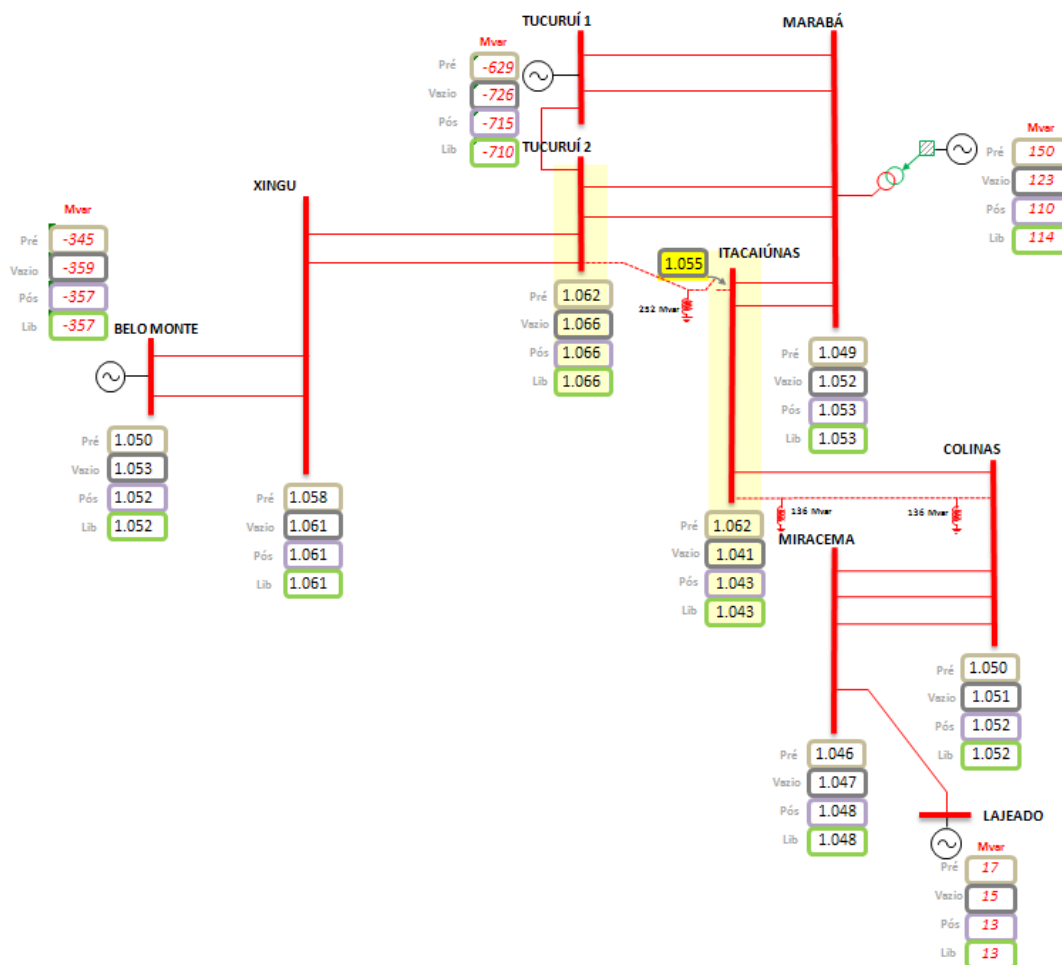


Figura 193 – Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Tucuruí Etapa II.

A Tabela 55 e Tabela 56, a seguir, apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Tucuruí Etapa II.

Tabela 55 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Tucuruí Etapa II.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V. Conde	1.033	1.034	1.034	1.034	Tucuruí	1.000	1.004	1.003	1.000
Jurupari	1.042	1.043	1.043	1.043	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.055	1.056	1.057	1.057	V. Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.050	1.052	1.053	1.053	Itacaiúnas	1.040	1.044	1.047	1.040
P. Dutra	1.049	1.050	1.051	1.051	Imperatriz	1.035	1.036	1.037	1.035
R. Éguas	1.071	1.072	1.072	1.072	P. Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.059	1.059	1.060	1.060	Jurupari	1.020	1.022	1.021	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,4\%$ em Tucuruí Etapa II 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,9\%$ em Itacaiúnas 500 kV

Tabela 56 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Tucuruí Etapa II – Itacaiúnas por Tucuruí Etapa II.

Dados de geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-185	-217	-213	-211
Tucuruí CS2	-123	-144	-142	-141
Tucuruí CS3	-195	-227	-223	-222
Tucuruí CS4	-126	-138	-137	-136
V. Conde CS	300	264	269	270
Marabá CS	150	123	110	114
Imperatriz CS	-46	-50	-53	-46
P. Dutra CS	30	26	23	23

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 154,0 Mvar.

▪ LT 500 kV Itacaiúnas–Colinas

A Figura 194 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), pós-energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Colinas de 1,062 pu.

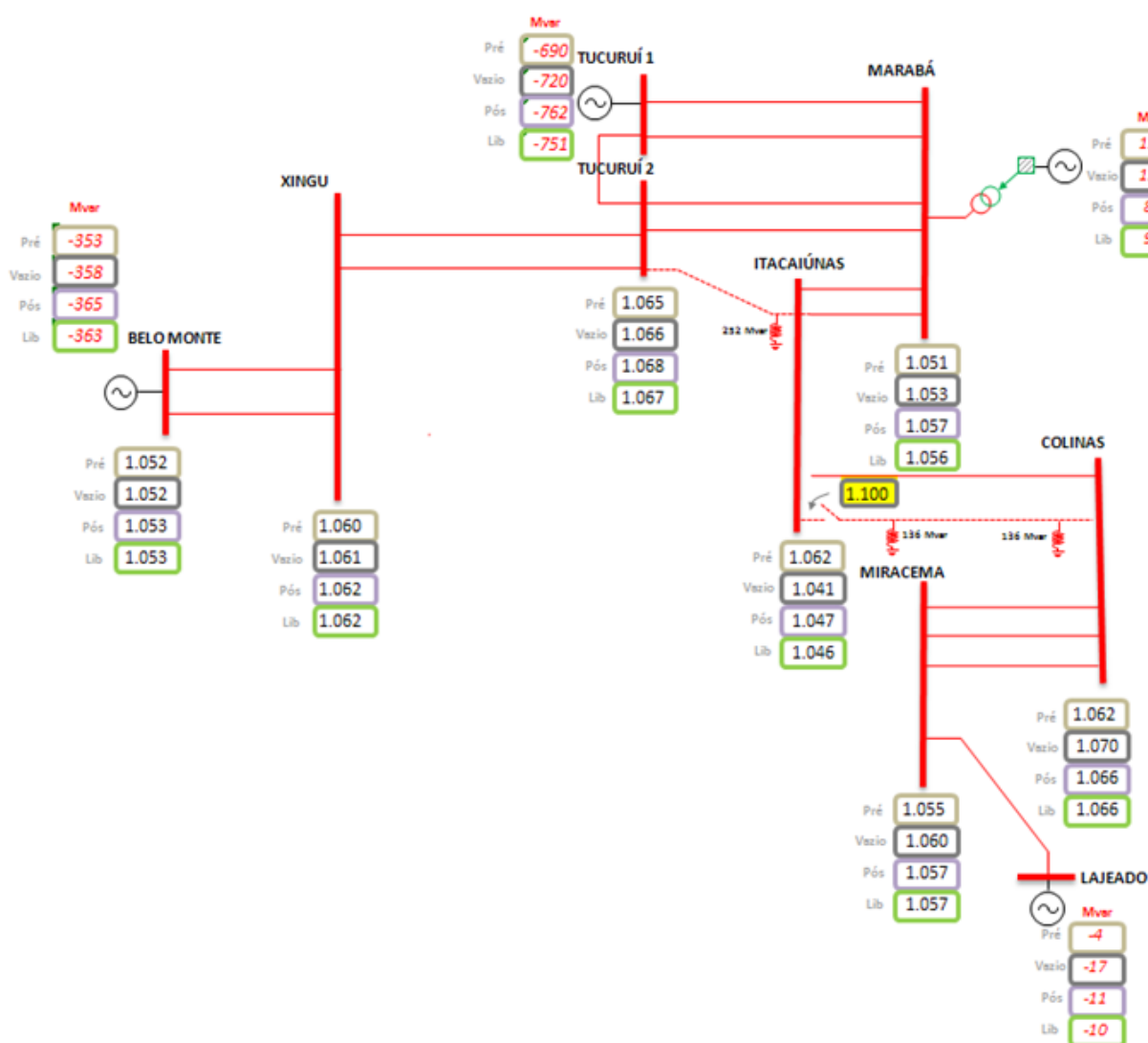


Figura 194 - Energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Colinas.

A Tabela 57 e Tabela 58, a seguir, apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Colinas.

Tabela 57 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Colinas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.036	1.036	1.037	1.037	Tucuruí	1.000	1.001	1.003	1.000
Jurupari	1.043	1.043	1.044	1.044	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.060	1.064	1.065	1.064	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.054	1.057	1.058	1.058	Itacaiúnas	1.040	1.045	1.054	1.040
P.Dutra	1.053	1.055	1.055	1.055	Imperatriz	1.035	1.038	1.038	1.035
R. Éguas	1.075	1.077	1.076	1.076	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.075	1.077	1.076	1.076	Jurupari	1.020	1.021	1.021	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,4\%$ em Colinas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,6\%$ em Itacaiúnas 500 kV

Tabela 58 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Colinas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-205	-215	-228	-225
Tucuruí CS2	-136	-143	-152	-150
Tucuruí CS3	-215	-225	-239	-235
Tucuruí CS4	-134	-137	-143	-141
V. Conde CS	300	288	273	277
Marabá CS	150	120	84	93
Imperatriz CS	-46	-59	-59	-46
P.Dutra CS	15	5	4	4

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 152,0 Mvar.

A Figura 195 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Itacaiúnas, com tensão pré-energização em torno de 1.052 pu.

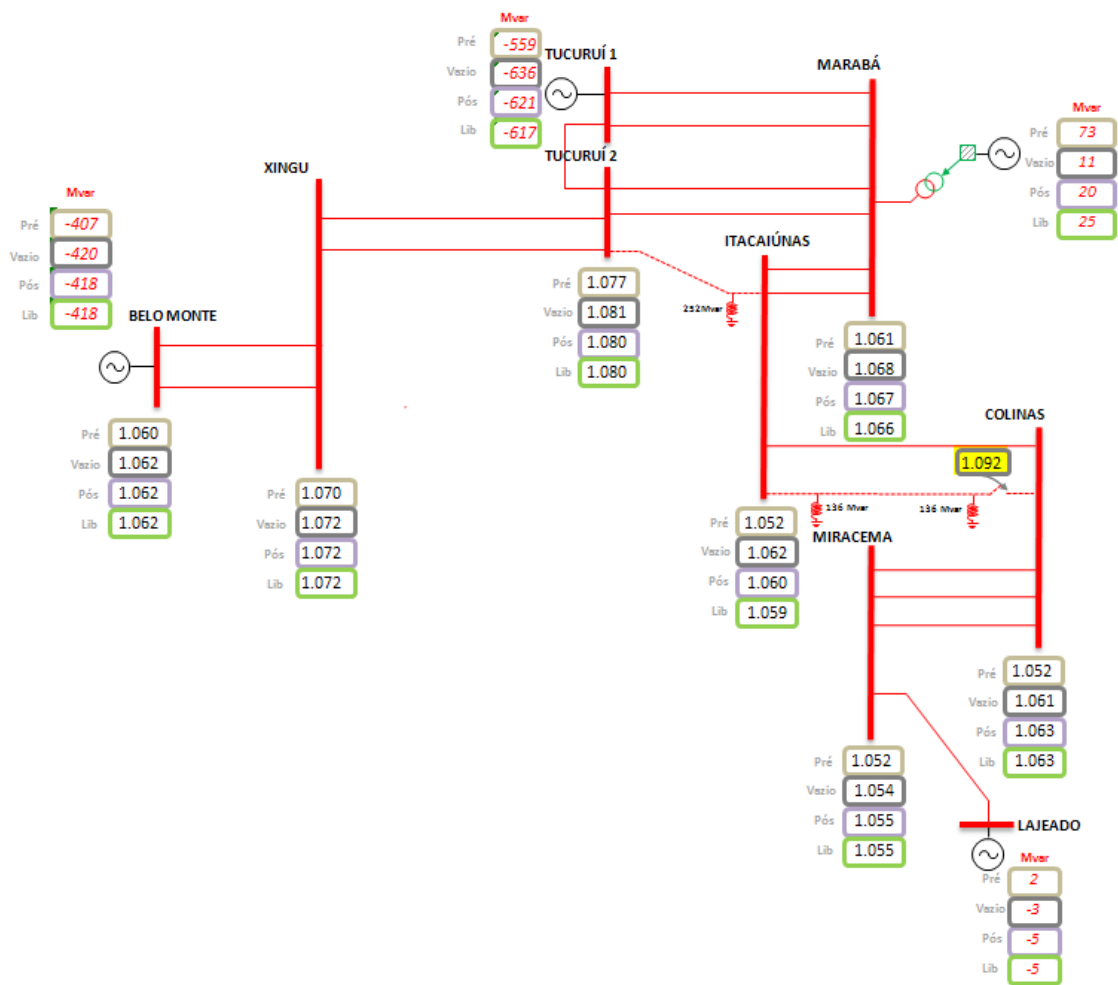


Figura 195 - Energização da LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas por Itacaiúnas.

As Tabela 59 e Tabela 60, a seguir, apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas por Itacaiúnas.

Tabela 59 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Itacaiúnas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.041	1.041	1.041	1.041	Tucuruí	1.000	1.003	1.002	1.000
Jurupari	1.052	1.054	1.054	1.054	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.062	1.066	1.067	1.067	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.058	1.062	1.063	1.063	Itacaiúnas	1.040	1.054	1.051	1.040
P.Dutra	1.054	1.056	1.056	1.057	Imperatriz	1.035	1.038	1.039	1.035
R. Éguas	1.074	1.075	1.075	1.076	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.063	1.065	1.065	1.066	Jurupari	1.020	1.022	1.021	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,7\%$ em Itacaiúnas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,1\%$ em Colinas 500 kV

Tabela 60 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas por Itacaiúnas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-142	-167	-162	-161
Tucuruí CS2	-94	-111	-108	-107
Tucuruí CS3	-152	-177	-172	-171
Tucuruí CS4	-171	-181	-179	-178
V. Conde CS	209	183	187	189
Marabá CS	73	11	20	25
Imperatriz CS	-46	-57	-59	-46
P.Dutra CS	9	0	-2	-3

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 138,0 Mvar.

▪ LT 500 kV Xingu– Parauapebas

A Figura 196 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Parauapebas de 1,068 pu.

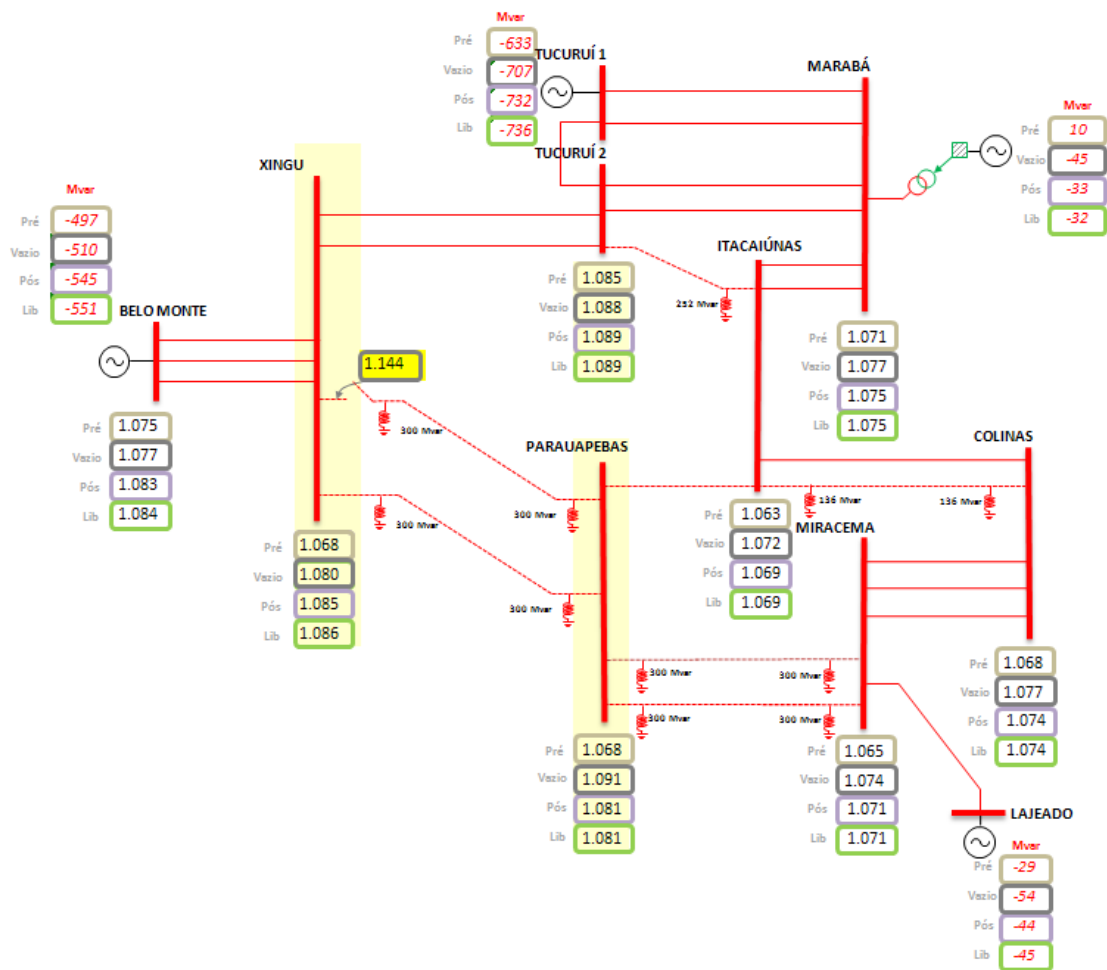


Figura 196 - Energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Parauapebas.

A Tabela 61 e Tabela 62, a seguir, apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Parauapebas.

Tabela 61 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Parauapebas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.049	1.050	1.050	Tucuruí	1.000	1.003	1.004	1.000
Jurupari	1.059	1.061	1.066	1.068	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.072	1.077	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.072	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.052	1.049	1.040
P.Dutra	1.060	1.063	1.062	1.062	Imperatriz	1.035	1.039	1.038	1.035
R. Éguas	1.080	1.084	1.082	1.082	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.072	1.079	1.076	1.076	Jurupari	1.020	1.022	1.026	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,3\%$ em Parauapebas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,8\%$ em Xingu 500 kV

Tabela 62 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Parauapebas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-161	-185	-194	-195
Tucuruí CS2	-107	-124	-129	-130
Tucuruí CS3	-171	-195	-203	-205
Tucuruí CS4	-194	-203	-206	-206
V. Conde CS	204	179	171	169
Marabá CS	10	-45	-33	-32
Imperatriz CS	-46	-62	-57	-46
P.Dutra CS	-17	-31	-27	-28

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 191,00 Mvar

A Figura 197 – **Energização LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Xingu.**, a seguir, ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Xingu, com tensão pré-energização em torno de 1,077pu.

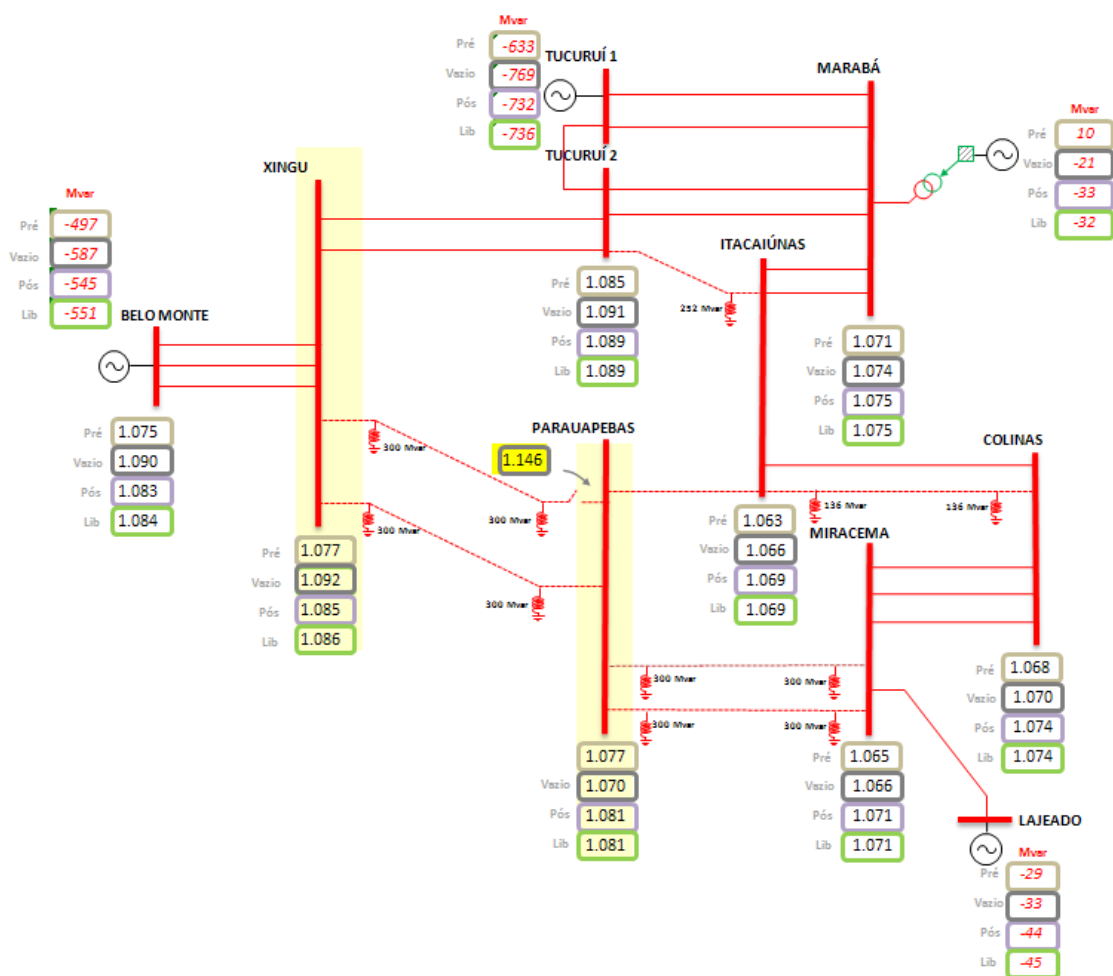


Figura 197 – Energização LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Xingu.

A Tabela 63 e Tabela 64 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Xingu.

Tabela 63 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Xingu.

Nome	Barras de 500 kV				Nome	Barras de 230 kV			
	Pré	Vazio	Pós	Lib		Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.050	1.050	1.050	Tucuruí	1.000	1.005	1.004	1.000
Jurupari	1.059	1.072	1.066	1.068	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.072	1.074	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.069	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.045	1.049	1.040
P.Dutra	1.060	1.061	1.062	1.062	Imperatriz	1.035	1.037	1.038	1.035
R. Éguas	1.080	1.080	1.082	1.082	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.072	1.073	1.076	1.076	Jurupari	1.020	1.031	1.026	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,9\%$ em Xingu 500 kV
 $\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,4\%$ em Parauapebas 500 kV

Tabela 64 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Xingu – Parauapebas por Xingu.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-161	-206	-194	-195
Tucuruí CS2	-107	-137	-129	-130
Tucuruí CS3	-171	-216	-203	-205
Tucuruí CS4	-194	-210	-206	-206
V. Conde CS	204	158	171	169
Marabá CS	10	-21	-33	-32
Imperatriz CS	-46	-52	-57	-46
P.Dutra CS	-17	-22	-27	-28

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 191,0 Mvar.

- LT 500 kV Parauapebas-Miracema

A Figura 198 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Parauapebas de 1,070 pu.

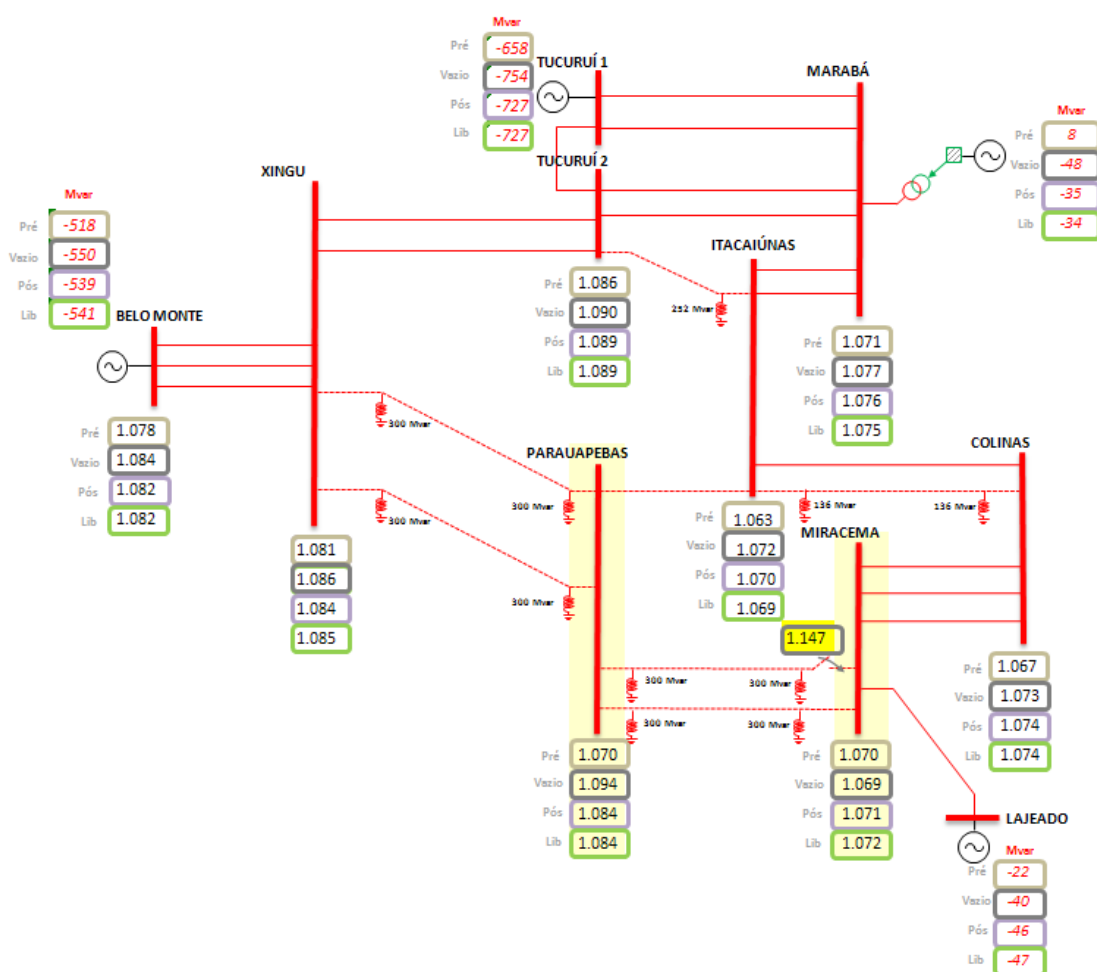


Figura 198 - Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Parauapebas.

A Tabela 65 e Tabela 66 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Parauapebas - Miracema por Parauapebas.

Tabela 65 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Parauapebas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.050	1.049	1.049	Tucuruí	1.000	1.003	1.003	1.000
Jurupari	1.063	1.067	1.066	1.066	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.071	1.076	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.071	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.052	1.049	1.040
P.Dutra	1.059	1.062	1.062	1.063	Imperatriz	1.035	1.039	1.039	1.035
R. Éguas	1.078	1.081	1.082	1.083	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.070	1.075	1.076	1.077	Jurupari	1.020	1.024	1.022	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,4\%$ em Parauapebas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,2\%$ em Miracema 500 kV

Tabela 66 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Parauapebas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-169	-201	-192	-192
Tucuruí CS2	-113	-134	-128	-128
Tucuruí CS3	-179	-211	-202	-202
Tucuruí CS4	-197	-208	-205	-205
V. Conde CS	196	163	173	173
Marabá CS	8	-48	-35	-34
Imperatriz CS	-46	-60	-60	-46
P.Dutra CS	-15	-28	-28	-29

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 148,0 Mvar.

A Figura 199 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Miracema, com tensão pré-energização em torno de 1,062 pu.

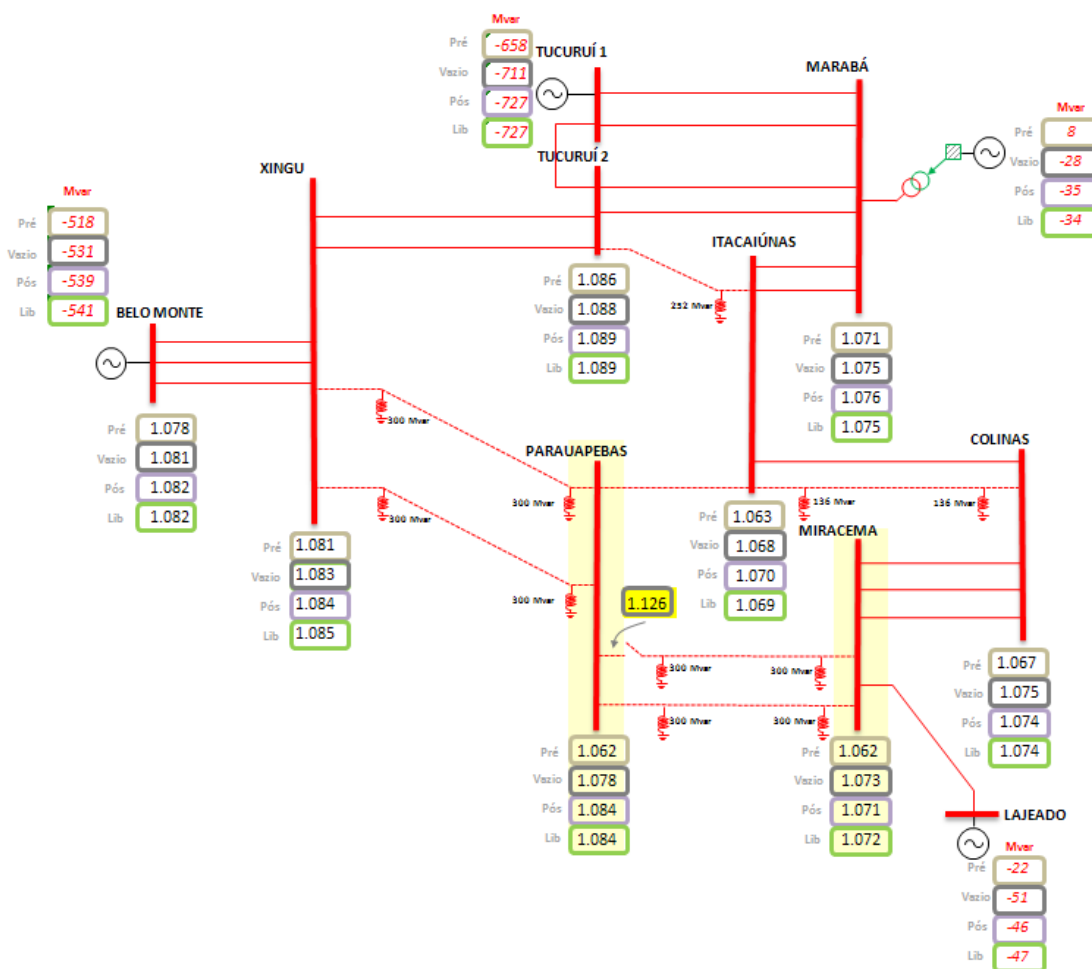


Figura 199 - Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Miracema.

A Tabela 67 e Tabela 68 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Parauapebas - Miracema por Miracema.

Tabela 67 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Miracema.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.049	1.049	1.049	Tucuruí	1.000	1.002	1.003	1.000
Jurupari	1.063	1.065	1.066	1.066	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.071	1.076	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.071	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.047	1.049	1.040
P.Dutra	1.059	1.062	1.062	1.063	Imperatriz	1.035	1.039	1.039	1.035
R. Éguas	1.078	1.083	1.082	1.083	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.070	1.078	1.076	1.077	Jurupari	1.020	1.022	1.022	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,0\%$ em Miracema 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 2,2\%$ em Parauapebas 500 kV

Tabela 68 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Miracema por Miracema.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-169	-187	-192	-192
Tucuruí CS2	-113	-124	-128	-128
Tucuruí CS3	-179	-197	-202	-202
Tucuruí CS4	-197	-203	-205	-205
V. Conde CS	196	178	172	173
Marabá CS	8	-28	-35	-34
Imperatriz CS	-46	-60	-60	-46
P.Dutra CS	-15	-27	-28	-29

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 148,0 Mvar.

- LT 500 kV Parauapebas-Itacaiúnas

A Figura 200 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Parauapebas de 1,086 pu.

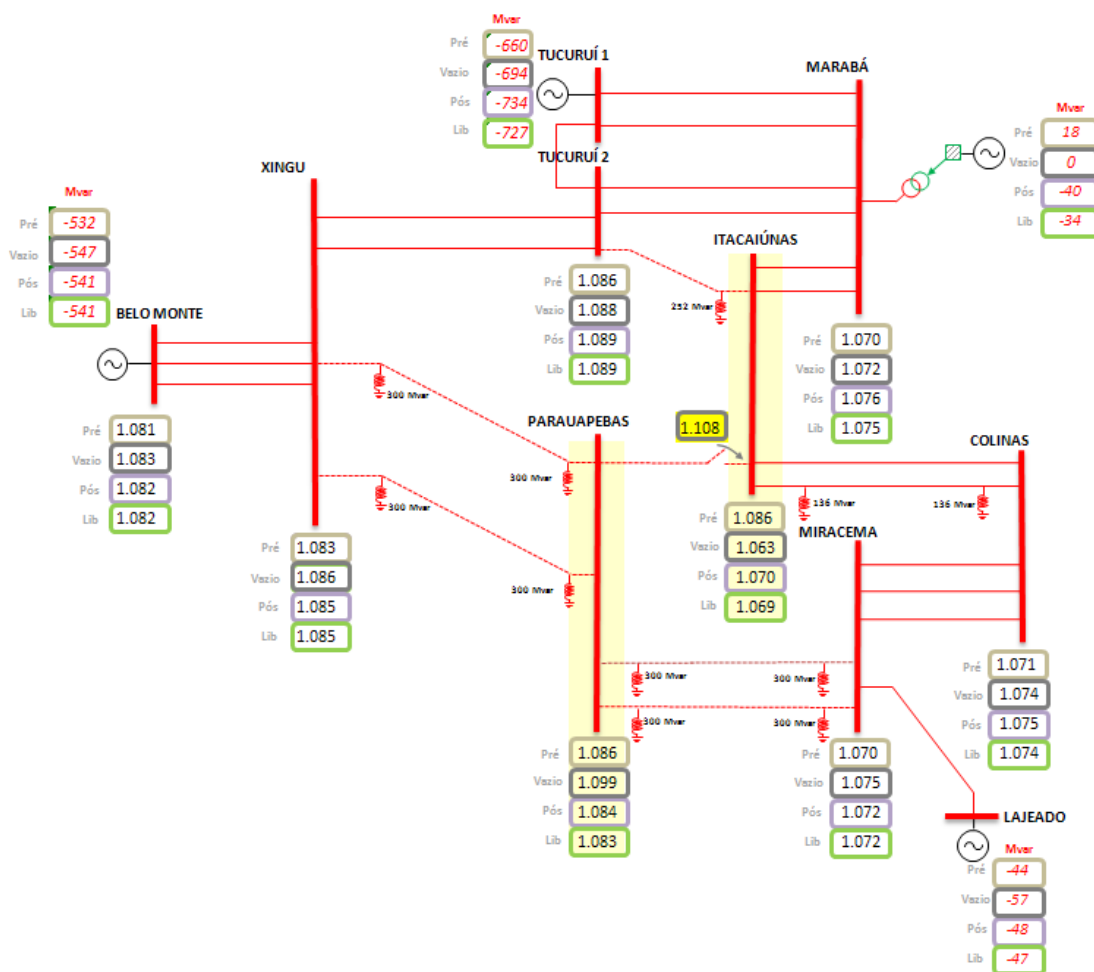


Figura 200 - Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Parauapebas.

A Tabela 69 e Tabela 70 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas por Parauapebas.

Tabela 69 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Parauapebas.

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.049	1.050	1.049	Tucuruí	1.000	1.001	1.003	1.000
Jurupari	1.065	1.067	1.066	1.066	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.073	1.075	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.069	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.043	1.053	1.040
P.Dutra	1.060	1.061	1.062	1.063	Imperatriz	1.035	1.037	1.038	1.035
R. Éguas	1.082	1.084	1.083	1.083	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.076	1.079	1.077	1.077	Jurupari	1.020	1.022	1.021	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,3\%$ em Parauapebas 500 kV
 $\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,7\%$ em Itacaiúnas 500 kV

Tabela 70 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Parauapebas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-170	-181	-194	-192
Tucuruí CS2	-113	-121	-130	-128
Tucuruí CS3	-180	-191	-204	-202
Tucuruí CS4	-197	-201	-206	-205
V. Conde CS	195	184	170	173
Marabá CS	18	0	-40	-34
Imperatriz CS	-46	-52	-58	-46
P.Dutra CS	-19	-25	-30	-29

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 151,0 Mvar.

A Figura 201 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Itacaiúnas, com tensão pré-energização em torno de 1,061 pu.

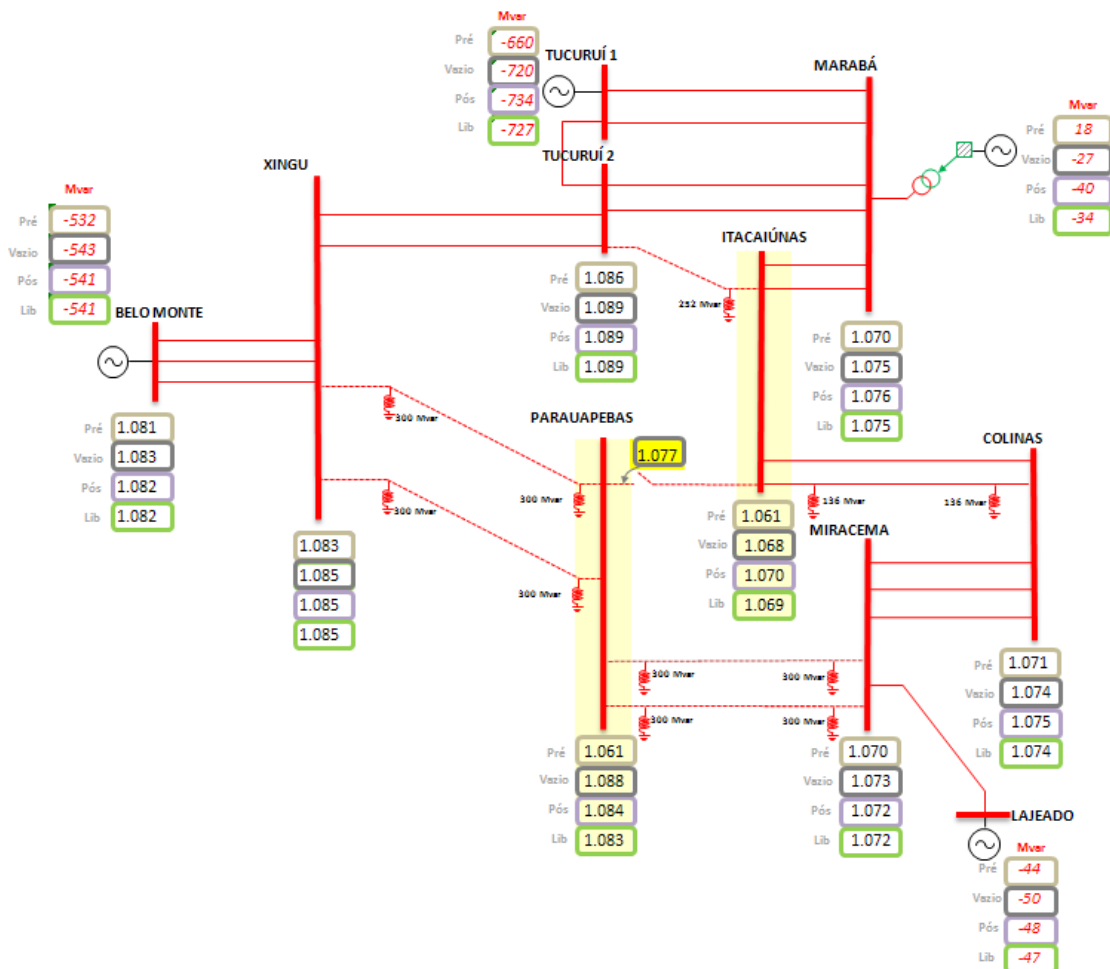


Figura 201 - Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Itacaiúnas.

A Tabela 71 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Itacaiúnas e Tabela 72 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas por Itacaiúnas.

Tabela 71 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Itacaiúnas

Barras de 500 kV					Barras de 230 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib	Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
V.Conde	1.049	1.049	1.050	1.049	Tucuruí	1.000	1.002	1.003	1.000
Jurupari	1.065	1.067	1.066	1.066	Marabá	1.018	1.018	1.018	1.018
Imperatriz	1.073	1.076	1.076	1.076	V.Conde	1.040	1.040	1.040	1.040
Açailândia	1.067	1.070	1.071	1.071	Itacaiúnas	1.040	1.051	1.053	1.040
P.Dutra	1.060	1.062	1.062	1.063	Imperatriz	1.035	1.037	1.038	1.035
R. Éguas	1.082	1.083	1.083	1.083	P.Dutra	1.010	1.010	1.010	1.010
Gilbués	1.076	1.077	1.077	1.077	Jurupari	1.020	1.021	1.021	1.020

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,8\%$ em Itacaiúnas 500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 2,2\%$ em Parauapebas 500 kV

Tabela 72 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Parauapebas -Itacaiúnas por Itacaiúnas.

Geração de reativo (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Tucuruí CS1	-170	-190	-194	-192
Tucuruí CS2	-113	-126	-130	-128
Tucuruí CS3	-180	-200	-204	-202
Tucuruí CS4	-197	-204	-206	-205
V. Conde CS	195	175	170	173
Marabá CS	18	-27	-40	-34
Imperatriz CS	-46	-55	-58	-46
P.Dutra CS	-19	-27	-30	-29

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 151,0 Mvar.

9.1.2 Sistema em Corrente Alternada da Região Sudeste

- LT 500 kV Marimbondo II-Campinas

A Figura 202 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Marimbondo II de 1,068 pu.

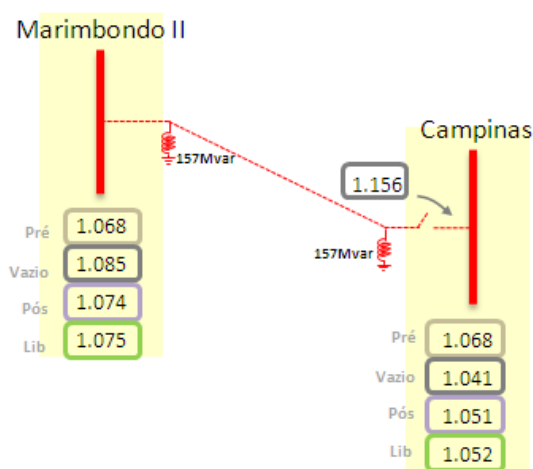


Figura 202 - Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Marimbondo II.

A Tabela 73 e Tabela 74 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Marimbondo II - Campinas por Marimbondo II.

Tabela 73 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Marimbondo II.

Nome	Barras de 500 kV			
	Pré	Vazio	Pós	Lib
ESTRE2	1.057	1.061	1.061	1.063
F.DIAS	1.034	1.037	1.040	1.041
ESTREI	1.056	1.059	1.059	1.061
ARARAQ	0.993	0.998	0.998	1.000
ITATIB	1.048	1.050	1.056	1.056
TAUBA2-	1.026	1.028	1.029	1.029
RVERDN-GO500	1.081	1.086	1.083	1.084
ASSIS-SP500	1.045	1.050	1.048	1.048

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,4 \% \text{ em Marimbondo II } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 2,0\% \text{ em Campinas } 500 \text{ kV}$$

Tabela 74 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Marimbondo II.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-87	-95	-94	-97
MARIMBON	-242	-320	-279	-282
S.SIMAO	-159	-196	-176	-178
ITATIB-SP500	284	264	210	202

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 151,0 Mvar.

A Figura 203 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Campinas, com tensão pré-energização em torno de 1,061 pu.

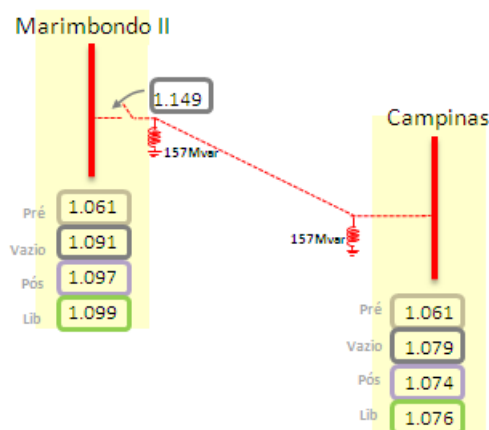


Figura 203 - Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Campinas.

A Tabela 75 e Tabela 76 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Campinas.

Tabela 75 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Campinas.

Barras de 500 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
ESTREITO 2	1.077	1.079	1.079	1.083
F.DIAS	1.056	1.062	1.060	1.062
ESTREITO	1.075	1.077	1.077	1.081
ARARAQUARA	1.053	1.057	1.057	1.062
ITATIB-SP500	1.066	1.074	1.072	1.073
TAUBA2-	1.043	1.045	1.045	1.046
RVERDN-GO500	1.087	1.088	1.089	1.090
ASSIS--SP500	1.063	1.065	1.065	1.067

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,1\%$ em Campinas500 kV

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 3,5\%$ em Marimbondo II 500 kV

Tabela 76 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Marimbondo II – Campinas por Campinas.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-320	-320	-320	-320
S.SIMAO	-213	-221	-230	-235
ITATIB-SP500	104	30	48	32

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 94,0 Mvar.

▪ LT 500 kV T. Minas-F. Dias

A Figura 204 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em Terminal Minas de 1,072 pu.

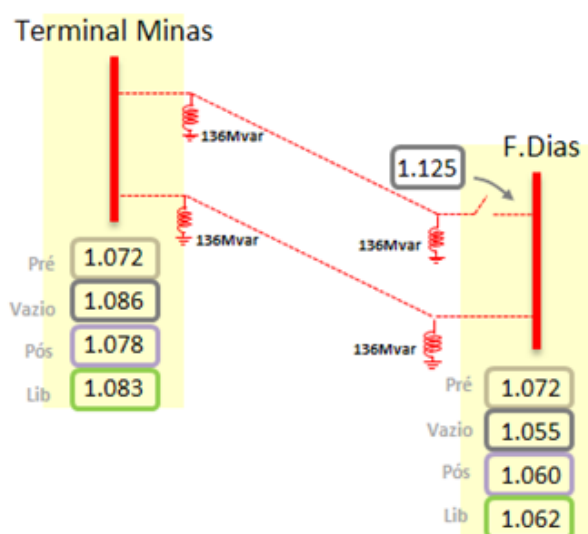


Figura 204 - Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por Terminal Minas.

A Tabela 77 e Tabela 78 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por Terminal Minas.

Tabela 77 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por Terminal Minas.

Barras de 500 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.070	1.083	1.076	1.081
Araraquara	1.053	1.055	1.056	1.060
Campinas	1.067	1.069	1.070	1.072
C.Paulista	1.048	1.049	1.050	1.051
Resende	1.045	1.046	1.048	1.049
CSN	1.034	1.035	1.036	1.037
Angra	1.025	1.025	1.026	1.026
N.Ponte	1.077	1.083	1.080	1.082
Marimbon	1.090	1.093	1.093	1.095
S.Simão	1.080	1.082	1.082	1.083

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,9 \% \text{ em T.Minas } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,0\% \text{ em F.Dias } 500 \text{ kV}$$

Tabela 78 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por Terminal Minas.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-320	-320	-320	-320
S.SIMAO	-215	-230	-229	-236
ANGRA-1	72	70	68	66
ANGRA-2	140	136	130	127
ANGRA-3	120	114	106	101

$$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)} \text{ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: } 59,0 \text{ Mvar.}$$

A Figura 205 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por F.Dias, com tensão pré-energização em torno de 1,072 pu.

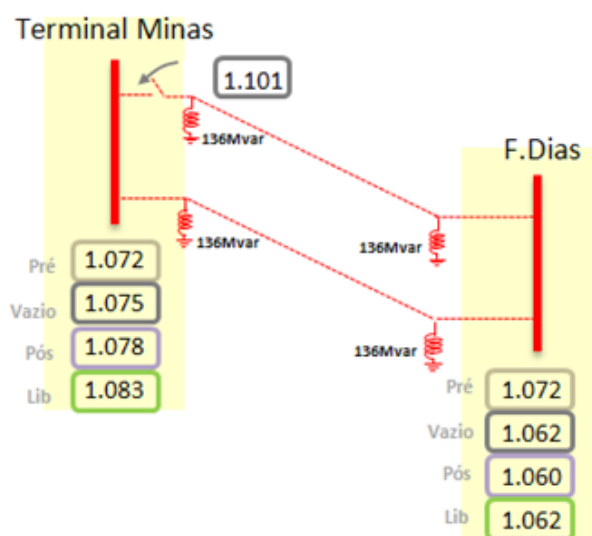


Figura 205 - Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por F.Dias.

A Tabela 79 e Tabela 80 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV Terminal Minas – F.Dias por F.Dias.

Tabela 79 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por F.Dias.

Barras de 500 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.070	1.073	1.076	1.081
Araraquara	1.053	1.057	1.056	1.060
Campinas	1.067	1.071	1.071	1.072
C.Paulista	1.048	1.051	1.050	1.051
Resende	1.045	1.048	1.048	1.049
CSN	1.034	1.036	1.036	1.037
Angra	1.025	1.026	1.026	1.026
N.Ponte	1.077	1.078	1.080	1.082
Marimbon	1.090	1.092	1.093	1.095
S.Simão	1.080	1.081	1.082	1.083

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,0 \% \text{ em F.Dias } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,1 \% \text{ em T.Minas } 500 \text{ kV}$$

Tabela 80 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV Terminal Minas - F.Dias por F.Dias.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-320	-320	-320	-320
S.SIMAO	-215	-222	-229	-235
ANGRA-1	72	68	68	66
ANGRA-2	140	130	130	127
ANGRA-3	120	106	106	101

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 58,0 Mvar.

▪ LT 500 kV F. Dias -T. Rio

A Figura 206 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em F.Dias de 1,059 pu.

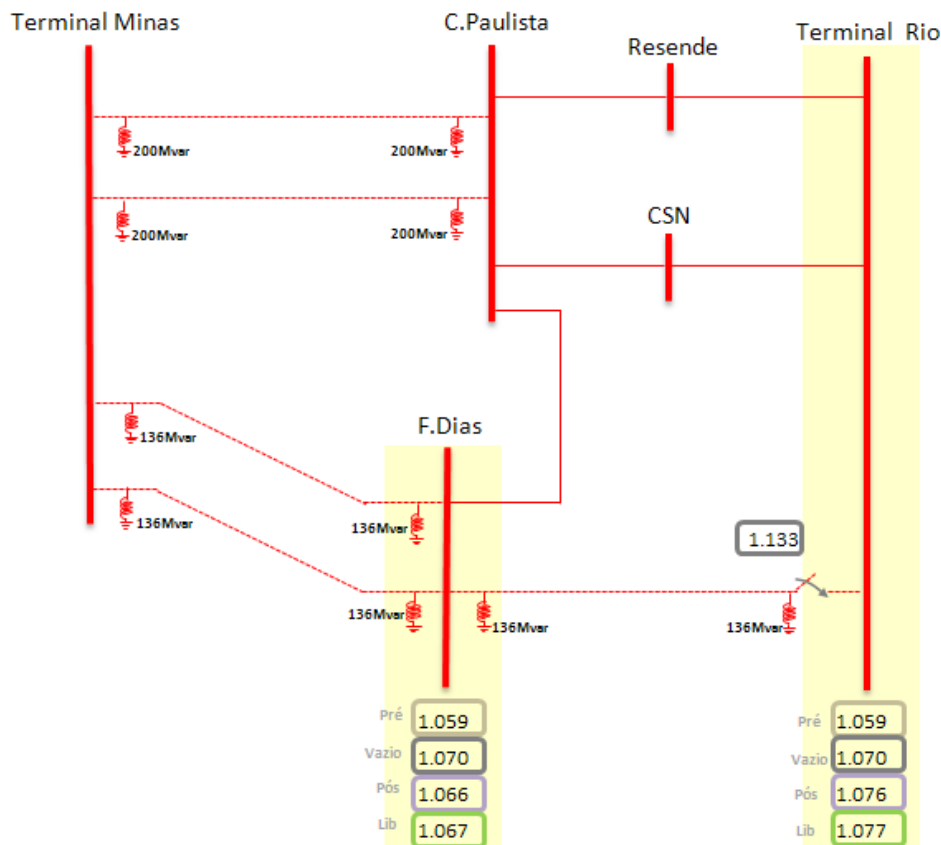


Figura 206 - Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por F.Dias.

A Tabela 81 e Tabela 82 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por F.Dias.

Tabela 81 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por F.Dias.

Barras de 500 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.083	1.086	1.086	1.089
Araraquara	1.009	1.013	1.012	1.016
Campinas	1.060	1.065	1.063	1.064
C.Paulista	1.083	1.086	1.088	1.089
Resende	1.081	1.084	1.087	1.088
CSN	1.071	1.073	1.077	1.078
Angra	1.058	1.059	1.061	1.062
N.Ponte	1.075	1.077	1.077	1.078
Marimbon	1.072	1.074	1.073	1.074
S.Simão	1.061	1.062	1.062	1.063

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,8 \% \text{ em F.Dias } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,8\% \text{ em T.Rio } 500 \text{ kV}$$

Tabela 82 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por F.Dias.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-74	-86	-84	-91
S.SIMAO	-135	-142	-143	-146
ANGRA-1	8	1	-9	-11
ANGRA-2	13	0	-22	-27
ANGRA-3	0	0	0	0
F.Dias	113	0	43	29

$$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)} \text{ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: } 171,0 \text{ Mvar.}$$

A Figura 207 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por T.Rio, com tensão pré-energização em torno de 1,068 pu.

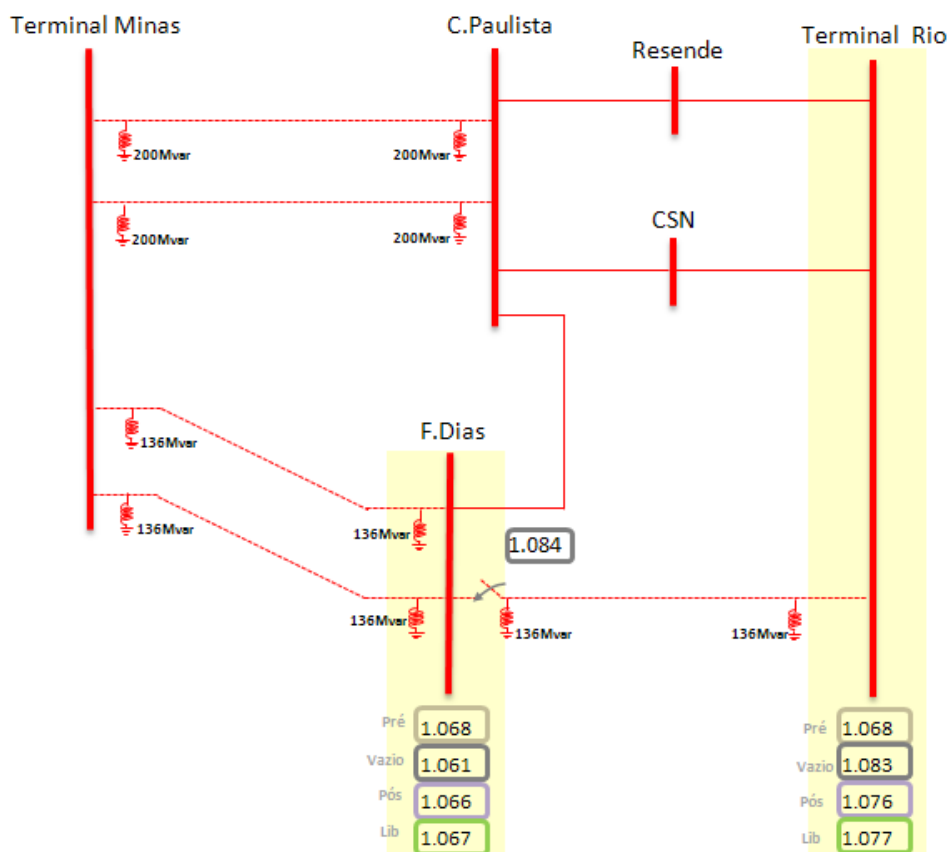


Figura 207 - Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por T.Rio.

A Tabela 83 e Tabela 84 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por T.Rio.

Tabela 83 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por T.Rio.

Nome	Barras de 500 kV			
	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.083	1.085	1.086	1.089
Araraquara	1.009	1.011	1.012	1.016
Campinas	1.060	1.061	1.063	1.064
C.Paulista	1.083	1.089	1.088	1.090
Resende	1.081	1.090	1.087	1.088
CSN	1.071	1.082	1.077	1.078
Angra	1.058	1.064	1.061	1.062
N.Ponte	1.075	1.077	1.077	1.078
Marimbon	1.072	1.073	1.073	1.074
S.Simão	1.061	1.062	1.062	1.063

$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,9\% \text{ em T.Rio } 500 \text{ kV}$
 $\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 0,1\% \text{ em F.Dias } 500 \text{ kV}$

Tabela 84 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV F.Dias – T.Rio por F.Dias.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-74	-80	-84	-91
S.SIMAO	-135	-139	-143	-146
ANGRA-1	8	-20	-9	-11
ANGRA-2	13	-45	-23	-28
ANGRA-3	0	0	0	0
F.Dias	113	93	45	31

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 170,0 Mvar.

▪ LT 500 kV T. Minas-Cachoeira Paulista

A Figura 208 ilustra as tensões nos barramentos no momento imediatamente anterior ao da energização da linha de transmissão de interesse, na situação pré-energização (Pré), Pós energização do primeiro terminal, ou seja, a linha de transmissão em vazio (Vazio), após energização da linha de transmissão quando se fecha o segundo terminal (Pós) e depois da atuação dos controladores de tape automático (Lib). Considerou-se o caso com tensão pré-energização em T.Minas de 1,078 pu.

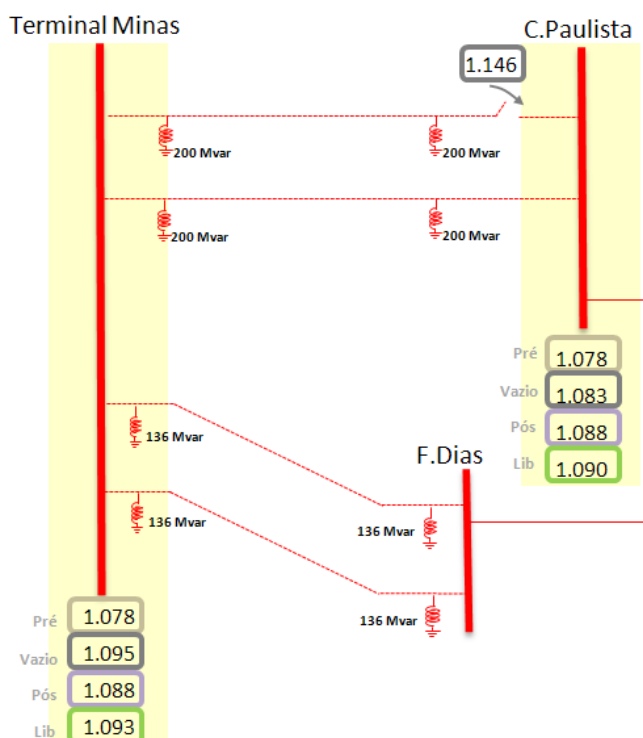


Figura 208 - Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por T.Minas.

A Tabela 85 e Tabela 86 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por T.Minas.

Tabela 85 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por T.Minas.

Barras de 500 kV				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.075	1.079	1.084	1.089
Araraquara	1.009	1.012	1.012	1.016
Campinas	1.061	1.063	1.063	1.064
C.Paulista	1.079	1.093	1.088	1.090
Resende	1.080	1.091	1.087	1.088
CSN	1.071	1.080	1.077	1.078
Angra	1.058	1.063	1.061	1.062
N.Ponte	1.073	1.074	1.077	1.078
Marimbon	1.071	1.073	1.073	1.074
S.Simão	1.061	1.062	1.062	1.063

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,5 \% \text{ em T.Minas } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,2\% \text{ em C.Paulista } 500 \text{ kV}$$

Tabela 86 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por T.Minas.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-72	-81	-83	-91
S.SIMAO	-132	-138	-141	-146
ANGRA-1	6	-17	-8	-11
ANGRA-2	10	-39	-20	-27
ANGRA-3	0	0	0	0
F.Dias	84	49	48	30

$$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)} \text{ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: } 141,0 \text{ Mvar.}$$

A Figura 209 ilustra as tensões nos barramentos que sofrem influência na energização por Cachoeira Paulista, com tensão pré-energização em torno de 1,079 pu.

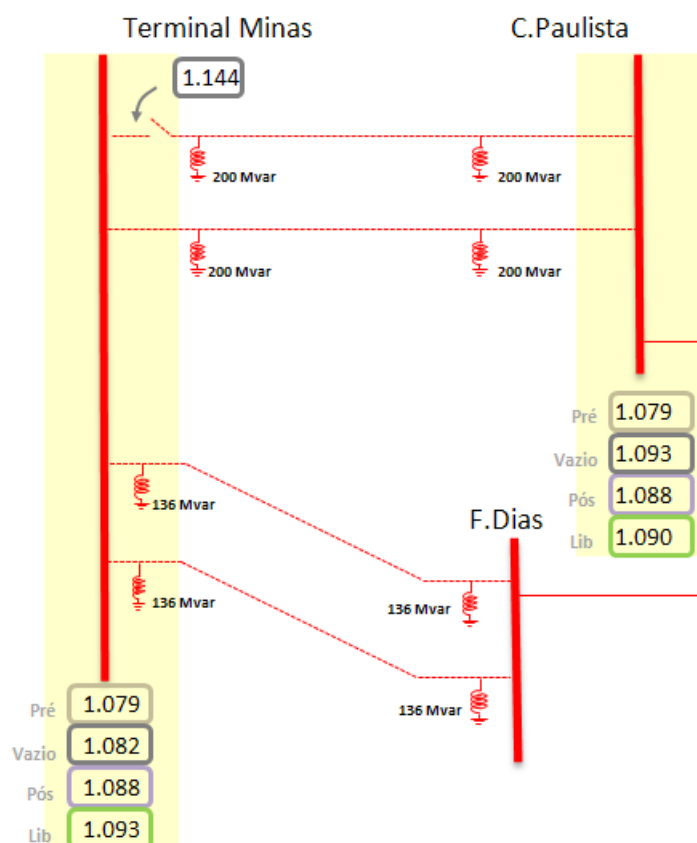


Figura 209 - Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por Cachoeira Paulista.

A Tabela 87 e Tabela 88 apresentam o perfil de tensão nas demais subestações da interligação e a geração de potência reativa dos equipamentos variáveis disponíveis durante a energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por Cachoeira Paulista.

Tabela 87 – Tensão nas SEs da interligação. Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por Cachoeira Paulista.

Nome	Barras de 500 kV			
	Pré	Vazio	Pós	Lib
Estreito	1.075	1.079	1.084	1.089
Araraquara	1.009	1.012	1.012	1.016
Campinas	1.061	1.063	1.063	1.064
C.Paulista	1.079	1.093	1.088	1.090
Resende	1.080	1.091	1.087	1.088
CSN	1.071	1.080	1.077	1.078
Angra	1.058	1.063	1.061	1.062
N.Ponte	1.073	1.074	1.077	1.078
Marimbon	1.071	1.073	1.073	1.074
S.Simão	1.061	1.062	1.062	1.063

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,1 \% \text{ em C.Paulista } 500 \text{ kV}$$

$$\Delta V_{(pré-energ \rightarrow Lib)} = 1,4\% \text{ em T.Minas } 500 \text{ kV}$$

Tabela 88 – Geração de potência reativa dos equipamentos de controle de tensão. Energização da LT 500 kV T.Minas – Cachoeira Paulista por Cachoeira Paulista.

Geração de reativos (Mvar)				
Nome	Pré	Vazio	Pós	Lib
N.PONTE	-100	-100	-100	-100
MARIMBON	-72	-81	-83	-91
S.SIMAO	-132	-138	-141	-146
ANGRA-1	6	-17	-8	-11
ANGRA-2	10	-39	-20	-27
ANGRA-3	0	0	0	0
F.Dias	84	49	48	30

$\Delta Q_{(pré-energ \rightarrow Lib)}$ Absorção total de potência reativa por controladores devido à energização: 141,0 Mvar.

9.2 Rejeição Simples

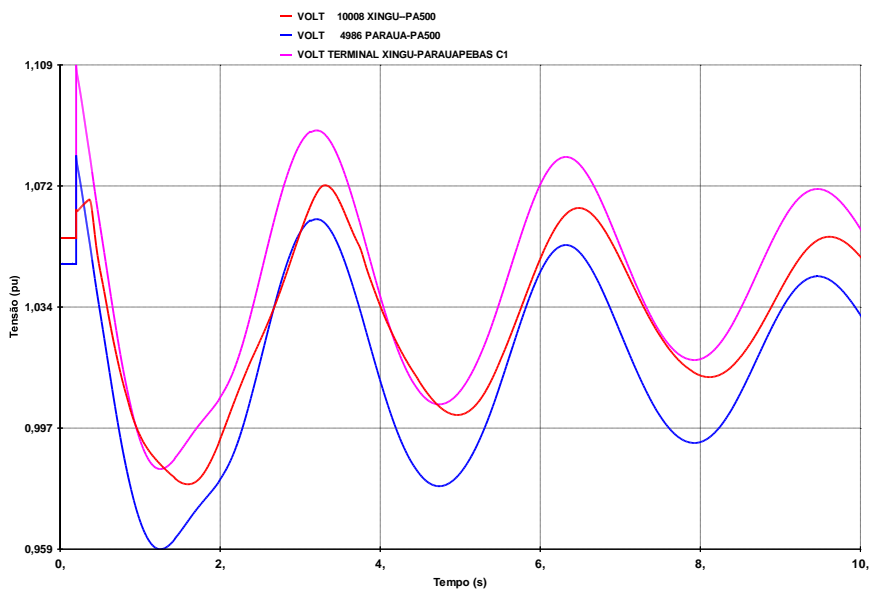
Para as LT da região Norte, foram realizadas análises de rejeição de carga no ano 2016, pata-mar de carga pesada, em que os fluxos nas linhas de transmissão CA estarão mais elevado e estarão fora de operação os reatores de barra.

Considerou-se intercâmbio de exportação do N-NE de cerca de 8.000 MW e N-SE 3.700 MW, de modo que os reatores de barra previstos de 500 kV estarão desligados, configurando-se desta forma condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

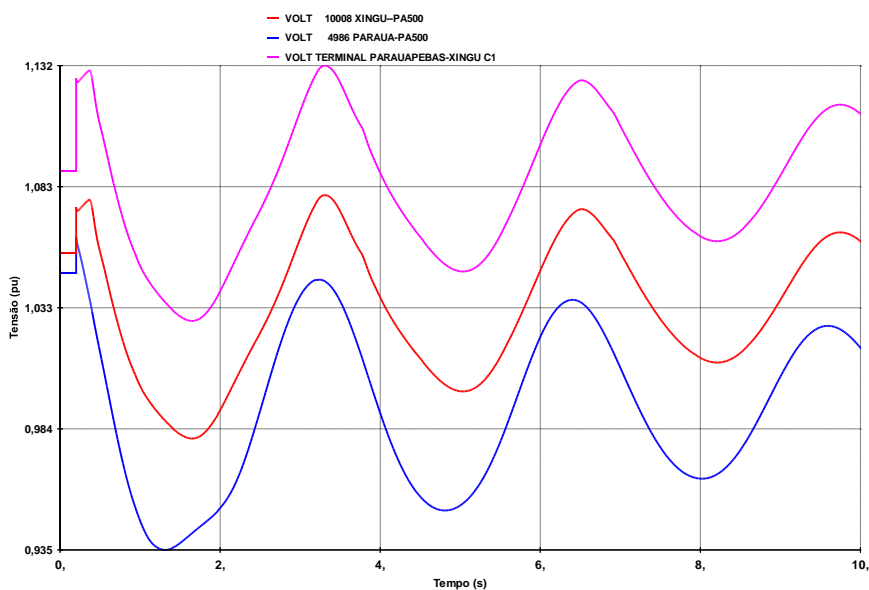
9.2.1 LT 500 kV Xingu-Parauapebas

A abertura deste trecho resulta em tensões sustentadas da ordem de 1,05 pu na subestação de Xingu e nos terminais da linha de cerca de 1,10 pu, quando da rejeição em Parauapebas.

A Figura 210 ilustra as sobretensões obtidas na SE Xingu, SE Parauapebas e nas extremidades da linha quando da abertura em um dos terminais da LT 500 kV Xingu-Parauapebas.



(a)



(b)

Figura 210 - Tensões na SE Xingu I, SE Parauapebas e no terminal da linha quando da abertura (a) em Xingu I e (b) em Parauapebas. Ano 2016.

A abertura deste trecho não acarreta sobretensões acima dos critérios estabelecidos.

9.2.2 LT 500 kV Parauapebas-Miracema

A abertura deste trecho, resulta em tensões sustentadas da ordem de 1,03 pu na subestação de Miracema e nos terminais da linha de cerca de 1,05 pu, quando da rejeição em Parauapebas.

A Figura 211 ilustra as sobretensões obtidas na SE Parauapebas, SE Miracema e nas extremidades da linha quando da abertura em um dos terminais da LT 500 kV Parauapebas-Miracema.

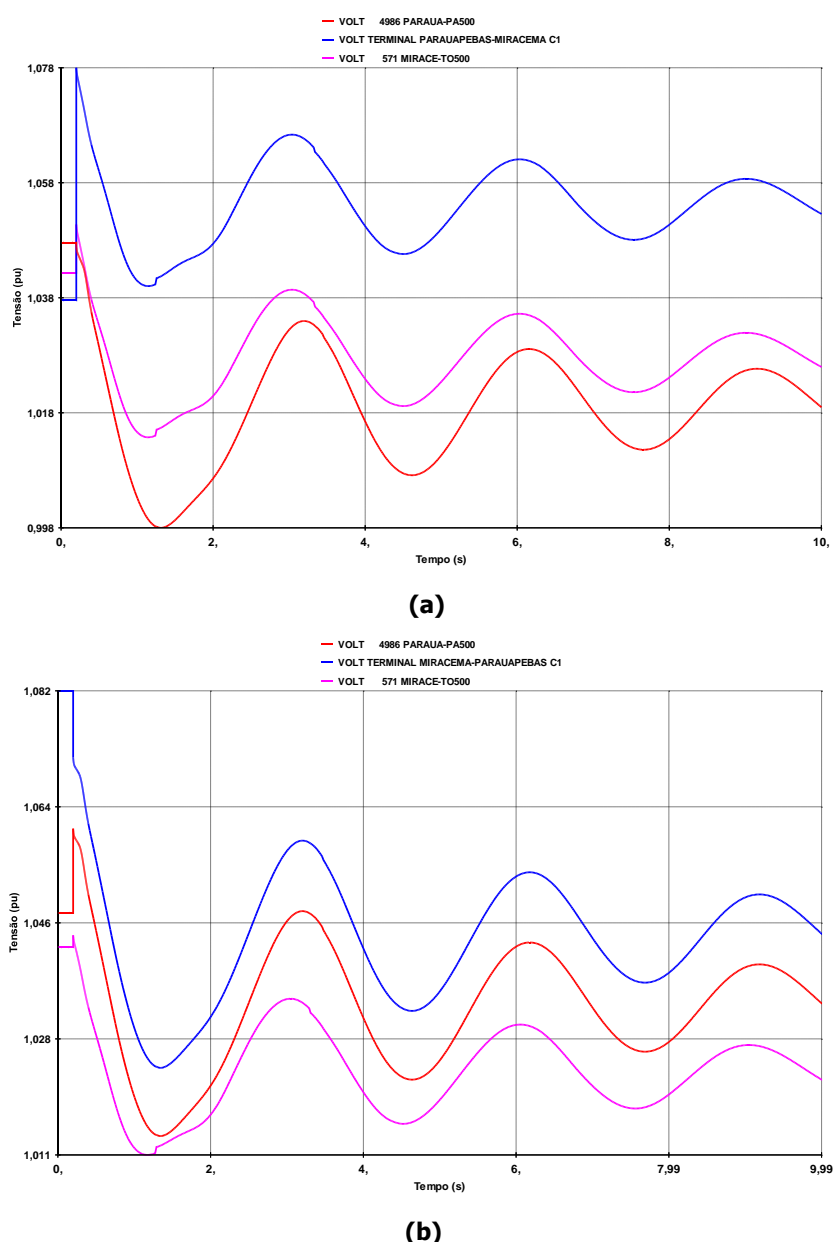


Figura 211 - Tensões na SE Parauapebas, SE Miracema e no terminal da linha quando da abertura (a) em Parauapebas e (b) em Miracema . Ano 2016.

A abertura deste trecho não acarreta sobretensões acima dos critérios estabelecidos.

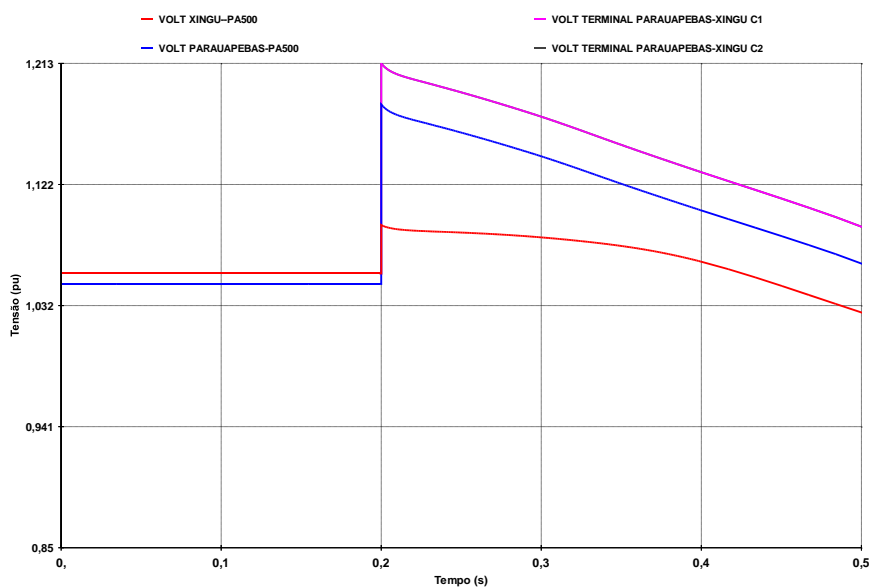
9.3 Rejeição Dupla

Apesar da baixa probabilidade de ocorrência considerou-se a abertura simultânea do terminal dos circuitos C1 e C2 do trecho Xingu-Miracema. Esta análise tem o intuito de observar possíveis sobretensões acima de 1.4 pu no sistema devido a esta contingência dupla, não tendo sido utilizado como parâmetro para dimensionamento da configuração de reatores.

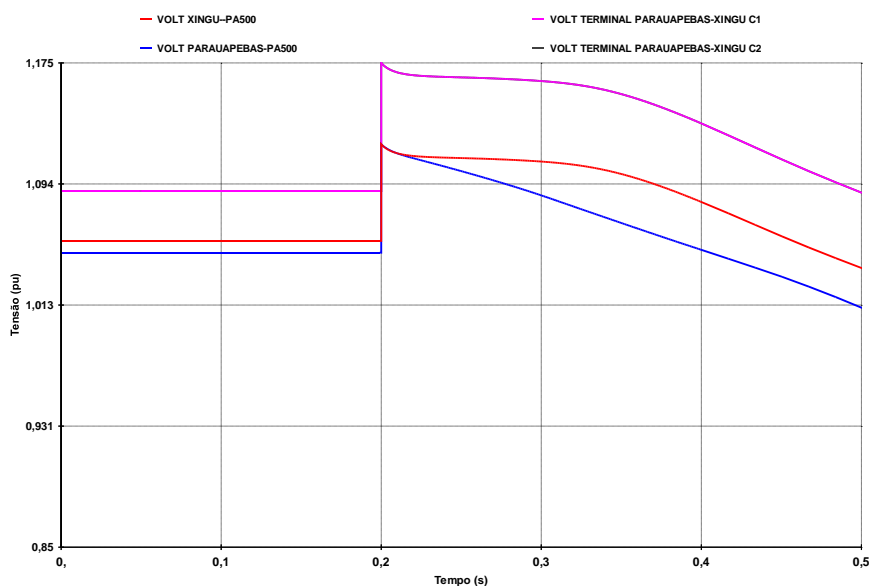
9.3.1 LT 500 kV Xingu-Parauapebas C1 e C2

A abertura deste trecho, resulta em sobretensões dinâmicas da ordem de 1,17 pu na subestação de Parauapebas e nos terminais da linha de cerca de 1,21 pu, quando da rejeição em Xingu simultaneamente.

A Figura 212 ilustra as sobretensões obtidas na SE Xingu, SE Parauapebas e nas extremidades das linhas quando da abertura simultânea em dois terminais da LT 500 kV Xingu-Parauapebas.



(a)



(b)

Figura 212 - Tensões na SE Xingu, SE Parauapebas e nos terminais das linhas quando da abertura dupla (a) em Xingu e (b) em Parauapebas . Ano 2016.

A abertura deste trecho não acarreta sobretensões acima dos critérios estabelecidos.

9.3.2 LT 500 kV Parauapebas-Miracema C1 e C2

A abertura deste trecho, resulta em sobretensões dinâmicas da ordem de 1,11 pu na subestação de Parauapebas e nos terminais da linha de cerca de 1,13 pu, quando da rejeição em Miracema.

A Figura 213 ilustra as sobretensões obtidas na SE Parauapebas, SE Miracema e nas extremidades das linhas quando da abertura simultânea em dois terminais da LT 500 kV Parauapebas-Miracema.

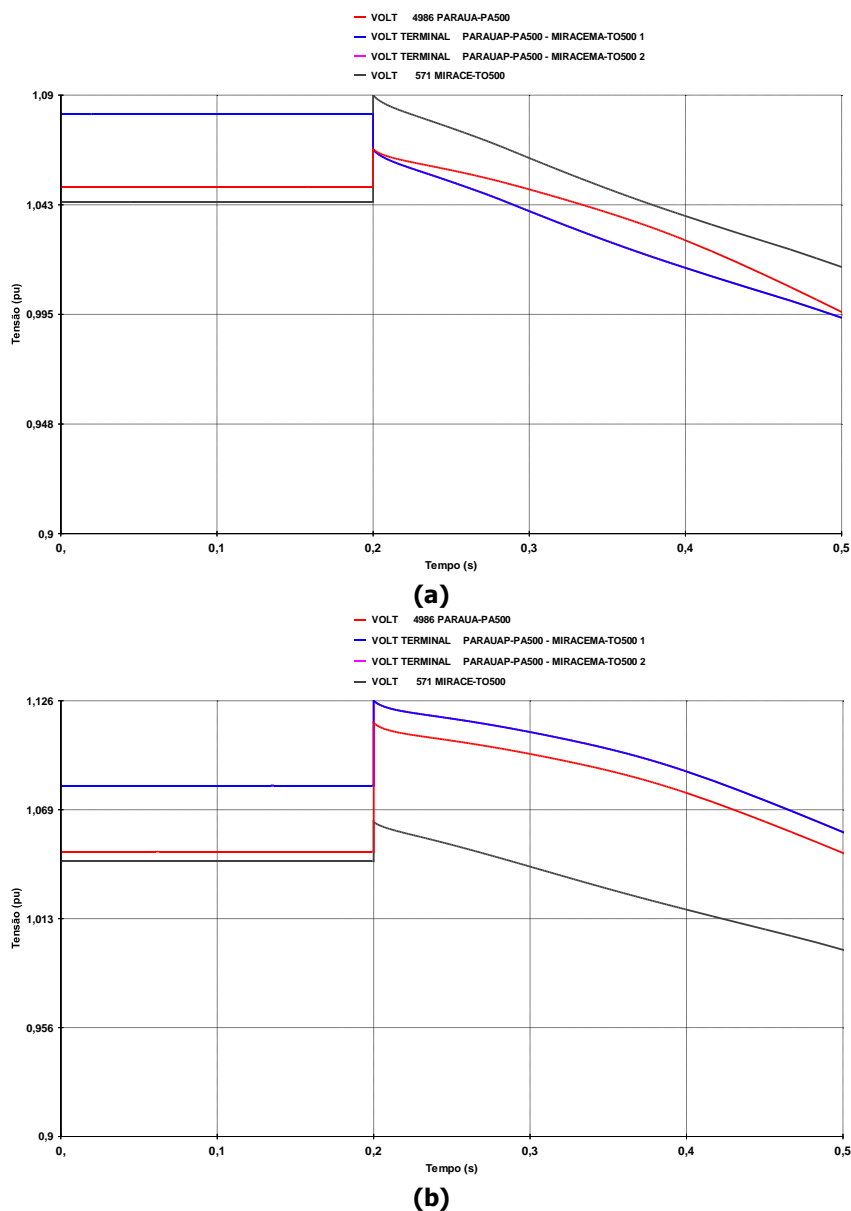


Figura 213 - Tensões na SE Parauapebas, SE Miracema e nos terminais das linhas quando da abertura dupla (a) em Parauapebas e (b) em Miracema. Ano 2016.

A abertura deste trecho não acarreta sobretensões acima dos critérios estabelecidos.

9.4 Rejeição Total dos Bipolos

A compensação de potência reativa global – capacitiva e indutiva – é dimensionada para que o sistema suporte, dentre várias, a ocorrência da rejeição total.

Os estudos de rejeição total de carga também procuraram identificar riscos potenciais de ocorrência de autoexcitação em máquinas síncronas que podem causar sobretensões bastante severas e apontar possíveis sobretensões que impeçam a abertura de disjuntores. Cabe ressaltar, contudo, que para a confirmação da real ocorrência desse fenômeno, deverá ser efetuada uma análise aprofundada nos estudos de detalhamento.

Apesar do sistema de controle para cada Polo serem independentes e a ordem de bloqueio para faltas na rede CA tornar difícil o bloqueio simultâneo de todos os Pólos. Contudo, existem situações que poderiam provocar bloqueio, tais como:

- Atuação de proteção de falha de comutação, apenas se a mesma persistisse por mais de 2 segundos, ocasionando bloqueio completo dos Bipolos.
- Perda de 1 linha CC ou de uma linha do eletrodo, ocasionando bloqueio de 1 Bipolo e, portanto, completo até o estágio 3. Contudo, como o eletrodo serão independentes, não haverá esse risco.
- Defeito da chave de neutro, com bloqueio de 1 Bipolo.

A modelagem para os estudos de sobretensão aqui apresentados, que consideram análise dinâmica eletromecânica para este fenômeno, considera a variação dos parâmetros da rede, bem como da UHE Belo Monte, com a frequência para uma avaliação mais precisa das sobretensões ou subtensões resultantes, visto que a análise envolve grandes distúrbios no sistema com variações significativas da frequência devido a perdas de blocos de carga ou geração. Os compensadores estáticos controláveis foram modelados segundo as características de controle de sobretensão.

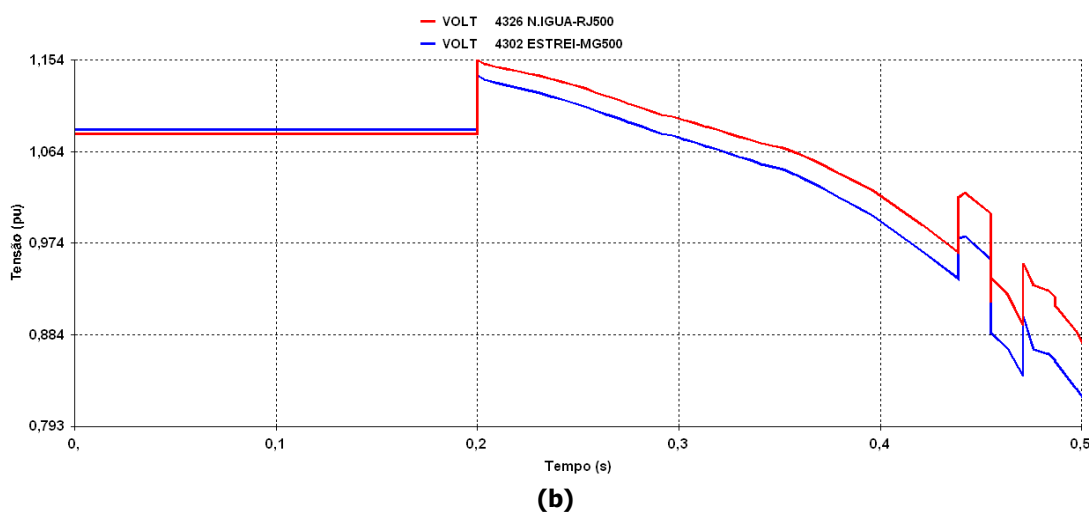
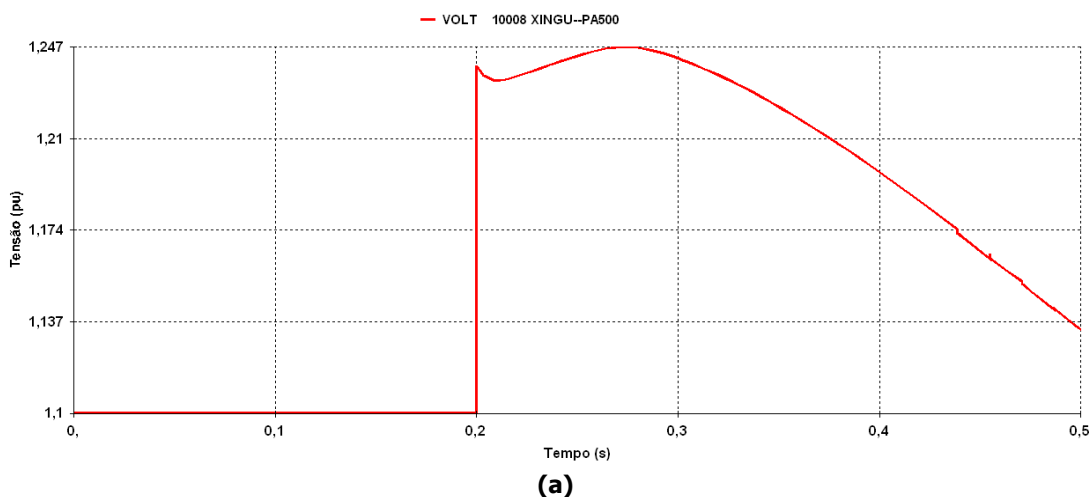
Devido à rejeição de carga, pode ocorrer autoexcitação devido às distâncias envolvidas das linhas para escoamento da UHE Belo Monte e a presença nas subestações conversoras CC de filtros de harmônicas e/ou bancos de capacitores.

- Despacho Pleno

Mesmo os Bipolos chegando em pontos diferentes, avaliou-se a perda dos dois Bipolos ocasionada por exemplo por queda das torres.

A Figura 214 apresenta o nível de sobretensão dinâmica que os equipamentos ficarão submetidos no caso de um bloqueio completo, considerando-se as situações mais severas de potência transmitida, com a presença de todos os filtros (lado retificador), dimensionados para oferecer 50% do reativo que o elo necessita, e partindo de tensões iniciais na Coletora Xingu 500 kV da ordem de cerca de 550 kV (1.10 pu). Sendo assim, as avaliações consideraram cenário 2 com todas as máquinas de Belo Monte, ou seja, a retificadora será a SE Xingu 500 kV.

Nesta situação, as máquinas não apresentam risco de autoexcitação, apresentando, contudo, níveis de sobretensões elevados, cerca de 1.25 pu, porém inferiores aos valores máximos admitidos.



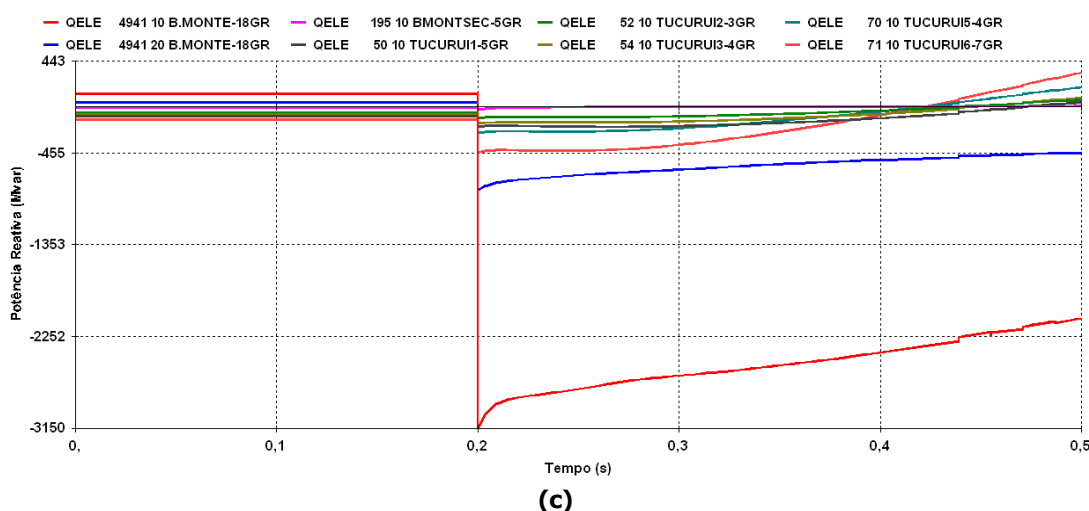


Figura 214 – Bloqueio total dos dois Bipolos. Carga pesada. UHE Belo Monte pleno. Tensão inicial de 1.10 pu. (a) Tensão na SE Xingu 500 kV (b) Tensão nas SEs Terminal Minas e Nova Iguaçu 500 kV (c) Reativo das máquinas de Belo Monte e Tucuruí.

9.5 Principais Constatações

Com base nos resultados de energização, as linhas de corrente alternada considerando os reatores previstos, é possível energiza-las em ambos os terminais.

Nas rejeições simples e duplas das linhas proposta para a interligação Norte-Nordeste, ou seja, nas linhas que conectam as subestações entre Xingu e Miracema, não foram observadas tensões acima dos critérios estabelecidos.

Foi considerado o bloqueio completo dos Bipolos nas piores situações, ou seja, com a presença de todos os filtros (lado retificador) dimensionados para oferecer todo o reativo que o elo necessita, e partindo de tensões iniciais na Coletora Xingu 500 kV da ordem de cerca de 550 kV (1.10 pu). Não foram observados risco de autoexcitação nas máquinas da UHE Belo Monte e os níveis de sobretensões são inferiores aos valores máximos admitidos (item 3.3).

Cabe ressaltar que para o sistema de transmissão proposto deverá ser elaborado estudos especiais de transitórios eletromagnéticos, de ressonância e mesmo de penetração harmônica, objetivando identificar fenômenos não observados pelas simulações eletromecânicas, e que poderão exigir a instalação de equipamentos adicionais para limitar efeitos indesejados, tais como análise de penetração harmônica e interação entre as diversas conversoras existentes no Sistema Interligado e estudo de interação entre os controles das conversoras existentes.

10. ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

Com o intuito de comparação de desempenho das alternativas, sob o ponto de vista de impacto no nível de curto-circuito devido à implantação dos UHE Belo Monte, foram realizadas simulações no Programa ANAFAS do CEPEL.

As configurações para os casos base com horizonte 2021 foram criadas a partir do caso base de curto-circuito (dezembro/2014-BR1412PT.ANA) disponibilizado pelo ONS, aos quais se acrescentaram os novos empreendimentos previstos para o período até 2021, que constam do Plano Decenal 2021. Nessas configurações, foram consideradas as usinas de Belo Monte com potência plena, além dos reforços nos sistemas de 500 kV das regiões Norte, Sudeste e Centro-Oeste, conforme previstos nas alternativas de transmissão consideradas neste documento.

Nas análises considerou-se que o reator limitador de curto-circuito que interliga as SEs Tucuruí Etapa I e II estará aberto a partir do ano 2017, visto que está previsto disjuntores de by-pass e de abertura quando é apontada superação na SE Tucuruí Etapa I ao se conectar 8 máquinas da UHE Belo Monte conforme item 10. Considerou-se também a incorporação de um reator de curto-circuito similar na SE 500 kV de Itacaiúnas, quando da entrada das UHEs Marabá e Serra Quebrada, prevista no ano horizonte.

Com base nessas premissas e visando verificar os níveis máximos de curto-circuito que apontem para a superação de equipamentos, obteve-se a evolução dos níveis de curto-circuito trifásico e monofásico em kA para as principais barras das redes de 500 kV, na região Norte, apresentada na Tabela 89. Os dados das máquinas e dos transformadores elevadores da usina de Belo Monte, bem como dos transformadores das conversoras encontram-se no Anexo X e Y respectivamente.

Tabela 89 – Evolução do nível de curto-circuito (kA) na região Norte.

Nome	Tensão	Trifásico (kA)						Monofásico (kA)					
		2014	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)	2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)	2014	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)	2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)
V.CONDE 500	500	8,80	9,03	9,18	9,24	9,24	9,27	9,75	9,93	10,05	10,09	10,09	10,12
XINGU 500	500	16,53	23,88	39,62	48,70	48,70	49,57	10,31	20,73	37,99	52,39	55,66	56,42
TUCURUI 500	500	31,85	33,47	27,47	27,57	27,57	27,62	37,03	38,51	31,69	31,77	31,77	31,82
TUCURUI2 500	500	31,67	38,39	38,92	41,06	41,07	41,94	34,83	40,47	37,69	39,05	39,06	39,61
JURUPARI 500	500	11,90	15,26	19,07	20,52	20,52	20,63	11,34	13,62	15,62	16,31	16,33	16,38
MARABA 500	500	28,00	31,62	34,53	35,13	35,13	35,21	17,34	20,14	21,50	21,65	21,66	22,54
ITACAIUNA500	500	21,81	27,19	31,08	31,62	31,62	29,19	13,01	17,99	20,57	20,73	20,73	22,07
COLINAS 500	500	26,01	28,72	30,88	31,20	31,20	34,39	11,69	13,17	13,64	13,68	13,68	14,25
ACAILAND500	500	19,27	19,85	20,39	20,51	20,51	21,73	10,89	11,03	11,15	11,17	11,17	11,58
IMPERATR500	500	25,70	26,57	27,47	27,68	27,68	31,99	20,14	20,53	20,90	20,98	20,98	24,72
TUCURUI 230	230	16,23	16,98	16,23	16,25	16,25	16,25	19,34	20,05	19,26	19,27	19,27	19,28
ALTAMIR 230	230	1,27	2,32	2,31	2,31	2,31	2,31	1,32	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
V.CONDE 230	230	15,04	15,31	15,49	15,55	15,55	15,59	20,21	20,53	20,75	20,82	20,82	20,86
MARABA 230	230	15,93	16,47	16,78	16,83	16,83	16,82	17,57	18,3	18,63	18,68	18,68	18,77
ITACAIUN 230	230	17,85	20,53	21,45	21,56	21,56	21,03	15,99	18,93	19,94	20	20	20,29
MACAPA 230	230	2,51	4,48	4,5	4,51	4,51	4,51	3,22	5,3	5,32	5,32	5,32	5,32
BMONTE 500	500	-	22,06	39,5	50,0	50	50,77	-	21,31	42,88	58,12	59,35	60,07
BMONTE 230	230	-	2,36	2,35	2,35	2,35	2,35	-	3,02	3,01	3,01	3,01	3,01
PARAUPEBA-PA	500	-	-	23,43	24,01	24,01	25,09	-	-	12,24	12,37	12,38	13,5
MIRACEMA500	500	25,86	27,33	32,9	33,28	33,29	35,28	16,85	17,43	20,74	20,84	20,84	21,43
BITACAIUN500	500	-	-	-	-	-	26,16	-	-	-	-	-	23,89

Os gráficos a seguir ilustram os níveis máximos de curto circuito esperado ao longo do horizonte.

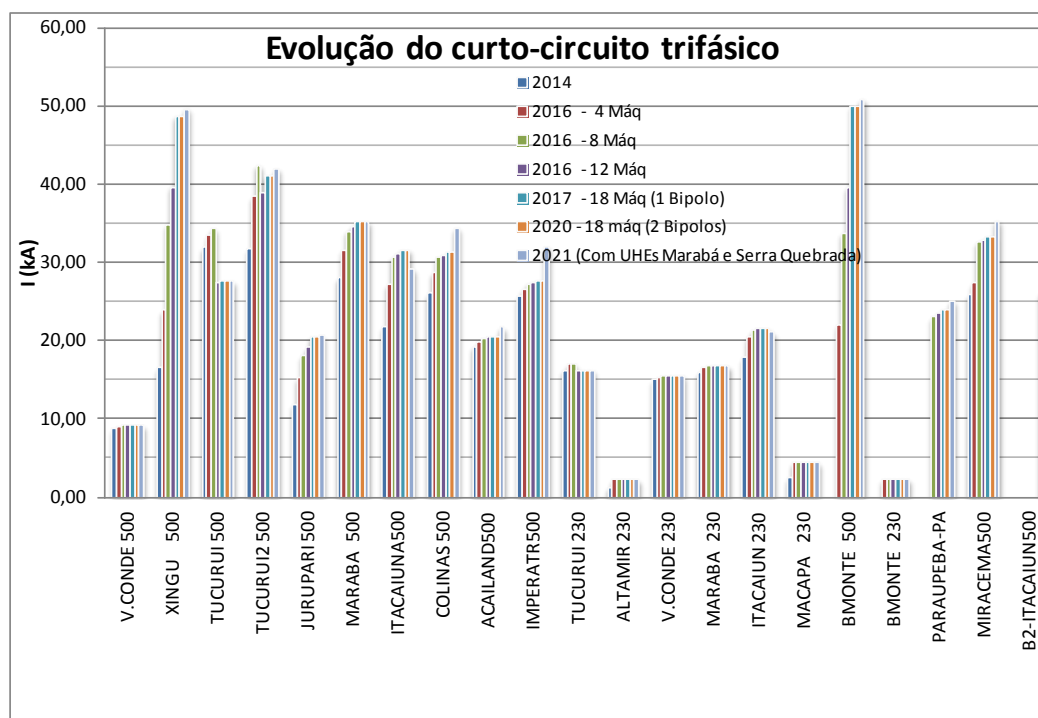


Figura 215 – Evolução do nível de curto-circuito trifásico máximo nas subestações da região Norte.

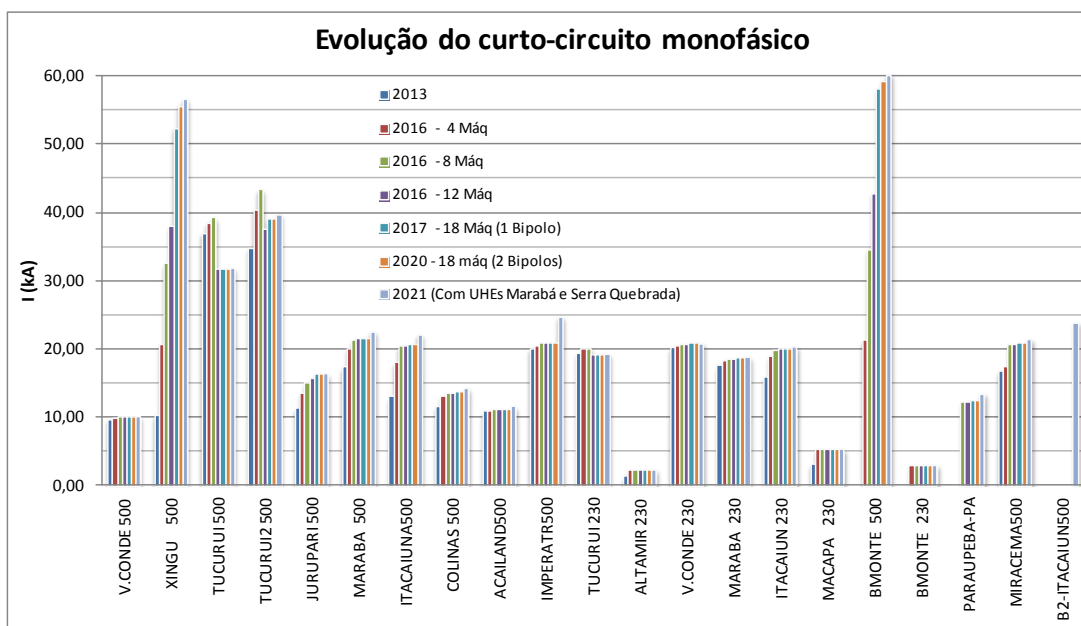


Figura 216 – Evolução do nível de curto-circuito monofásico máximo nas subestações da região Norte.

A Tabela 90 abaixo ilustra a superação de Tucuruí Etapa I por ocasião da entrada em operação da oitava máquina da UHE Belo Monte, sendo, portanto necessária à abertura do reator limitador de curto-circuito que interliga as SEs Tucuruí Etapa I e II, a partir de 2017. A tabela também ilustra o valor de curto-circuito em Tucuruí Etapa I com a entrada da 12ª Máquina da UHE Belo Monte, entretanto, com o reator limitador já aberto.

Tabela 90 – Evolução do nível de curto-circuito (kA) em Tucuruí Etapa I e II

Nome	Tensão	Trifásico (kA)			Monofásico (kA)		
		2016 - 4 Máq - Com RL	2017 - 8 Máq - Com RL	2018 - 12 Máq - Sem RL	2016 - 4 Máq - Com RL	2017 - 8 Máq - Com RL	2018 - 12 Máq - Sem RL
TUCURUÍ Etapa I 500	500	33,47	34,29	27,47	38,51	39,23	31,69
TUCURUÍ Etapa II 500	500	38,39	42,33	38,92	40,47	43,38	37,69

Para o sistema da região Norte, os níveis mais elevados ocorrem na SE 500 kV Xingu (capacidade nominal dos disjuntores de 63 kA) e SE 500 kV Belo Monte (capacidade nominal dos disjuntores de 63 kA) e com a entrada da UHE Marabá e Serra Quebrada, previsto para 2021, observa-se valores elevados nas SE Itacaiúnas (capacidade nominal dos disjuntores de 50 kA) mesmo considerando reator limitador de 20 ohm. A Tabela 91, a seguir, apresenta o valor X/R nessas subestações no ano horizonte.

Tabela 91 – Evolução do nível de curto-circuito (kA) e relação X/R das SEs da região Norte com níveis de curto-circuito elevados.

Nome	Tensão	2021 Curto Máximo - Marabá e Serra Quebrada - Reator limitador em Itacaiunas.					
		Trifásicos			Monofásicos		
		Mod(kA)	Ang(°)	X/R	Mod(kA)	Ang(°)	X/R
XINGU 500	500	49,57	-86,69	17,29	56,42	-86,38	15,81
TUCURUÍ Etapa I 500	500	27,62	-88,14	30,74	31,82	-88,43	36,41
TUCURUÍ Etapa II 500	500	41,94	-85,88	13,88	39,61	-86,59	16,77
JURUPARI 500	500	20,63	-81,34	6,56	16,38	-82,72	7,83
MARABA 500	500	<u>35,21</u>	-86,26	15,29	22,54	-82,76	7,87
ITACAIUNA500	500	<u>29,19</u>	-86,39	15,85	22,07	-85,00	11,42
COLINAS 500	500	34,39	-83,93	9,41	14,25	-80,07	5,71
MARABA 230	230	16,82	-88,69	43,70	18,77	-88,23	32,40
BMONTE 500	500	50,77	-87,14	20,02	60,07	-87,20	20,44

Para certificar que não houve superação dos disjuntores nas SEs Xingu e Belo Monte, mesmo não ocorrendo valores superiores a capacidade nominal dos disjuntores, foi avaliada de forma detalhada (line-out) a condição mais extrema à qual estarão submetidos os equipamentos. A Figura 217 e Figura 218, abaixo, mostram as contribuições em cada uma das subestações para a condição mais severa, na qual se nota que a maior corrente que precisaria ser interrompida por um disjuntor em qualquer das citadas SEs seria da ordem de 58 kA (o qual corresponde à diferença entre a soma de todas as contribuições na SE Belo Monte e o menor valor de contribuição dentre todos os elementos à ela conectados, nesse caso, corresponde ao valor de um gerador).

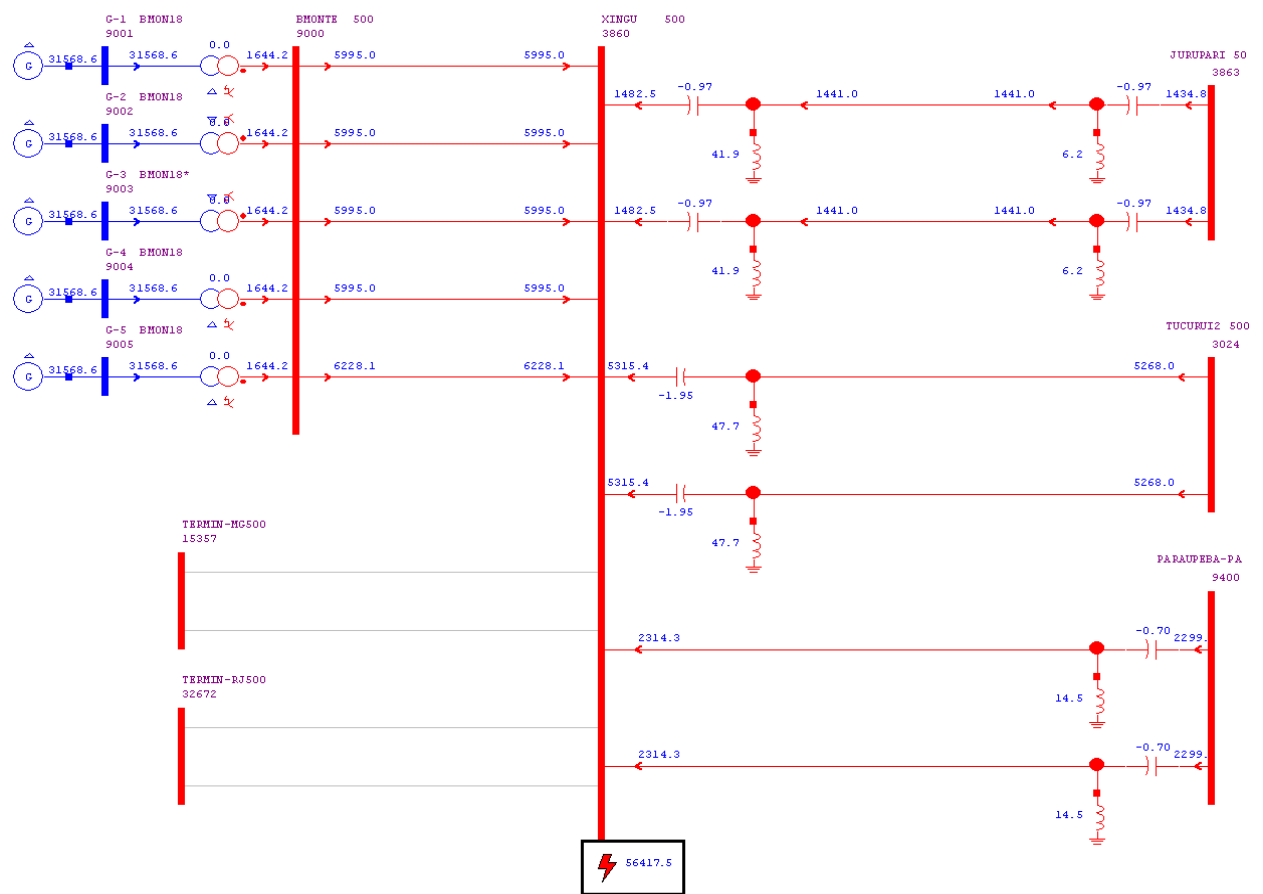


Figura 217 – Line-out da condição mais severa para os disjuntores da SE Xingu. O valor da corrente de curto-circuito na barra está destacado no quadrado preto.

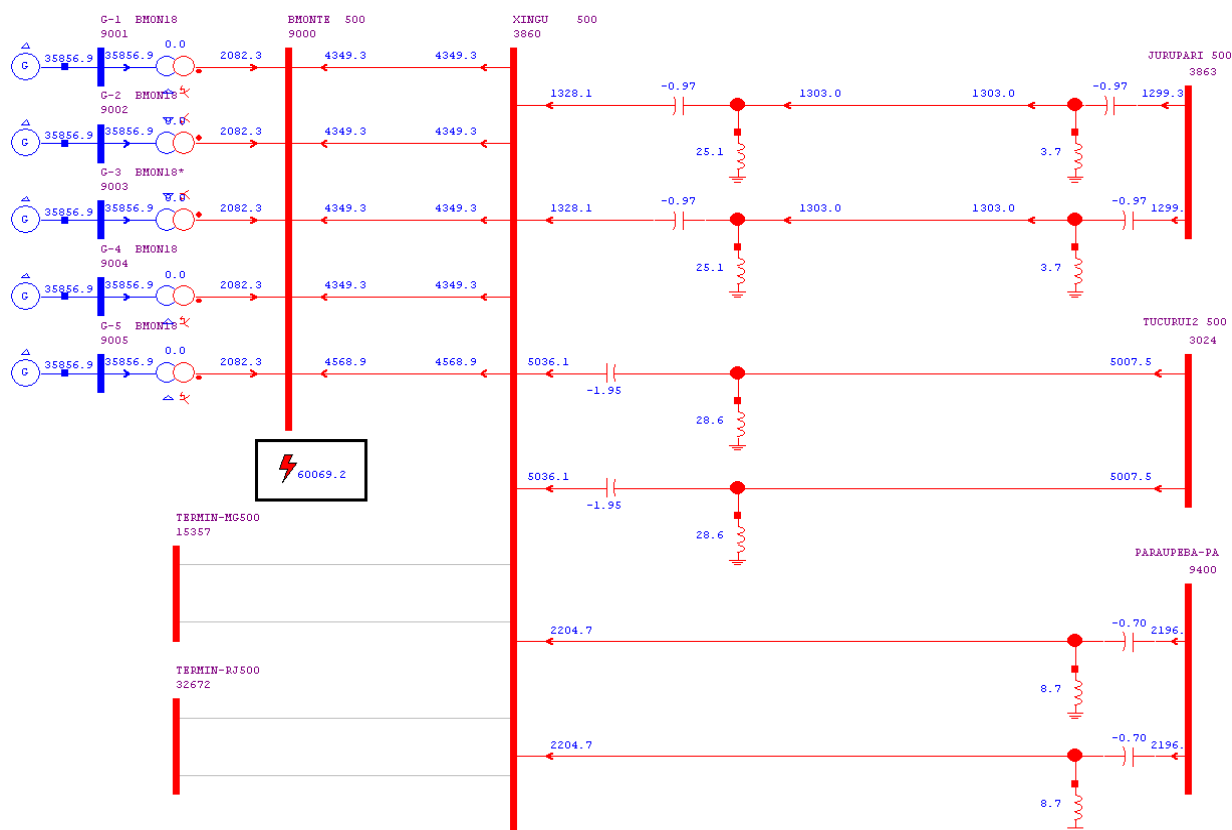


Figura 218 – Line-out da condição mais severa para os disjuntores da SE Belo Monte. O valor da corrente de curto-circuito na barra está destacado no quadrado preto.

Na região Sudeste - Centro Oeste, nas subestações próximas ao Terminal Minas, não foram identificadas superações de equipamentos no sistema existente para o ano horizonte. No caso das subestações da área Rio, observam-se valores elevados no barramento de 138 kV da SE Nova Iguaçu. Contudo, esses valores elevados já foram identificados em estudos anteriores e já estão sendo recomendados reforços na rede de 138 kV de modo a mitigar esses valores.

Tabela 92 – Evolução do nível de curto-circuito (kA) na região Sudeste – estado de Minas Gerais.

Nome	Tensão	Trifásico (kA)					2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)	Monofásico (kA)					2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)
		2014	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)		2013	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)	
TAUBATE 500	500	19,23	19,63	19,63	21,09	21,68	21,69	13,58	13,85	13,85	15,06	15,32	15,33
ESTREITO 500	500	20,88	22,27	22,28	26,75	31,93	31,94	16,33	17,53	17,54	26,09	29,47	29,48
JAGUARA 500	500	21,85	22,07	22,08	23,43	24,69	24,70	18,32	18,48	18,48	19,48	20,05	20,06
R.PRETO 500	500	15,64	15,99	15,99	16,17	16,37	16,37	10,69	10,80	10,80	10,96	11,02	11,02
N.PONTE 500	500	22,38	22,54	22,57	23,18	23,73	23,75	18,93	19,02	19,03	19,40	19,65	19,66
ITABIRITO500	500	11,88	13,78	13,79	14,00	14,18	14,18	11,22	12,72	12,72	12,86	12,96	12,96
ARARAQ2 500	500	26,26	28,66	28,66	29,33	29,56	29,58	26,64	28,73	28,73	29,23	29,39	29,40
F.DIAS-SP500	500	-	17,89	17,89	26,51	28,76	28,77	-	12,80	12,80	18,99	20,67	20,68
TERMIN-MG500	500	-	-	-	24,85	30,51	30,52	-	-	-	25,74	30,07	30,08
F.DIAS-SP440	440	28,46	29,66	29,71	29,90	30,09	30,18	28,33	29,16	29,19	29,31	29,44	29,50
ESTREITO 345	345	-	18,27	18,27	28,01	29,08	29,08	-	13,88	13,88	21,14	22,22	22,22
JAGUARA 345	345	30,77	31,39	31,40	33,29	35,05	35,05	26,00	26,75	26,75	31,12	32,24	32,24
C.PAULI.138	138	28,85	29,05	29,06	29,98	30,81	30,82	28,91	29,07	29,08	29,90	30,45	30,45

Os gráficos a seguir ilustram os níveis máximos de curto circuito esperado ao longo do horizonte nas barras próximas ao terminal Minas.

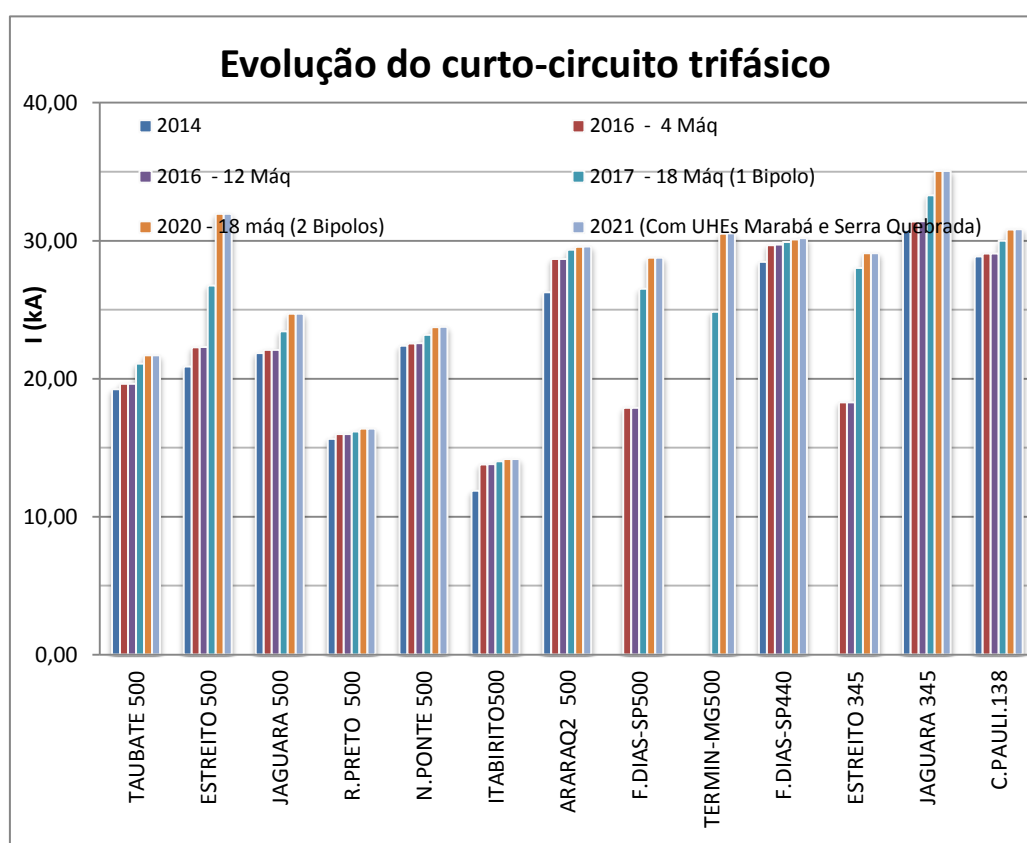


Figura 219 – Evolução do nível de curto-circuito trifásico máximo nas subestações do estado de Minas Gerais.

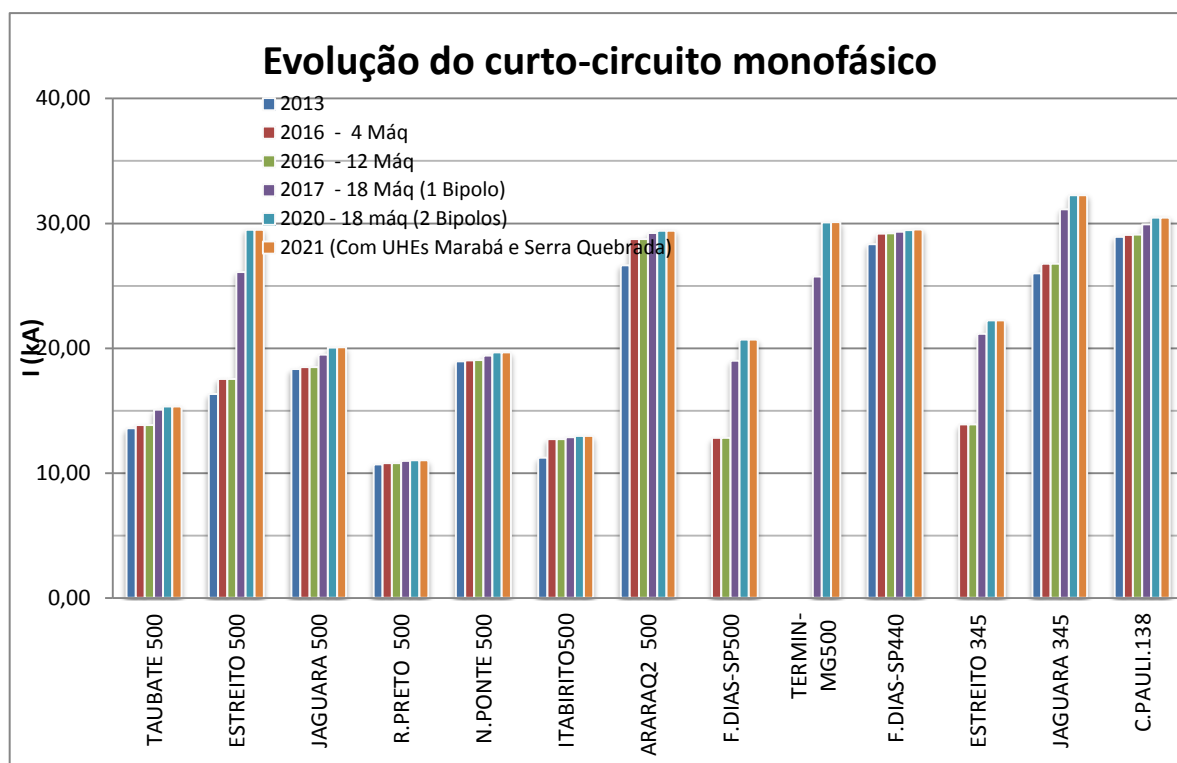


Figura 220 – Evolução do nível de curto-circuito monofásico máximo nas subestações do estado de Minas Gerais.

Tabela 93 – Evolução do nível de curto-circuito (kA) na região Sudeste – estado Rio de Janeiro.

Nome	Tensão	Trifásico (kA)					2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)	Monofásico (kA)					2021 (Com UHEs Marabá e Serra Quebrada)
		2014	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)		2014	2016 - 4 Máq	2016 - 12 Máq	2017 - 18 Máq (1 Bipolo)	2020 - 18 máq (2 Bipolos)	
ADRIANO.500	500	25,09	25,84	25,84	26,17	32,15	32,19	21,68	22,26	22,26	22,49	31,02	31,11
C.PAULI.500	500	27,05	28,31	28,31	29,01	34,70	34,73	20,07	20,80	20,80	21,16	24,50	24,52
GRAJAU 500	500	17,82	18,20	18,20	18,38	19,27	19,27	14,79	14,98	14,98	15,08	15,65	15,66
S.JOSE 500	500	25,14	26,34	26,34	26,69	29,04	29,18	21,00	22,05	22,05	22,36	25,55	25,74
N.IGUACU 500	500	26,62	28,54	28,54	29,25	34,85	35,18	23,17	25,31	25,31	26,05	34,27	34,88
TERMIN-RJ500	500	-	-	-	-	33,55	33,66	-	-	-	-	34,75	34,93
ADRIANO.345	345	27,69	29,59	29,59	29,81	30,96	32,62	25,83	27,70	27,70	27,90	30,13	31,71
N.IGUACU 345	345	-	23,13	23,13	23,31	24,15	30,20	-	21,16	21,16	21,34	22,69	29,61
JACAREP.345	345	19,87	22,60	22,60	22,76	23,49	24,94	16,00	19,94	19,94	20,07	20,89	22,49
CSN 138	138	20,30	20,42	20,42	20,47	21,44	21,44	20,35	20,44	20,44	20,48	21,48	21,49
RESENDE 138	138	4,00	4,01	4,01	4,01	4,04	4,04	4,41	4,42	4,42	4,42	4,46	4,46
C.PAULI.138	138	17,06	17,18	17,18	17,23	17,60	17,60	18,67	18,79	18,79	18,84	19,23	19,23
N.IGUACU 138	138	46,64	47,34	47,34	58,61	61,73	61,89	41,86	42,68	42,68	54,47	59,35	59,65
ADRIANO.138	138	29,14	29,77	29,77	29,84	30,24	30,70	31,54	32,24	32,24	32,32	33,01	33,50
GRAJAU 138	138	51,40	52,29	52,29	52,62	54,11	54,20	41,41	41,92	41,92	42,08	43,01	43,08

Os gráficos a seguir ilustram os níveis máximos de curto circuito esperado ao longo do horizonte nas barras próximas ao terminal Rio.

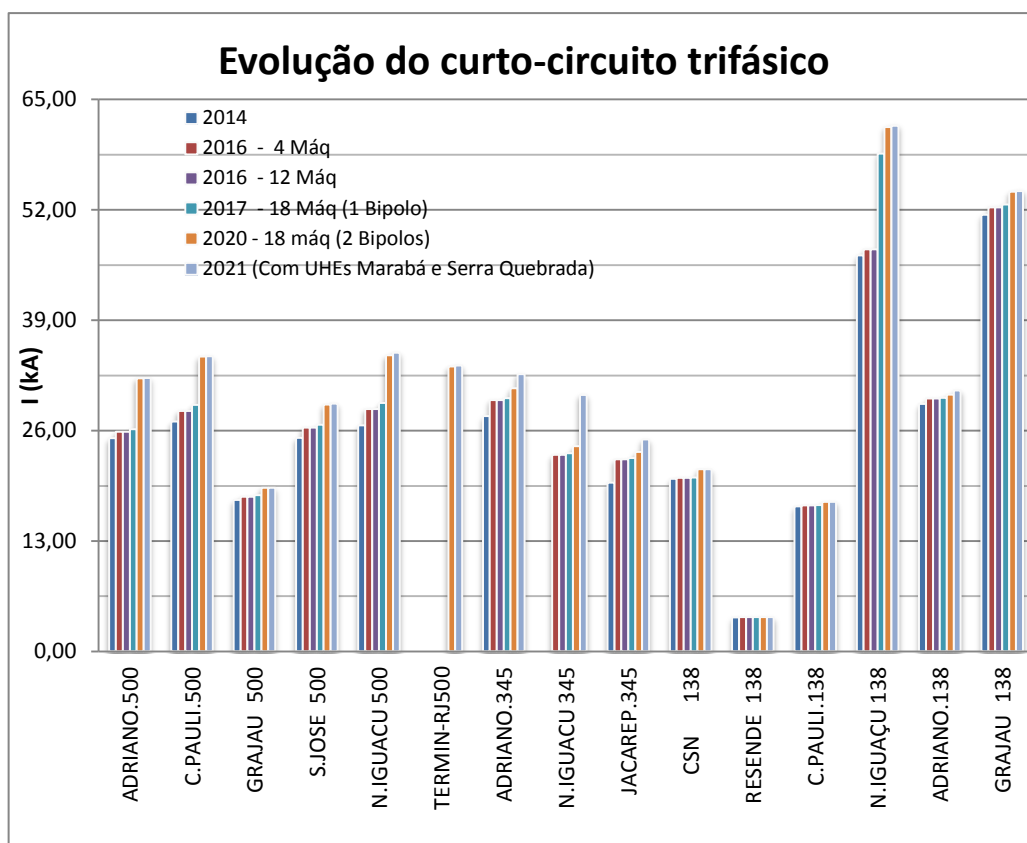


Figura 221 – Evolução do nível de curto-circuito trifásico máximo nas subestações da região do estado do Rio de Janeiro.

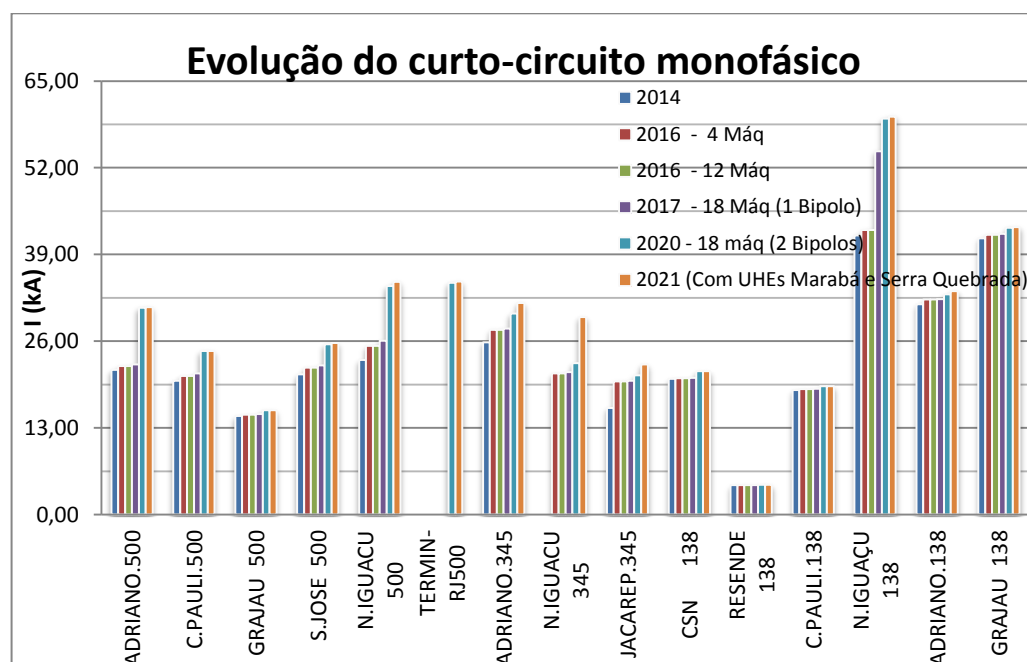


Figura 222 – Evolução do nível de curto-circuito monofásico máximo nas subestações da região do estado do Rio de Janeiro.

Avaliou-se também o nível de curto-circuito mínimo desse sistema visando garantir um desempenho aceitável nas conversoras. A situação mais adversa ocorre no período seco da região Norte.

Nas tabelas Tabela 94 e Tabela 95 são apresentados os valores encontrados para as condições mais severas de operação das conversoras que correspondem à operação com níveis mínimos de curto-circuito da rede conforme item X, resumida a seguir a quantidade de máquinas da região Norte que estarão operando e que impactam significativamente nessa relação:

- Máquinas de Tucuruí Etapa I (5 máquinas) + 2 operando como CS = Total 7 máquinas
- Máquinas de Tucuruí Etapa II – desligadas
- Máquinas de Belo Monte - (0 máquina) + 3 operando como CS = Total 3 máquinas

A Tabela 94 apresenta o nível mínimo de curto-circuito esperado na região Norte durante período seco, levando a uma relação SCR (Short Circuit Ratio = potência de curto 3φ / potência do elo CC) da ordem de 3,25. Valores de SCR maiores que 2,5 representam uma expectativa de bom desempenho do elo de corrente contínua.

Nesta situação, foi considerado a presença dos bancos de capacitores série das LTs 500 kV Xingu-Tucuruí Etapa II e uma chave de by-pass para que as barras Tucuruí I e II operem interligadas no período seco da região Norte de modo a elevar o nível de curto-circuito na SE Xingu, ponto de partida dos elos. Observa-se que sem essas considerações, os níveis de SCR na subestação de Xingu no período seco chegariam a 2.32.

Tabela 94 – Nível de curto-circuito mínimo da região Norte (Entrada Bipolo 2 - 2021)

Nome	Tensão	Pcc (Cenário N_EXP)	Pcc (Cenário N_Imp)	2021 - Curto Mínimo	
				Mod(MVA)	SCR
XINGU	500	500	6302	20497,76	3,25

Sensibilidde considerando bypass da LT 500kV Xingu-Tucuruí II → 15873,67 2,52

Sensibilidde considerando bypass da LT 500kV Xingu-Tucuruí II e abrtura do link entre Tucuruí I e II → 14602,66 2,32

Em relação à região Sudeste foi considerado configuração de rede prevista para entrada em operação do Bipolo 1 e do Bipolo 2, com despacho reduzido no SE conforme apresentado nas Figura 97 e Figura 100 (apenas as térmicas inflexíveis na área Rio, UTN Angra I, cerca de 31% nas bacias do rio Paranaíba e 39% na bacia do rio Grande), a relação de SCR no Terminal Minas quando da

entrada em operação do Bipolo 1 é de 4,96. No Terminal Rio, por ocasião da entrada em operação do Bipolo 2, é de 6,29.

A Tabela 95 a seguir apresenta um resumo do nível de curto-circuito mínimo esperado nas subestações conversoras nas condições mais adversas para cada período hidrológico. Ou seja, para a subestação de Xingu o período mais adverso é o período seco da região Norte, onde a energia é proveniente da região Sudeste e as conversoras em Xingu irão operar como inversoras. No caso da região Sudeste, o período mais crítico é representado pelo período úmido da região Norte e considerando as bacias da região no período seco ou armazenando água, de modo que as conversoras no Terminal Minas e Rio operarão como inversoras.

Tabela 95 – Nível de curto-circuito mínimo do sistema nas condições extremas de cada subsistema

Nome	Tensão	Tensão	2017 - Curto Mínimo			
			Pcc (Cenário N_EXP)	Pcc (Cenário N_Imp)	1 Bipolo Trifásico	SCR
XINGU 500	500	500	-	3158	20496,55	6,49
TERMIN-MG500	500	500	3840	-	19043,58	4,96

Nome	Tensão	Tensão	2020 - Curto Mínimo			
			Pcc (Cenário N_EXP)	Pcc (Cenário N_Imp)	2 Bipolo Trifásico	SCR
XINGU 500	500	500	-	6302	20497,76	3,25
TERMIN-MG500	500	500	3840	-	23377,82	6,09
TERMIN-RJ500	500	500	3840	-	24141,24	6,29

Nome	Tensão	Tensão	2021 - Curto Mínimo			
			Pcc (Cenário N_EXP)	Pcc (Cenário N_Imp)	1 Bipolo Trifásico	SCR
XINGU 500	500	500	-	6302	20807,45	3,30
TERMIN-MG500	500	500	3840	-	23391,24	6,09
TERMIN-RJ500	500	500	3840	-	24240,66	6,31

10.1.1 Índices Preditivos de Desempenho para as Alternativas CC

O cálculo das potências de curto-circuito e de índices preditivos é importante para estimar o desempenho de elos CCAT.

O índice SCR (Short Circuit Ratio) provê um bom indicativo quanto à robustez do sistema CA frente a uma injeção de potência por um tronco CC em operação isolada e, conseqüentemente, uma boa sensibilidade quanto à gama de problemas que se pode esperar quando de perturbações no sistema. O cálculo deste índice está indicado na Eq. (1), onde Pcc corresponde à potência de curto-circuito trifásico na barra de comutação e Pdc à potência CC do Bipolo.

$$SCR_i = \frac{Pcc_i}{Pdc_i} \quad (1)$$

Outro índice (MSCR) foi proposto em [21], baseado nos elementos da matriz de impedâncias de barra do sistema (Zbarra) conforme mostra a Eq. (3), para valores em pu.

$$MSCR_1 = \frac{1}{Pdc_1 \times Z_{11} + \sum (Z_{1i} \times Pdc_i)} \quad (3)$$

A Tabela 96 mostra os índices MSCR para todas as conversoras do Sudeste, nos anos de 2017 (Entrada em operação do Bipolo 1) e 2020 (Entrada em operação do Bipolo 2)

Tabela 96 – Índice MSCR

BIPOLO	2017	2020
IBIÚNA	2,83	2,70
ARARAQUARA	2,85	2,67
TERMINAL MINAS	3,28	3,44
TERMINAL RIO	-	3,16

Análises mais detalhadas utilizando o programa de estabilidade eletromecânica ANATEM e o ATP (Alternative Transients Program) que permite a representação detalhada das pontes conversoras e dos sistemas de controle associados aos elos CCAT. A rede CA receptora foi modelada procurando-se preservar uma região de maior interesse, incluindo as principais ligações entre os conversores CA/CC, bem como até uma segunda vizinhança das barras de comutação. Os detalhes desta análise estão na referência [23].

11. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

11.1 Corredores dos Reforços na Região Norte

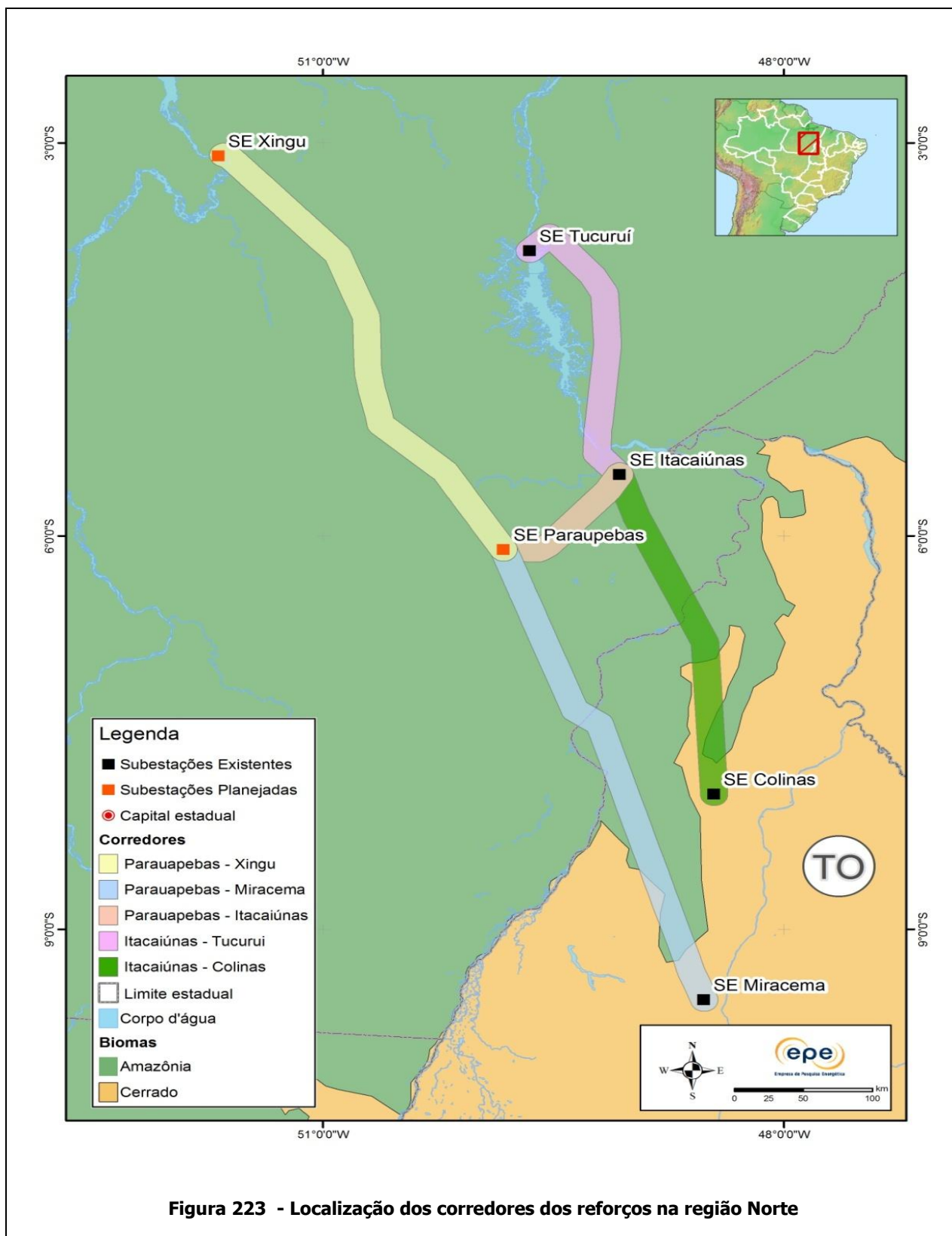
Os corredores dos reforços na região Norte abrangem os estados do Tocantins e do Pará (Figura 223) e incluem as seguintes linhas de transmissão:

- LT 500 kV Xingu – Parauapebas (2 circuitos)
- LT 500 kV Parauapebas – Miracema (2 circuitos)
- LT 500 kV Parauapebas – Itacaiúnas
- LT 500 kV Itacaiúnas - Tucuruí
- LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas

As coordenadas das subestações desses reforços estão apresentadas na Tabela 97.

Tabela 97 - Coordenadas das subestações dos reforços na região Norte

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Xingu	Planejada	3°05' 33.86" S	51°38'52.00" O	Anapu	PA
Parauapebas	Planejada	6°06' 13.00" S	49°49'31.64" O	Parauapebas	PA
Miracema	Existente	9°32' 28.30" S	48°31'15.07" O	Miracema do Tocantins	TO
Itacaiúnas	Existente	5°31' 52.86" S	49°4' 12.46" O	Marabá	PA
Colinas	Existente	7°58' 17.83" S	48°27' 18.05" O	Colinas do Tocantins	TO
Tucuruí	Existente	3°49' 27.12" S	49°39' 14.07" O	Tucuruí	PA



11.1.1 Corredor Xingu – Parauapebas

Ao partir da SE planejada Xingu em direção à SE planejada Parauapebas, o corredor estudado para a futura linha faz três inflexões ao longo de seu trajeto, para desviar, respectivamente, da TI Bacajá, da TI Parakanã e da Reserva Biológica do Tapirapé. Esses foram os fatores determinantes do trajeto do corredor proposto.

Saindo da SE Xingu, o corredor segue no sentido sudeste, por uma região que concentra fragmentos da floresta ombrófila densa intercalados com acessos abertos perpendicularmente à BR-230 (rodovia Transamazônica), num padrão de ocupação conhecido como espinha de peixe.

Assim, ao mesmo tempo em que mantém proximidade com a Transamazônica, o corredor se afasta da TI Bacajá. Após o município de Pacajá, o corredor deflete no sentido sul-sudeste para desviar da Terra Indígena Parakanã. Nesse trecho, passa por uma região com relevantes fragmentos florestais. Mais adiante, deflete para sudeste para desviar da Reserva Biológica do Tapirapé e segue em direção à SE Parauapebas, planejada para ser construída próximo à rodovia PA-257, no município de mesmo nome.

O corredor atravessa nove municípios paraenses e seu eixo tem 405 km de extensão (Tabela 98, Figura 224).

Tabela 98 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Parauapebas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PA	Sudoeste Paraense	Altamira	Anapu
			Pacajá
			Senador José Porfírio
			Vitória do Xingu
		Marabá	Marabá
		Parauapebas	Curionópolis
		Parauapebas	Parauapebas
		Tucuruí	Itupiranga
			Novo Repartimento

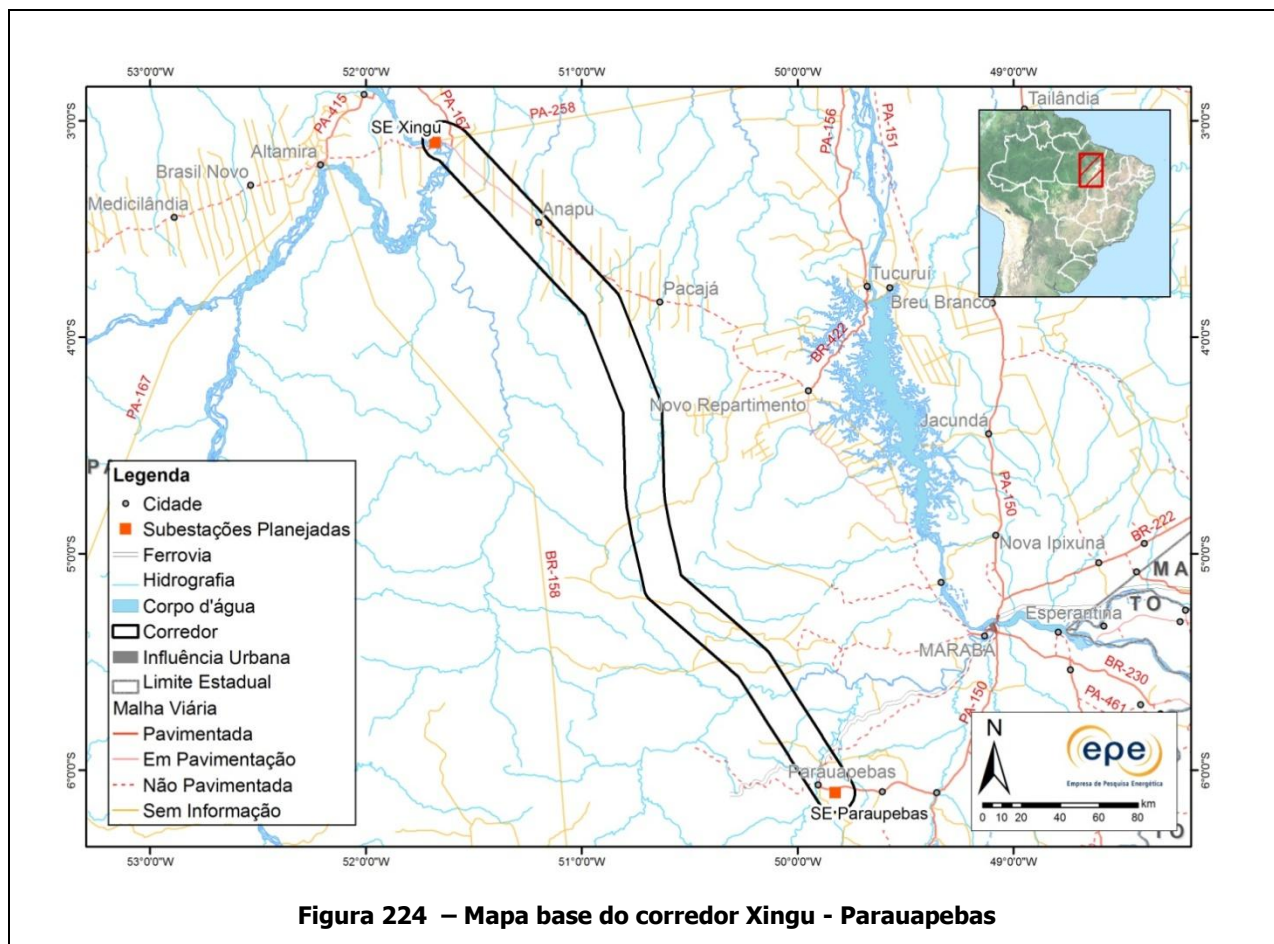


Figura 224 – Mapa base do corredor Xingu - Parauapebas

O corredor abrange o bioma Amazônia e a fitofisionomia predominante é a Floresta Ombrófila Densa (cerca de 65% da área). As atividades antrópicas – agricultura, agropecuária e pastagem - ocupam aproximadamente 25% do corredor (Tabela 99). Essas atividades são identificadas principalmente na porção sul do corredor e ao longo das estradas, especialmente a BR-230, que apresenta claramente o padrão espacial de desmatamento e subsequente ocupação do tipo “espinha de peixe” (Figura 225).

Tabela 99 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Xingu – Parauapebas

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	5494	65,5
Floresta Ombrófila Aberta	150	1,8
Vegetação Secundária	495	5,9
Vegetação Nativa Total (Vnt)	6139	73,2
Pastagem	1674	19,9
Agropecuária	535	6,3
Agricultura	22	0,3
Água	23	0,3
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	2254	26,8
Total geral (Vnt + Aat)	8393	

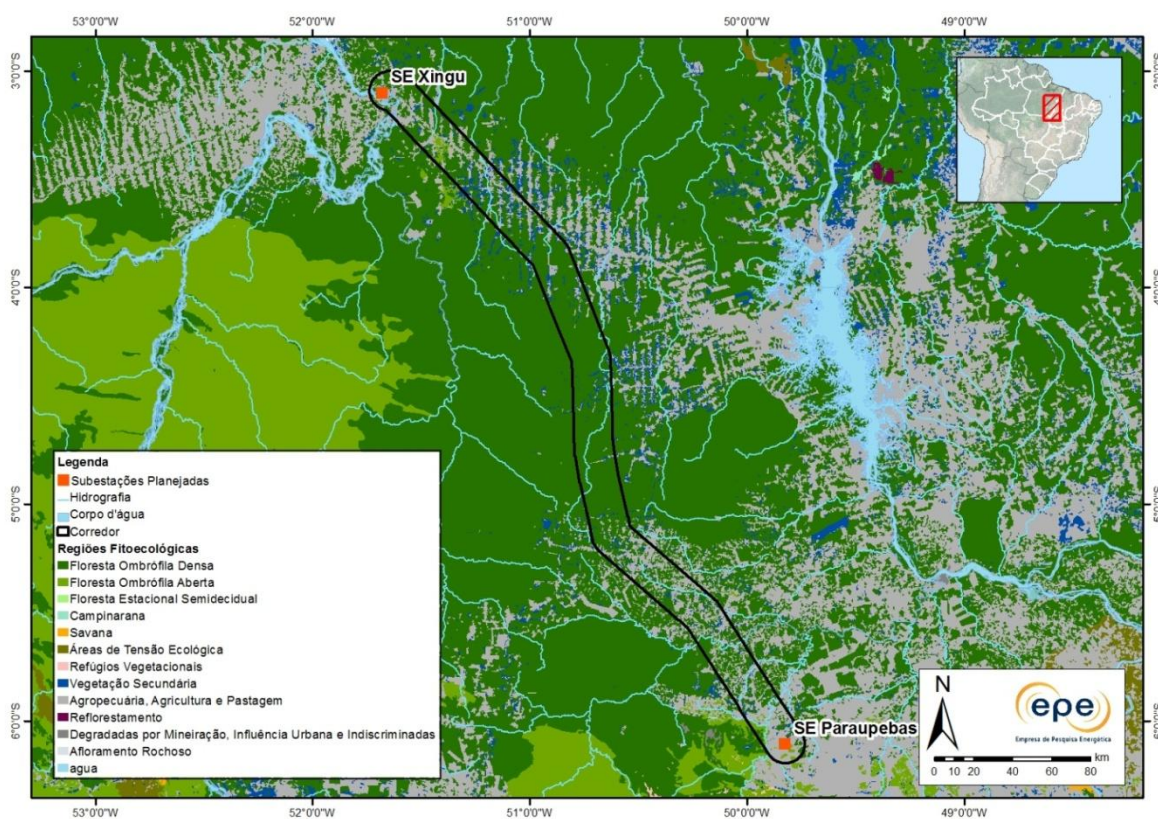


Figura 225 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Xingu - Parauapebas

As unidades de conservação abrangidas pelo corredor são do grupo uso sustentável, sendo que o traçado da futura linha de transmissão poderá ser desviado (Tabela 100). Esse corredor não interfere em terras indígenas, mas passa a menos de 20 km das Terras Indígenas Trincheira Bacajá e Parakanã (Figura 226).

Tabela 100 - Unidades de conservação no corredor Xingu – Parauapebas

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA do Igarapé Gelado		Área de Proteção Ambiental	
Flona Carajás	Uso Sustentável	Floresta Nacional	PA
Sítio Pesqueiro Turístico Volta Grande do Xingu		Não Categorizada no SNUC	

O corredor Xingu – Parauapebas abrange três APCBs, Volta Grande do Xingu e Anapu, próximas à SE Xingu, e Rio Itacaiúnas, próxima à SE Parauapebas (Figura 226). A Tabela 101 apresenta o grau de importância e a ação prioritária dessas APBCs, segundo critérios do MMA.

Tabela 101 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Xingu – Parauapebas

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Volta Grande do Xingu	Extremamente Alta	Cria UC - PI
Anapu	Muito Alta	Mosaico/Corredor
Rio Itacaiúnas	Alta	Recuperação

Este corredor abrange 39 projetos de assentamento rural, listados na Tabela 102. Entre os municípios de Novo Repartimento e Parauapebas há um extenso assentamento, o PA Tuerê – o maior e dos mais antigos da América Latina - e muitos assentamentos rurais de pequeno e médio porte. Assim sendo, nesse trecho, a futura linha de transmissão não poderá ser desviada de todos os projetos de assentamento (Figura 226).

Tabela 102 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Parauapebas

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
PA	Pilão Poente III	Anapu	1997
	Grotão da Onça		1997
	Buritirana	Itupiranga	1997
	Cinturão Verde I e II		1991
	Arraialândia		1998
	Itacaiúnas		1996
	Terra Roxa		1998
	Santa Maria do Itacaiúnas		1999
	Gameleira Açú		1998
	PA do Meio		1998
	Valentim Serra		2000
	Jerusalém		2001
	Lana		1998
	Carimã		2001
	Nova Itaperuna	Marabá	1999
	Casa Branca		1999
	José Pinheiro Lima		2001
	Pouso Alegre		2003
	Estrela do Norte		1999
	Volta Grande		1998
	Serra Azul		1998
	Frutão		1998
	Volta do Tapirapé		1998
	Alto Bonito		1999
	Barro Preto		1998
	Goianos		1998
	Rio Preto Malha II		1998
	Tuerê	Novo Repartimento	1987
	Rio Gelado		1992

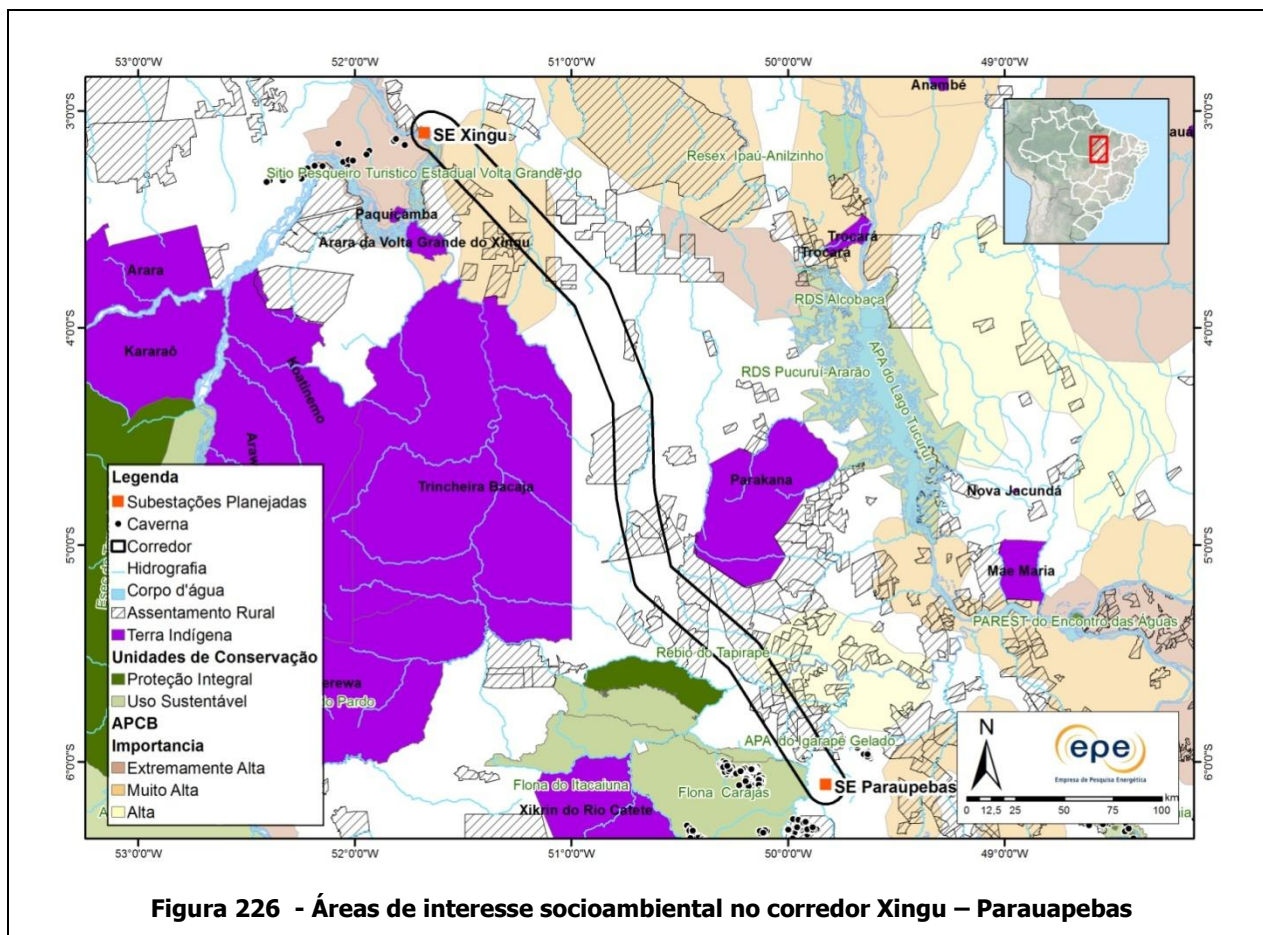
Tabela 102 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Parauapebas (continuação)

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
PA	Boca Larga	Novo Repartimento	2001
	Jacaré-Açu		2001
	Alto Pacajá		2001
	Mineiro Preto		2001
	José Cirilo Gomes		2001
	Carlos Fonseca	Parauapebas	1999
	Rio Branco		1993
	Araçatuba Carajás		2002
	Palmares Sul		2001
	Palmares		1996
	Canoé	Senador Jose Porfírio	1997

Um resumo das principais informações socioambientais do corredor Xingu – Parauapebas é apresentado na Tabela 103.

Tabela 103 - Resumo das principais informações socioambientais no corredor Xingu - Parauapebas

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	405
Unidades de Conservação (Nº)	3
Vegetação Nativa (km ²)	6139
Agricultura (km ²)	22
Agropecuária (km ²)	535
Pastagem (km ²)	1674
Assentamentos do Incra (Nº)	39
Área Urbana (km ²)	0
Municípios atravessados	9



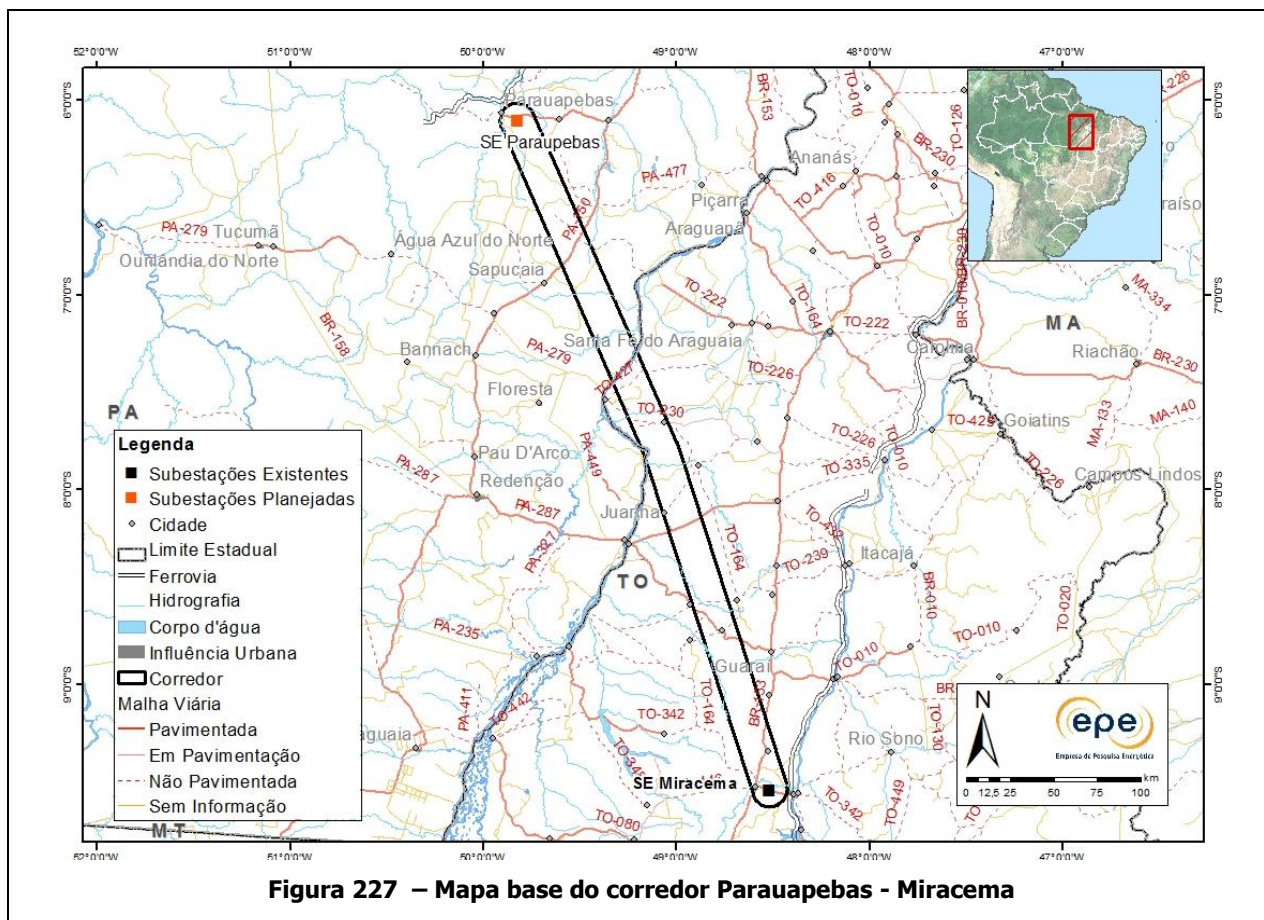
11.1.2 Corredor Parauapebas – Miracema

O corredor parte da SE Parauapebas e, no sentido sul-sudeste, segue rumo à SE Miracema por uma área predominantemente ocupada por pastagens. Mais adiante, na divisa entre os estados do Pará e Tocantins, o corredor atravessa o rio Araguaia. Nesse trecho o rio possui cerca de 2 km de largura e há algumas ilhas que podem facilitar a travessia. Posteriormente, atravessa o interflúvio Araguaia-Tocantins, região de transição entre os biomas Amazônia e Cerrado, e segue em direção à SE Miracema, localizada às margens da rodovia TO-142, no município de Miracema do Tocantins.

O corredor atravessa 24 municípios, sendo 8 no Pará e 16 em Tocantins, e seu eixo tem 411 km de extensão (Tabela 104, Figura 227).

Tabela 104 – Municípios atravessados pelo corredor Parauapebas – Miracema

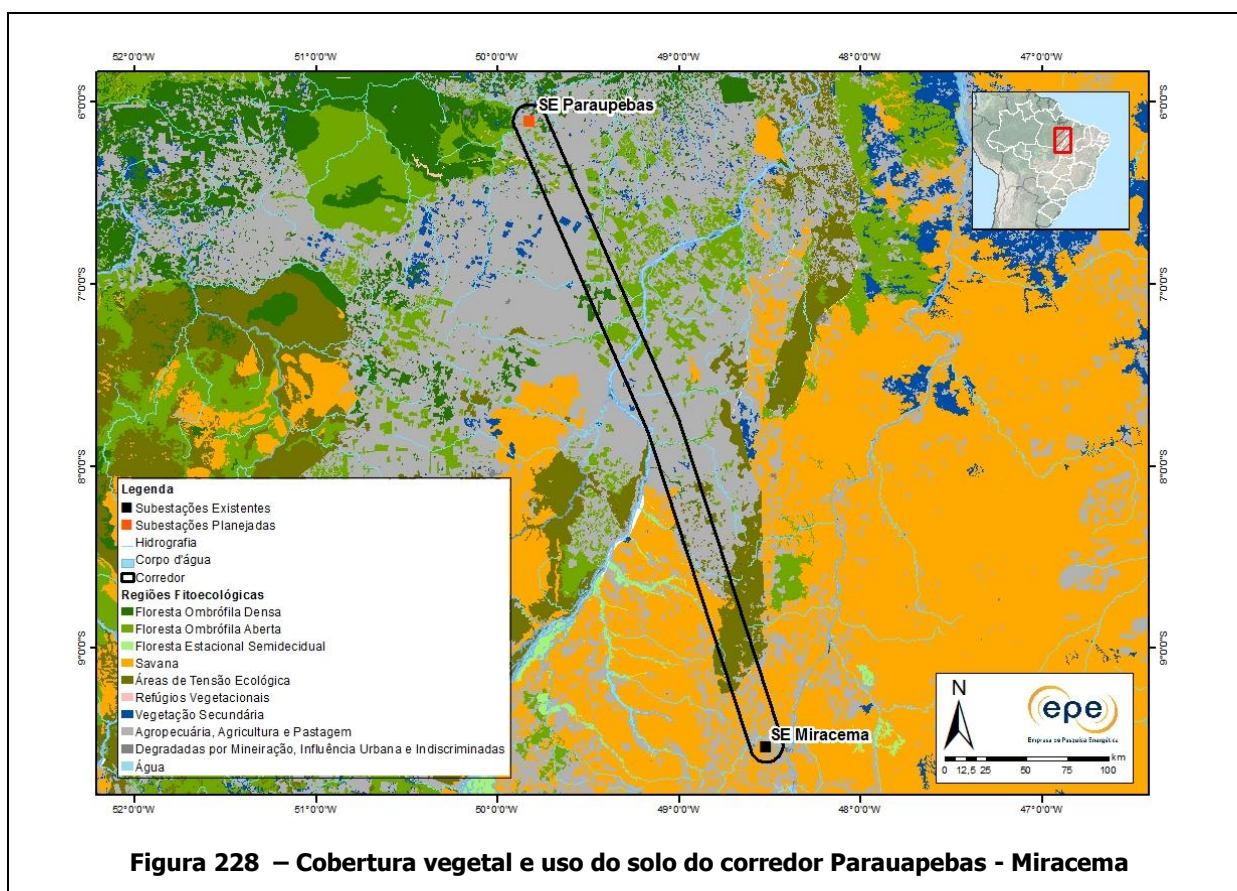
UF	Mesorregião	Microrregião	Município		
PA	Sudeste Paraense	Conceição do Araguaia	Conceição do Araguaia		
			Floresta do Araguaia		
		Parauapebas	Canaã dos Carajás		
			Curionópolis		
			Parauapebas		
		Redenção	Rio Maria		
			Sapucaia		
			Xinguara		
		TO	Ocidental do Tocantins	Araguaiana	Araguaína
					Arapoema
Pau d´Arco					
Miracema do Tocantins	Bernardo Sayão				
	Colmeia				
	Couto de Magalhães				
	Fortaleza do Tabocão				
	Goianorte				
	Guaraí				
	Itaporã do Tocantins				
Juarina					
Miracema do Tocantins					
Miranorte					
Pequizeiro					
Rio dos Bois					



O corredor abrange os biomas Amazônia e Cerrado. Mais da metade de sua área é ocupada por pastagens. As fitofisionomias predominantes são a savana e as áreas de transição entre os biomas Amazônia e Cerrado que somam cerca de 20% da área do corredor. As florestas ombrófilas estão presentes próximo ao rio Araguaia e ocupam aproximadamente 10% da área (Tabela 105, Figura 228).

Tabela 105 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Parauapebas – Miracema

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	230	2,7
Floresta Ombrófila Aberta	728	8,7
Vegetação Secundária	90	1,1
Refúgios Montanos (vegetação de altitude)	4	0,1
Savana	853	10,2
Áreas de Tensão Ecológica	970	11,6
Vegetação Nativa Total (Vnt)	2875	34,3
Pastagem	4899	58,4
Agropecuária	546	6,5
Agricultura	-	-
Água	57	0,7
Área Indiscriminada	2	0,02
Influência Urbana	5	0,1
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	5508	65,7
Total geral (Vnt + Aat)	8383	



O corredor Parauapebas – Miracema não interfere em unidades de conservação e terras indígenas, mas está a menos de 10 km das Terras Indígenas Xambioá, localizada próximo à travessia do rio

Araguaia, e as TIs Funil e Palmas, localizadas próximas à SE Miracema. Além disso, abrange quatro APCBs, Médio e Baixo Araguaia, ao longo do rio Araguaia, e Interflúvio Araguaia – Tocantins e Ribeirão Tranqueira, na porção sul do corredor (Figura 229). A Tabela 106 apresenta o grau de importância e a ação prioritária indicada pelo MMA para essas APBCs.

Tabela 106 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Parauapebas – Miracema

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Médio Araguaia		Recuperação
Baixo Araguaia	Extremamente Alta	Fomento Uso Sust.
Interflúvio Araguaia-Tocantins		Mosaico/Corredor
Ribeirão Tranqueira	Muito Alta	Cria UC - PI

O corredor abrange 15 projetos de assentamentos rural, conforme Tabela 107. Na região de travessia do rio Araguaia há dois assentamentos (PA Travessão e PA Escalada do Norte II lote 28) que se estendem por toda a largura do corredor. Nesse trecho, a futura linha de transmissão não poderá ser desviada de um desses projetos de assentamento (Figura 229).

Tabela 107 – Projetos de assentamento no corredor Parauapebas – Miracema

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
PA	Canarana	Conceição do Araguaia	1996
	Joncon/Três irmãos		1987
	Travessão	Floresta do Araguaia	1999
	Carajás II e II	Parauapebas	1988
	Escalada do Norte		1997
	Escalada do Norte II lote 28	Xinguara	1997
	Recantão		1997
	Cristo Rei	Arapoema	1999
	Providência	Bernardo Sayão	1998
	Santa fé	Colmeia	1999
TO	São João Batista	Itaporã do Tocantins	1999
	Conquista		2000
	Nossa Senhora Aparecida	Pequizeiro	1996
	Progresso		1999
	Vitória		1999

11.1.3 Corredor Parauapebas – Itacaiúnas

O corredor parte da SE Parauapebas, localizada próxima à cidade de mesmo nome, numa região com presença significativa de pastagens e alguns remanescentes de floresta ombrófila. Seguindo no sentido leste, o corredor é desviado de um importante trecho de cavernas e vegetação nativa bem preservada e, mais adiante, deflete no sentido nordeste atravessando um trecho com predomínio de pastagens.

Em seguida, o corredor atravessa o rio Vermelho (50 metros de largura aproximada), numa região com boa preservação de floresta ombrófila densa. Após esse trecho, atravessa um setor que intercala pastagens e florestas, até chegar à SE Itacaiúnas, situada aproximadamente 20 km ao sul da cidade de Marabá.

O corredor atravessa quatro municípios no estado do Pará, ao longo dos 112 km de extensão do seu eixo (Tabela 109, Figura 230).

Tabela 109 – Municípios atravessados pelo corredor Parauapebas – Itacaiúnas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PA	Sudeste Paraense	Parauapebas	Eldorado dos Carajás Curionópolis Parauapebas
		Marabá	Marabá

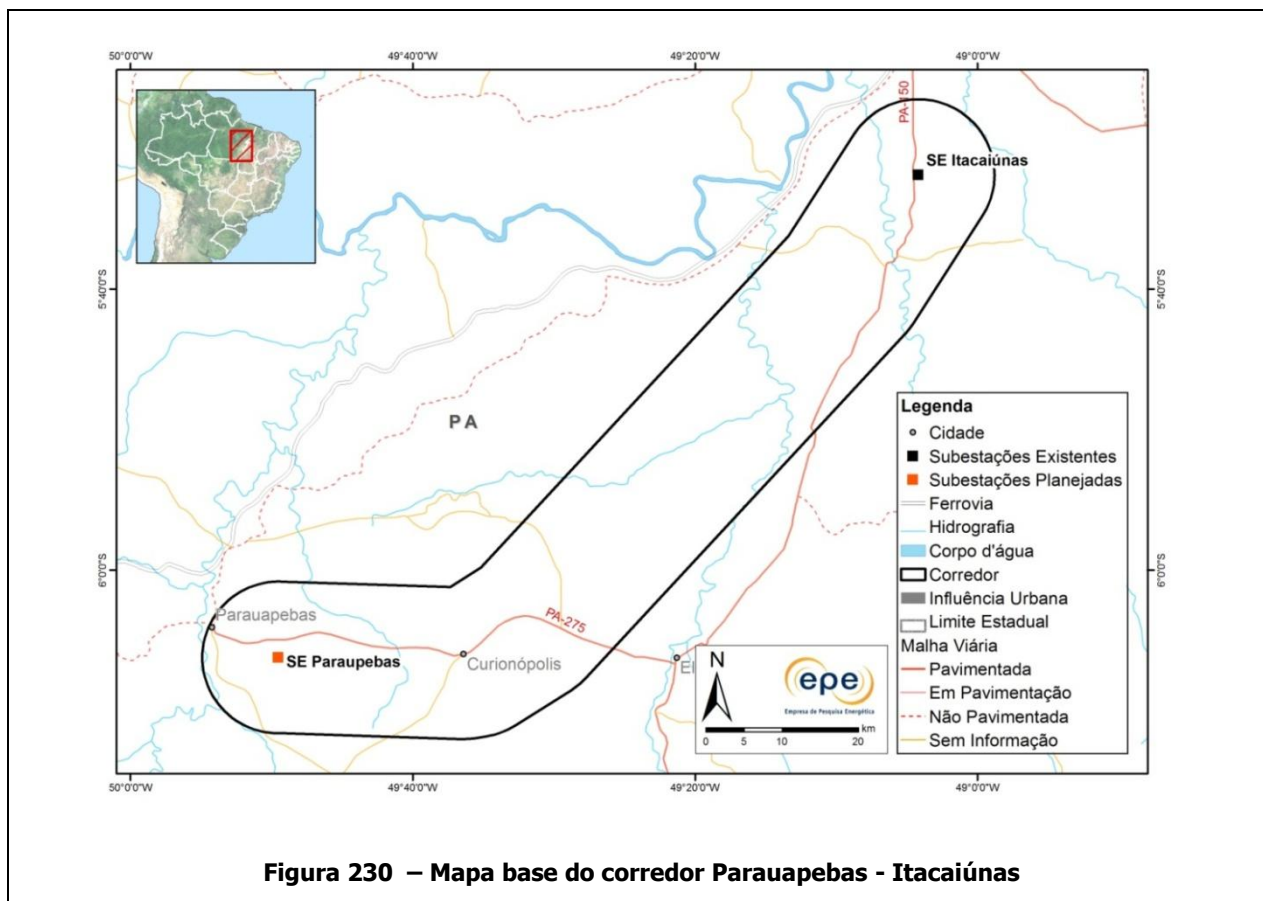
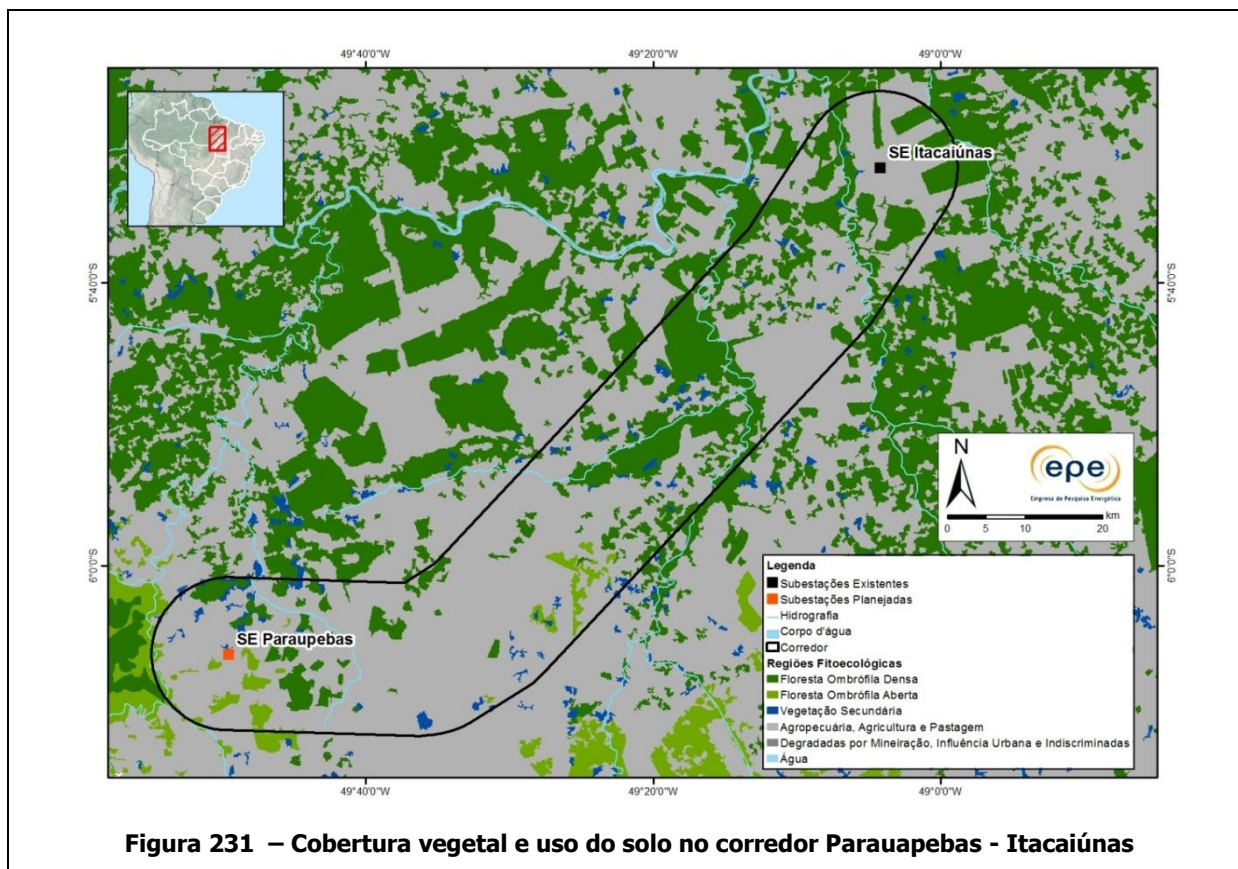


Figura 230 – Mapa base do corredor Parauapebas - Itacaiúnas

Esse corredor está inserido no bioma Amazônia. As áreas de pastagem e agropecuária ocupam mais de 70% de sua extensão, enquanto as florestas nativas, cerca de 30% (Tabela 110, Figura 231).

Tabela 110 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Parauapebas – Itacaiúnas

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	630	24,7
Floresta Ombrófila Aberta	63	2,5
Vegetação Secundária	44	1,7
Vegetação Nativa Total (Vnt)	737	28,9
Pastagem	1657	65,03
Agropecuária	154	6,05
Agricultura	-	-
Atividade Antrópica Total (Aat)	1811	71,1
Total geral (Vnt + Aat)	2548	



O corredor Parauapebas – Itacaiúnas não interfere em unidades de conservação e terras indígenas. Abrange porém, duas APCBs - Eldorado dos Carajás e São João do Araguaia, ambas de importância muito alta, segundo a classificação do MMA (Tabela 111; Figura 232).

Tabela 111 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Parauapebas - Itacaiúnas

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Eldorado dos Carajás	Muito Alta	Ordenamento
São João do Araguaia		

O corredor também contém 16 projetos de assentamento rural, conforme Tabela 100. Na divisa entre os municípios de Marabá, Eldorado dos Carajás e Curionópolis há um aglomerado de assentamentos que se estende por a toda largura do corredor. Por isso, nesse trecho não será possível desviar o corredor de todos esses assentamentos (Figura 232).

Tabela 112 – Projetos de assentamento no corredor Parauapebas – Itacaiúnas

UF	Projeto de Assentamento	Nome do Município	Ano de Criação
PA	Piquiá	Marabá	2002
	Escada Alta		1998
	Lajedo		1998
	Cachoeira Alta		1993
	Castanheira		1995
	Cedrinho		1995
	17 de Abril	Eldorado dos Carajás	1997
	Água Fria		1992
	Eldorado		1995
	São Francisco		1997
	Rio Vermelho		1995
	Moça Bonita	1999	
	Sereno	Curionópolis	1988
	Barreiro Cocal		1998
	Ipiranga		1993
Primavera do Araguaia	São João do Araguaia	1998	

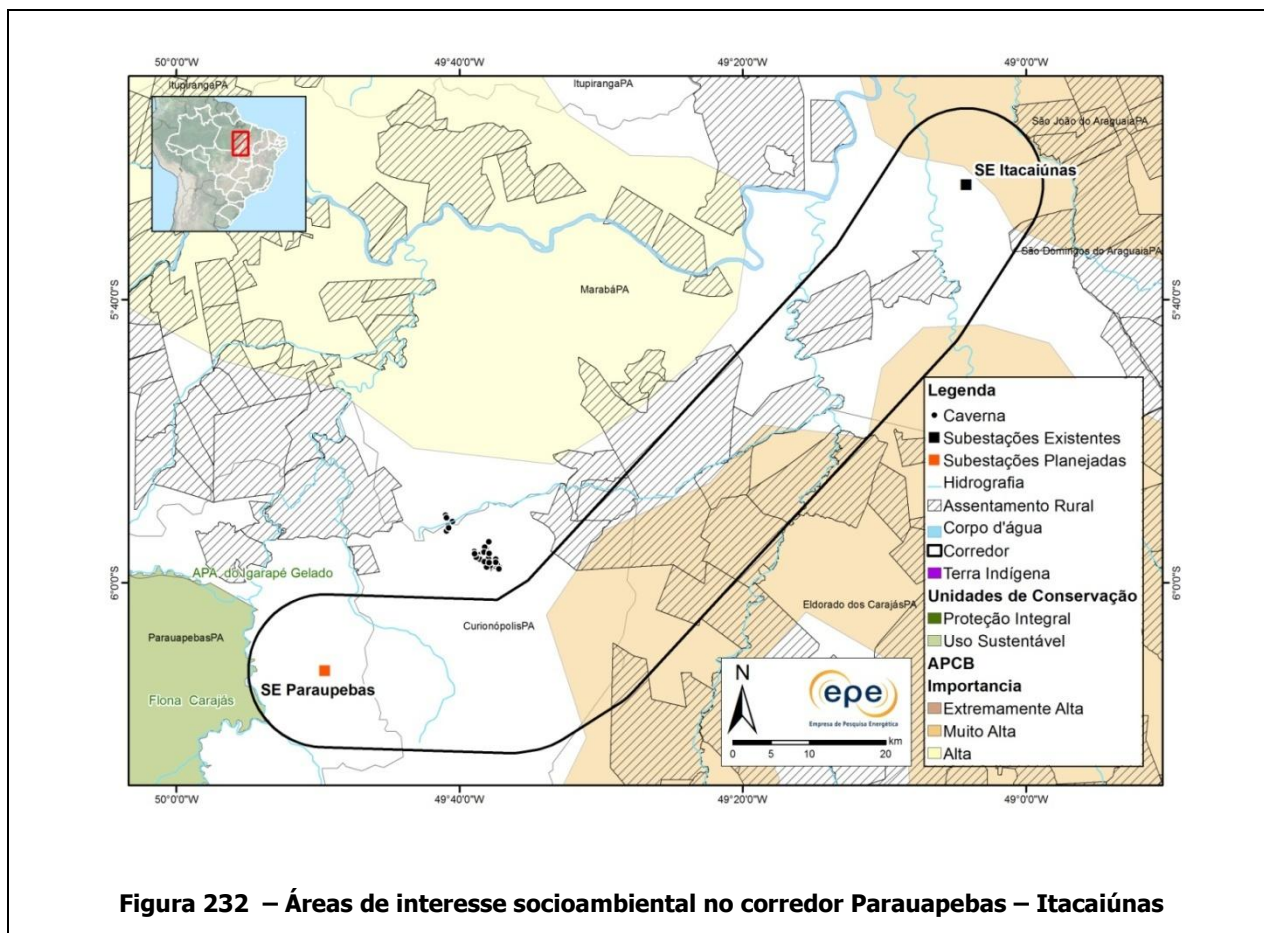


Figura 232 – Áreas de interesse socioambiental no corredor Parauapebas – Itacaiúnas

Um resumo das principais informações socioambientais do corredor Parauapebas - Itacaiúnas é apresentado na Tabela 113.

Tabela 113 - Resumo das principais informações socioambientais no corredor Parauapebas – Itacaiúnas

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	112
Unidade de Conservação (Nº)	-
Vegetação Nativa (km²)	737
Agricultura (km²)	-
Agropecuária (km²)	154
Pastagem (km²)	1657
Assentamentos do Inra (Nº)	16
Área Urbana (km²)	-
Municípios atravessados	4

11.1.4 Corredor Itacaiúnas – Tucuruí

O corredor parte da SE Itacaiúnas, situada aproximadamente 20 km ao sul da cidade de Marabá e segue no sentido noroeste, contornando essa cidade para evitar a travessia da Terra Indígena Mãe Maria, situada a nordeste da área urbana (Figura 233). Além disso, ao contornar Marabá, buscou-se também permitir que a futura linha mantenha uma distância segura do Aeroporto João Correa da Rocha que serve à cidade e à região de Marabá. Como o corredor tem 20 km de largura, o estudo posterior de planejamento da linha (Relatório R3) terá margem para estudar com maior precisão sua localização em relação ao cone de aproximação do aeroporto (Figura 234).





Figura 234 – Desvio do corredor para manter distância segura do Aeroporto Marabá

Em seguida, o corredor atravessa o rio Tocantins, cuja largura nesse trecho é de um a dois quilômetros. Esse rio apresenta em suas margens grandes áreas de vegetação nativa, inclusive em suas ilhas, que têm extensão significativa. Além disso, também há lagoas em sua planície de inundação, em ambas as margens do rio (Figura 235).

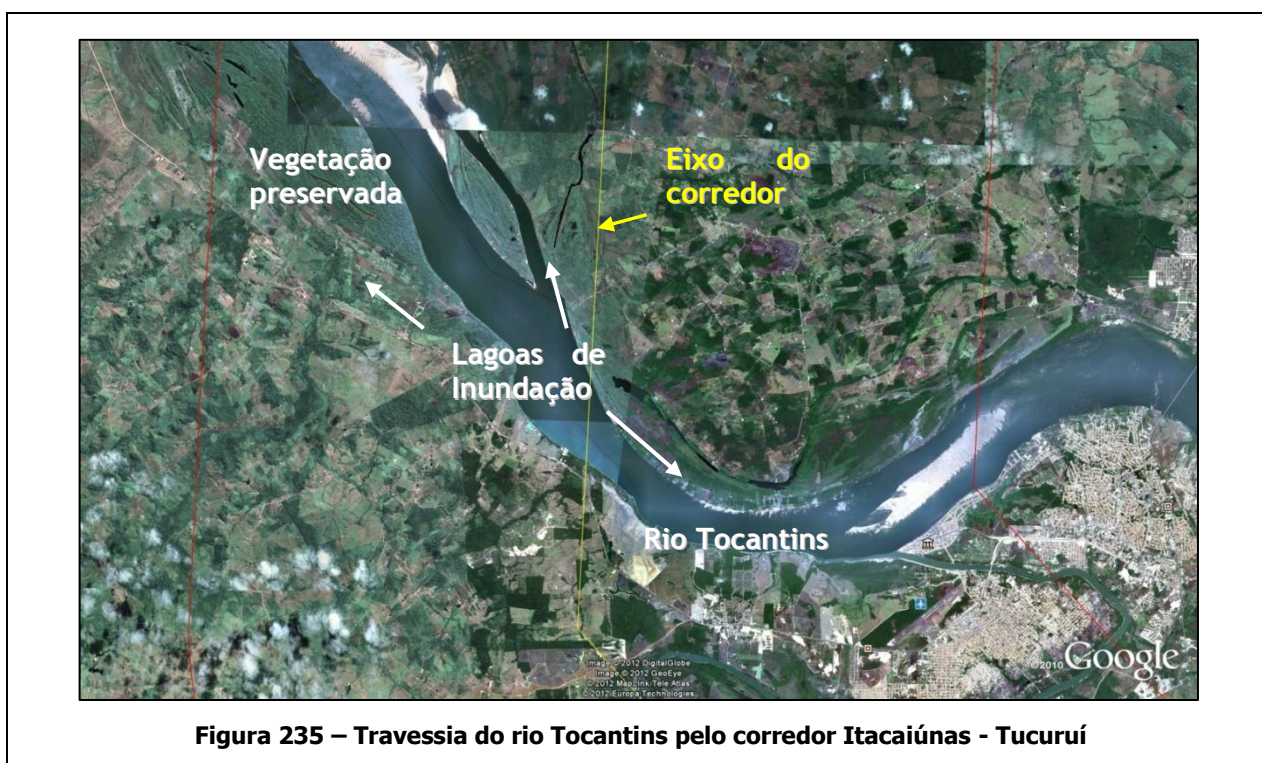


Figura 235 – Travessia do rio Tocantins pelo corredor Itacaiúnas - Tucuruí

Após o trecho de floresta bem preservada situado do lado direito do rio, o corredor segue no sentido norte, percorrendo uma região onde predominam pastagens, mas que também possui importantes fragmentos dispersos de floresta. Mais adiante, entre os igarapés Praia Alta e Jacundá – ambos tributários do reservatório de Tucuruí – há uma área com boa preservação de florestas ombrófilas densas.

Mais adiante, o corredor apresenta um trecho com maior predominância de pastagens, seguindo até os arredores da cidade de Jacundá. Logo após, deflete para noroeste, percorrendo uma área onde se intercalam vegetação nativa e pastagens. Observa-se que, nas adjacências dos rios Moju e Mojuzinho, tais florestas se apresentam bem preservadas.

A seguir, o corredor deflete em ângulo acentuado para sudoeste e novamente atravessa o rio Tocantins (aproximadamente 1 km de travessia), logo após a jusante da barragem da UHE Tucuruí, e chega à SE Tucuruí. A chegada à subestação é complexa, tanto pela travessia do rio, quanto pela presença dos quatro circuitos da LT 500kV Tucuruí – Marabá, além de outras LTs existentes, o que exigirá um maior cuidado na definição da diretriz da futura linha.

O corredor atravessa sete municípios no estado do Pará e seu eixo tem 242 km de extensão (Tabela 114, Figura 236).

Tabela 114 – Municípios atravessados pelo corredor Itacaiúnas – Tucuruí

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PA	Sudeste Paraense	Tucuruí	Breu Branco
			Jacundá
			Nova Ipixuna
		Marabá	Tucuruí
			Marabá
			São João do Araguaia
		Paragominas	Goianésia do Pará

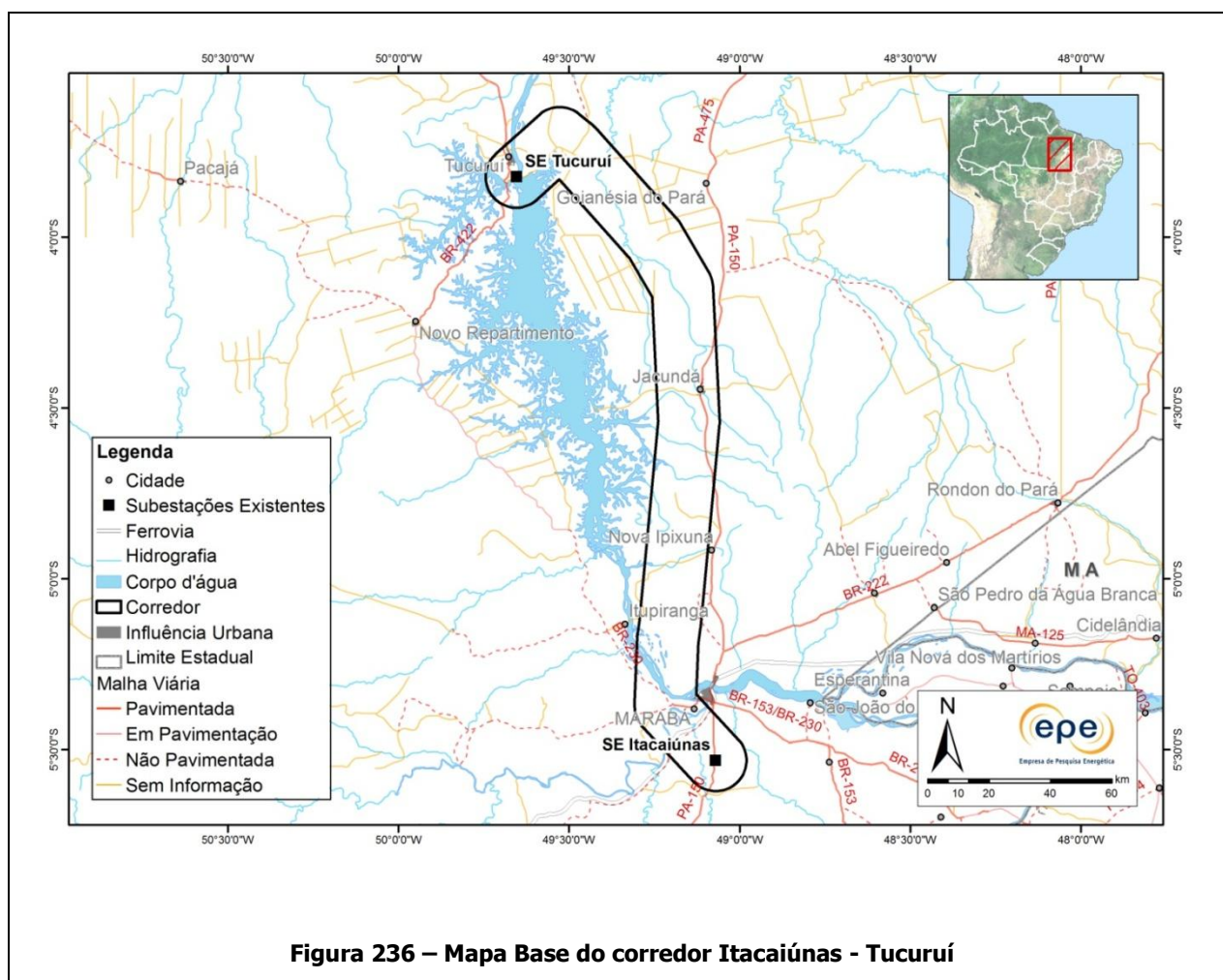


Figura 236 – Mapa Base do corredor Itacaiúnas - Tucuruí

O corredor Itacaiúnas - Tucuruí está inserido no bioma Amazônia. As florestas nativas ocupam aproximadamente 40% de sua área. Ao longo do rio Tocantins, a vegetação nativa está bastante preservada e ao longo do corredor observam-se grandes fragmentos, entremeados por pastagens e atividades agrícolas (Tabela 115; Figura 237).

Tabela 115 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Itacaiúnas – Tucuruí

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	1750	34,2
Vegetação Secundária	316	6,2
Vegetação Nativa Total (Vnt)	2066	40,4
Pecuária (pastagem)	1756	34,3
Agropecuária	1015	19,8
Agricultura	2	0,05
Água	250	4,9
Influência Urbana	27	0,53
Área indiscriminada	2	0,04
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	3052	59,6
Total Geral (Vnt + Aat)	5118	

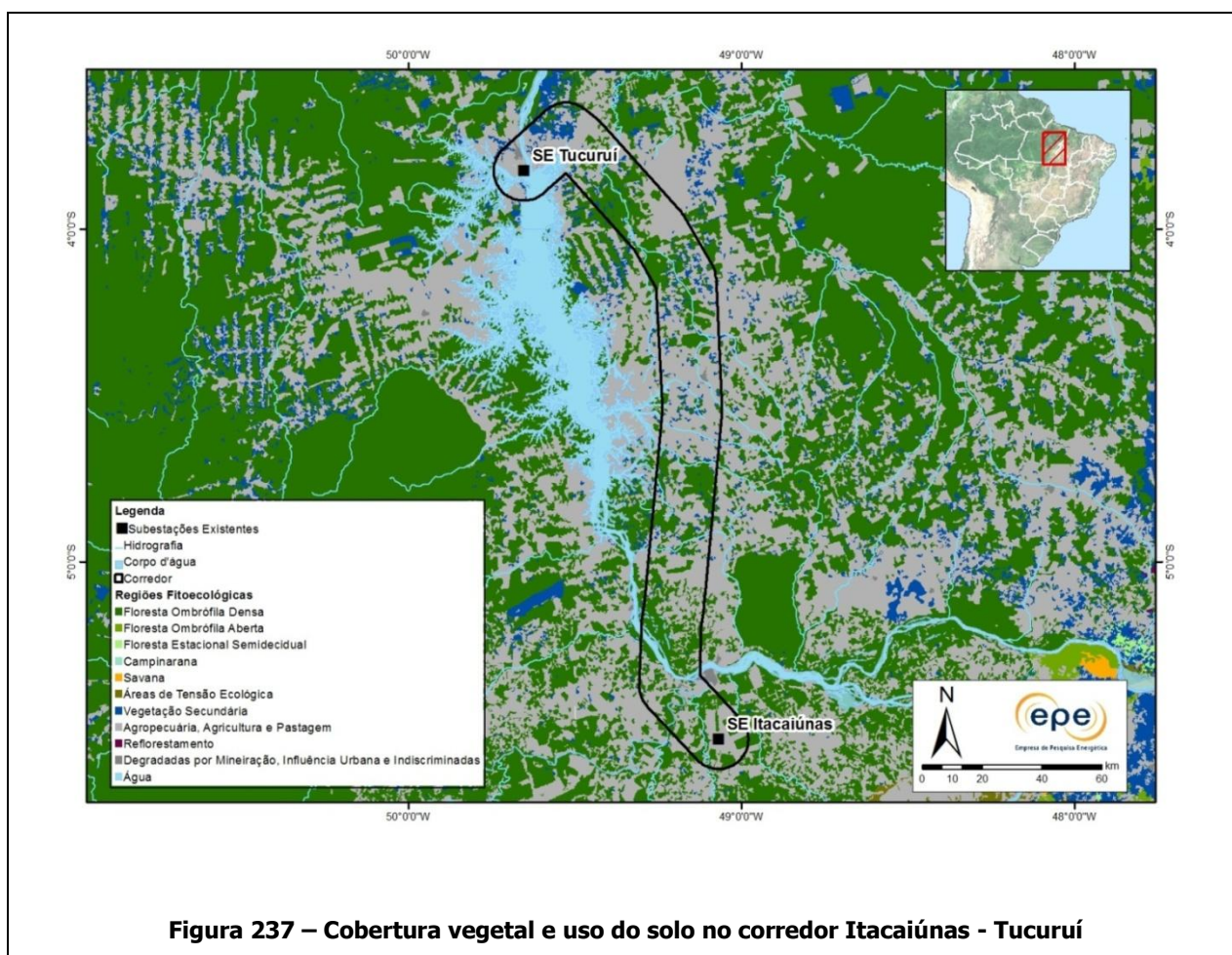


Figura 237 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Itacaiúnas - Tucuruí

O corredor Itacaiúnas – Tucuruí abrange duas unidades de conservação do grupo Uso Sustentável (Tabela 116, Figura 238), podendo a futura linha de transmissão ser desviada de ambas. O corredor não interfere em Terras Indígenas, mas dista cerca de 10 km das Terras Indígenas Mãe Maria e Trocará.

Tabela 116 - Unidades de conservação no corredor Itacaiúnas – Tucuruí

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA do Lago Tucuruí	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	PA
RDS Alcobaça		Reserva de Desenvolvimento Sustentável	

O corredor Itacaiúnas-Tucuruí compreende quatro APCBs: RDS Alcobaça, Nazaré dos Patos e Tucuruí Leste, nas porções norte e central do corredor, e a São João do Araguaia na porção sul (Figura 238). A Tabela 117 apresenta o grau de importância e a ação prioritária de cada uma delas.

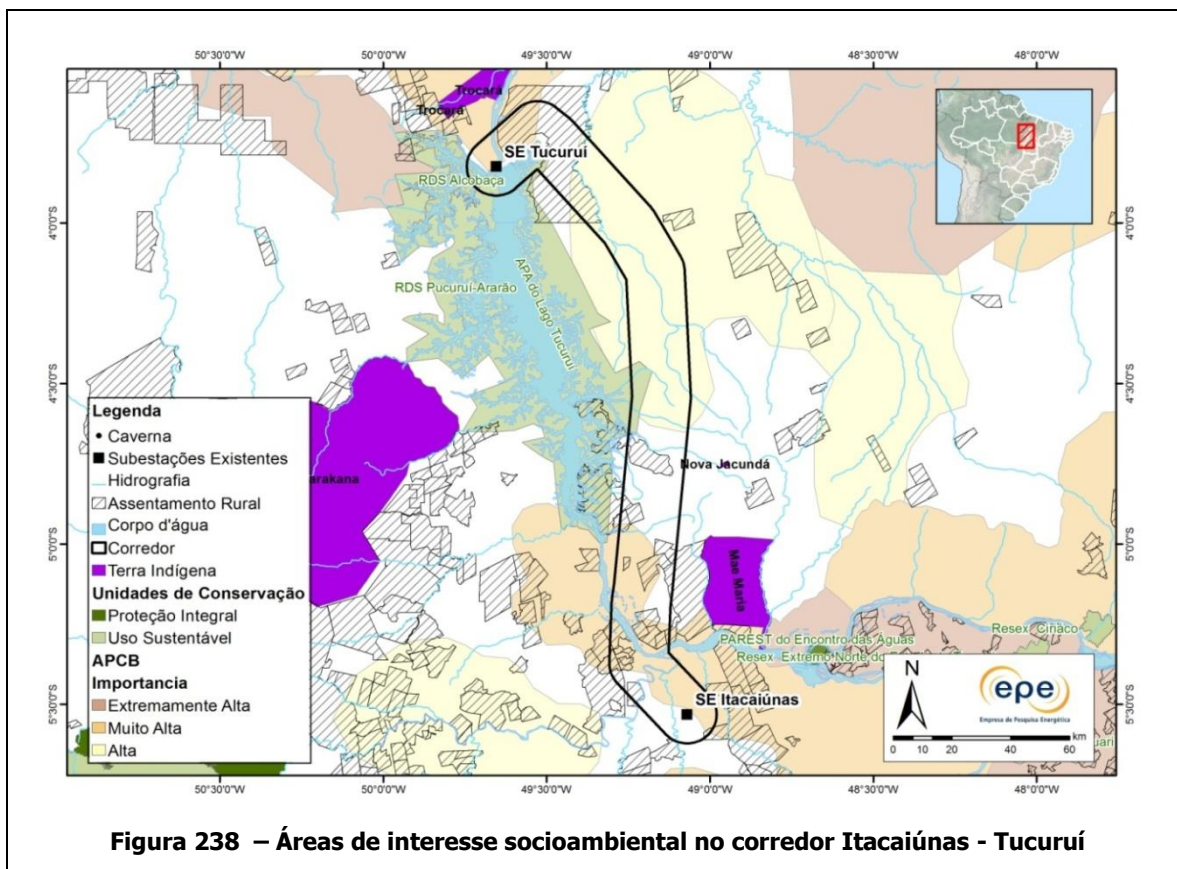
Tabela 117 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Itacaiúnas – Tucuruí

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
RDS Alcobaça	Muito Alta	Cria UC - US
Nazaré dos Patos		Mosaico/Corredor
São João do Araguaia		Ordenamento
Tucuruí Leste	Alta	Ordenamento

Conforme discriminado na Tabela 118, o corredor abrange 25 projetos de assentamento, sendo que a futura linha de transmissão não poderá ser desviada do PA Alcobaça, localizado nas proximidades da SE Tucuruí, pois esse assentamento se estende por toda largura do corredor (Figura 238).

Tabela 118 – Projetos de assentamento no corredor Itacaiúnas – Tucuruí

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
	Piquiá		2002
	Escada Alta		1998
	Nossa Senhora do Perpétuo Socorro		1999
	Sabino São Pedro		1999
	Geladinho / Murumbu		1988
	Cinzeiro	Marabá	1988
	Alegria		1999
	Burgo		2001
	Santa Rita		2003
	Palmeira Jussara		2003
	Boa Esperança do Burgo		1999
	Belo Vale		2003
PA	Fortaleza I e II		1995
	Casarão		1999
	João Vaz		2003
	Tocantins		1997
	Lago Azul	Nova Ipixuna	1999
	Grotão do Severino		2004
	Agro-Extrativista Praia Alta Piranheira		1997
	Jacaré		1993
	São Vinícius		2002
	Primavera do Araguaia	São João do Araguaia	1998
	Grande Vitória	Itupiranga	1999
	Alcobaça	Breu Branco	2002
	Jacundá	Jacundá	1987



O resumo das principais informações socioambientais do corredor Itacaiúnas - Tucuruí é apresentado na Tabela 119.

Tabela 119 - Resumo das principais informações socioambientais do corredor Itacaiúnas – Tucuruí

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	242
Unidade de Conservação (Nº)	2
Vegetação Nativa (km ²)	2066
Agricultura (km ²)	2
Agropecuária (km ²)	1015
Pastagem (km ²)	1756
Assentamentos do Incra (Nº)	25
Área Urbana (km ²)	27
Municípios atravessados	7

11.1.5 Corredor Itacaiúnas - Colinas

O corredor se inicia na SE Itacaiúnas, situada aproximadamente 20 km ao sul da cidade de Marabá. Partindo no sentido sudeste, no trecho inicial do corredor o uso do solo é composto principalmente por pastagens e alguns significativos fragmentos de floresta ombrófila densa, situados nos arredores da SE Itacaiúnas. Adiante, o corredor percorre um longo trecho dominado por pastagens, até a travessia do rio Araguaia, que nesse trecho possui largura média de cerca de 3 km. Logo após a travessia do rio, o corredor cruza a APA Barreira Branca, sem possibilidade de desvio da futura LT. Esse trajeto foi escolhido pelo fato da LT 500 kV Itacaiúnas-Colinas C1 já atravessar essa unidade de conservação e dispor de área suficiente para a passagem de mais uma LT.

Em seguida, o corredor atravessa um grande trecho que alterna agricultura, pastagem e significativos remanescentes de savana. Mais adiante, percorre um trecho de tensão ecológica (entre savana e floresta densa aberta). Logo após, chega à SE Colinas, correndo quase paralelo a outras linhas de transmissão, numa região onde predominam savanas e pastagens.

Com 283 km de extensão entre as subestações, o corredor Itacaiúnas-Colinas atravessa seis municípios no estado do Pará e onze no Tocantins (Tabela 120, Figura 239).

Tabela 120 – Municípios atravessados pelo corredor Itacaiúnas – Colinas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PA	Sudeste Paraense	Marabá	Marabá
			São João do Araguaia
			Piçarra
		Redenção	São Geraldo do Araguaia
			Eldorado dos Carajás
			Aragominas
TO	Ocidental do Tocantins	Araguaína	Araguaína
			Bandeirantes do Tocantins
			Colinas do Tocantins
			Muricilândia
			Nova Olinda
			Palmeirante
			Pau d'Arco
			Santa Fé do Araguaia

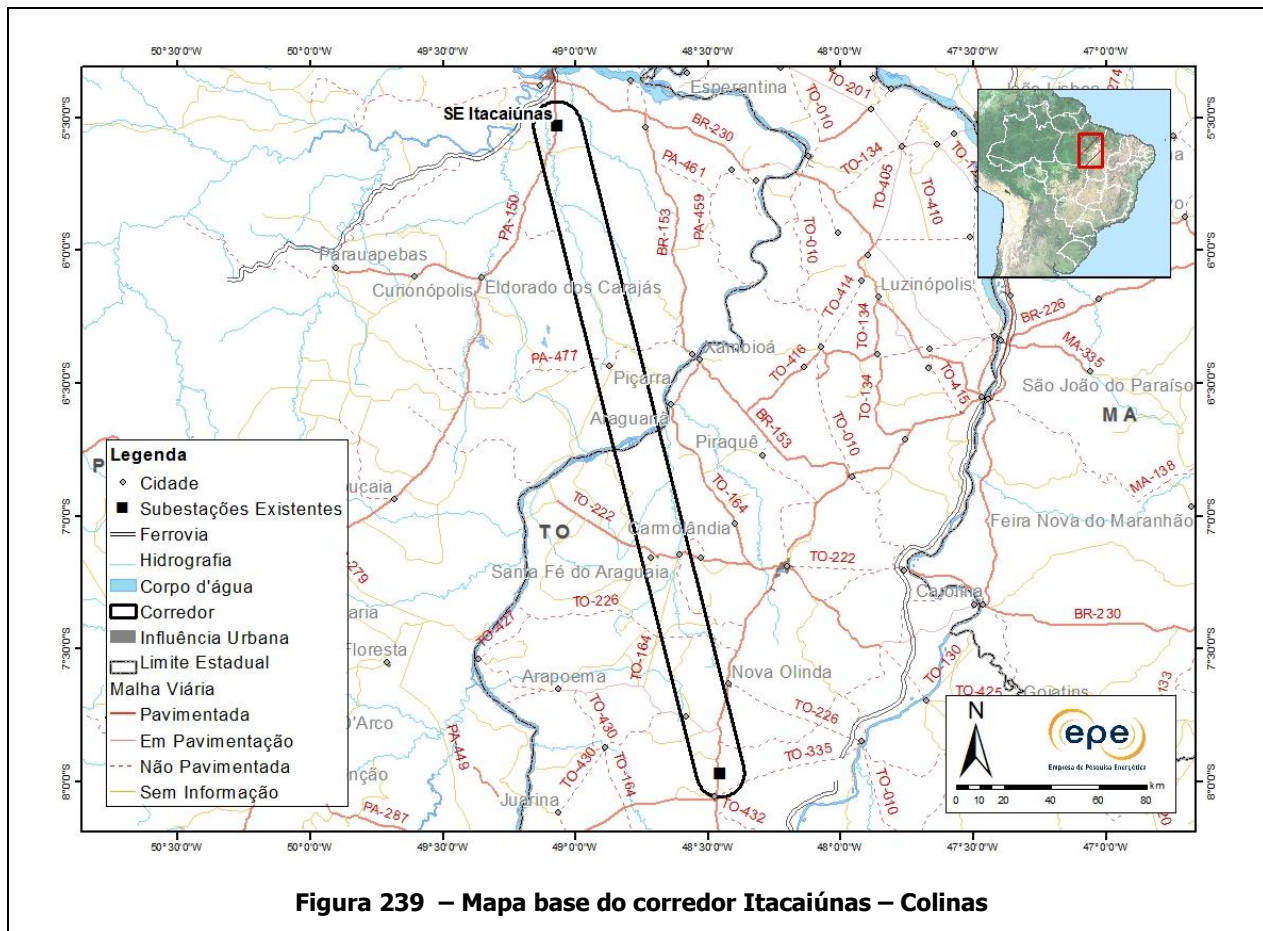
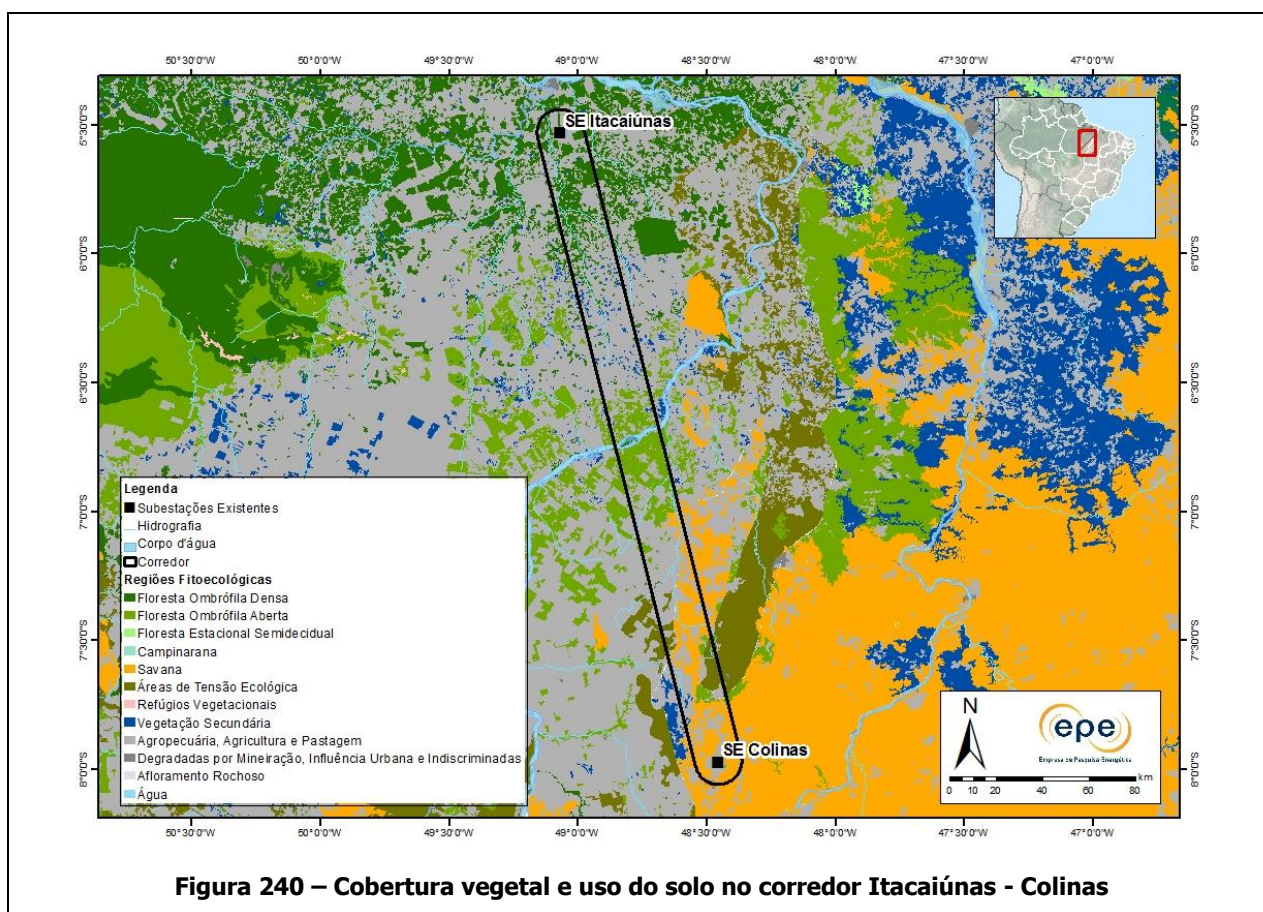


Figura 239 – Mapa base do corredor Itacaiúnas – Colinas

O corredor abrange os biomas Amazônia e Cerrado. As fitofisionomias predominantes são a Floresta Ombrófila, mais presente ao norte do corredor, e a Savana, ao sul. A vegetação nativa total corresponde a 44% da área do corredor. As pastagens e a atividade agropecuária compreendem cerca de metade da área e estão mais presentes na porção norte do corredor (Tabela 121, Figura 240).

Tabela 121 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Itacaiúnas – Colinas

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	679	11,6
Floresta Ombrófila Aberta	751	12,8
Vegetação Secundária	118	118
Savana	850	14,5
Áreas de tensão ecológica	177	3,0
Vegetação Nativa Total (Vnt)	2575	44,1
Pastagem	2477	42,4
Agropecuária	753	12,9
Agricultura	0,2	0,004
Água	33	0,6
Área Urbana	5	0,1
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	3269	55,9
Total Geral (Vnt + Aat)	5844	



A unidade de conservação abrangida pelo corredor é do grupo Uso Sustentável e a futura linha de transmissão não poderá ser desviada dela. Esse corredor não apresenta interferências em terras indígenas, mas passa a cerca de 10 km da Terra Indígena Sororó (Tabela 122, Figura 241).

Tabela 122 - Unidades de conservação no corredor Itacaiúnas – Colinas

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA Barreira Branca	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	TO

Ao longo do corredor há cinco APCBs, duas de importância muito alta, localizadas na porção norte do corredor, e as outras duas de importância extremamente alta, localizadas próximo ao rio Araguaia e ao sul do corredor (Figura 241). A Tabela 123 apresenta o grau de importância e a ação prioritária de cada uma delas.

Tabela 123 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Itacaiúnas – Colinas

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Eldorado dos Carajás	Muito Alta	Ordenamento
São João do Araguaia		Ordenamento
Baixo Araguaia	Extremamente Alta	Fomento Uso Sust.
Interflúvio Araguaia-Tocantins		Mosaico/Corredor

O corredor abrange 22 projetos de assentamento rural. Nos municípios de Eldorado dos Carajás e Aragominas há assentamentos que se estendem por toda a largura do corredor, de forma que a futura linha não poderá se desviar de todos eles. (Tabela 124, Figura 241).

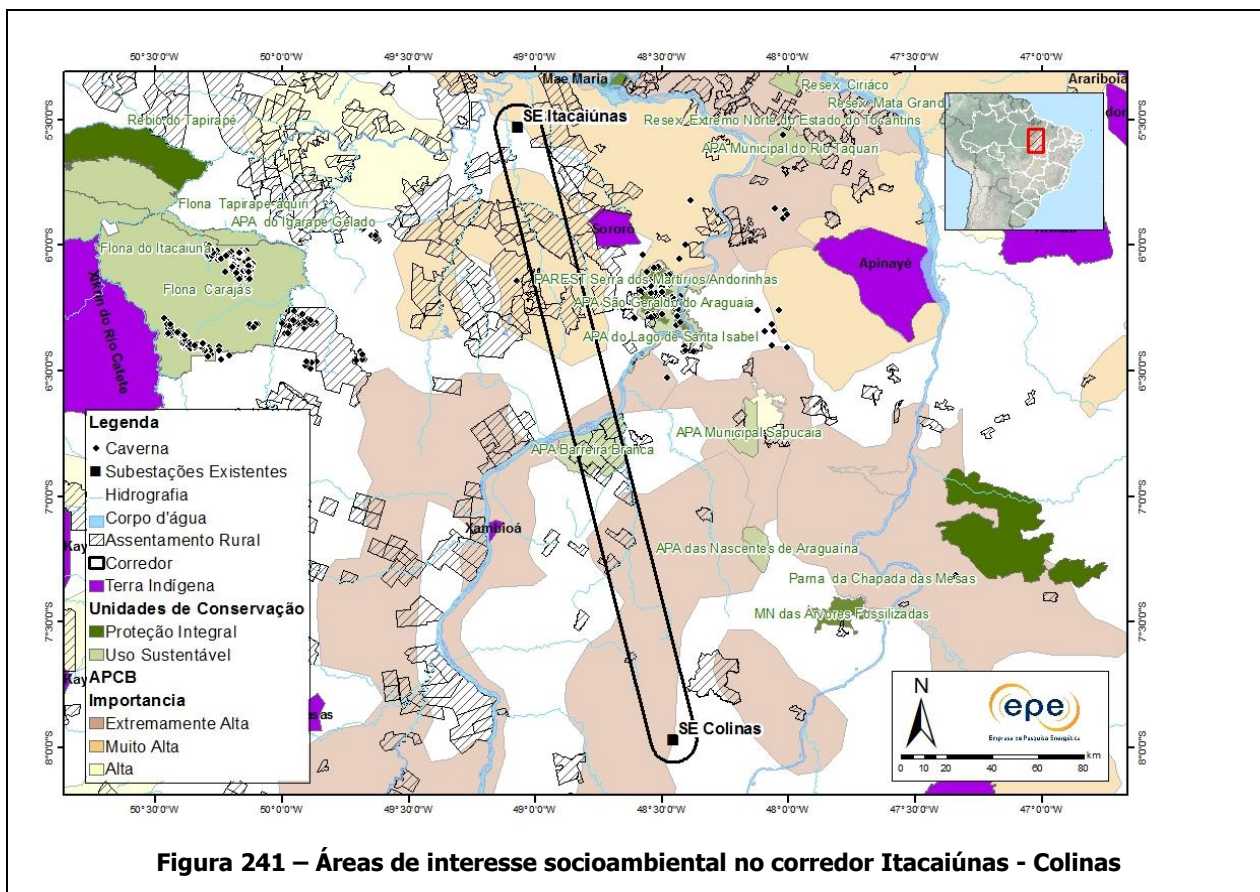
Tabela 124 – Projetos de assentamento no corredor Itacaiúnas – Colinas

UF	Projeto de Assentamento	Nome do Município	Ano de Criação	
	Emídio Batista de Moura		2000	
	Bom Lugar		1999	
	Terra Nova	São Geraldo do Araguaia	1999	
	São José		2001	
	Boa Esperança do Araguaia		2001	
	Pau Ferrado		2001	
	PA	Gameleira		1993
		Boca do Lago		2001
		Alto Bonito do Axixá	Eldorado dos Carajás	1999
		Santa Maria do Pontal		1997
Sapucaia			1999	
Primavera do Araguaia	São João do Araguaia	1998		
	Piquiá	Marabá	2002	
	Escada Alta		1998	
	Jenipapo	Bandeirantes do Tocantins	1989	
TO	Muricizal	Muricilândia	1992	
	Mata Azul		2000	
	Vitória Régia		1998	
	Dois Corações		1997	
	Reunidas	Aragominas	1998	
	São Gabriel		2001	
	Vitória Régia		1998	

O resumo das principais informações socioambientais do corredor Itacaiúnas - Colinas é apresentado na Tabela 125.

Tabela 125 - Resumo das principais interferências socioambientais no corredor Itacaiúnas - Colinas

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	278
Unidade de Conservação (Nº)	1
Vegetação Nativa (km ²)	2575
Agricultura (km ²)	0,2
Agropecuária (km ²)	753
Pastagem (km ²)	2477
Assentamentos do Incra (Nº)	23
Área Urbana (km ²)	5
Municípios atravessados	14



11.1.6 Recomendações para o traçado das LTs dos Reforços Norte

As áreas abrangidas pelos corredores dos reforços na região Norte apresentam sensibilidades socioambientais decorrentes, sobretudo, da presença de unidades de conservação, terras indígenas, remanescentes de vegetação nativa e travessias de rios com largura superior a um quilômetro. A seguir são apresentadas as principais recomendações para a fase de definição dos traçados dessas linhas (Relatório R3).

Xingu- Parauapebas

- O corredor percorre uma região com ocupação no padrão “espinha de peixe”, inserida em um contexto de abundantes e extensos remanescentes de vegetação nativa (floresta ombrófila densa). Recomenda-se, quando da definição da diretriz da linha de transmissão, evitar esses extensos remanescentes, de forma a minimizar os impactos do empreendimento.

- Próximo à SE Parauapebas há um pequeno trecho da Flona Carajás. Sua travessia deve ser evitada, visto que o corredor apresenta ampla possibilidade de desvio dessa unidade conservação.
- Atentar para a proximidade com as Terras Indígenas Parakanã e Trincheira Bacajá. A diretriz da futura linha deverá distar no mínimo 8 km dessas terras indígenas, conforme instruções contidas no Anexo II da Portaria Interministerial nº 421, 26/10/2011.

Parauapebas - Miracema

- A cerca de 40 km da SE Parauapebas, o corredor atravessa uma região de ocorrência de cavernas, mas há possibilidade de a futura linha ser desviada dessa área, o que deverá ser observado quando da definição da diretriz.
- A travessia do rio Araguaia no trecho próximo ao corredor tem aproximadamente dois quilômetros de largura, e deve ser analisada cuidadosamente na definição da diretriz da futura linha de transmissão.
- Considerar a proximidade com as Terras Indígenas Xambioá, Funil e Palmas. A diretriz da futura linha deverá distar no mínimo 8 km dessas terras indígenas, conforme instruções contidas no Anexo II da Portaria Interministerial nº 421, 26/10/2011.

Parauapebas - Itacaiúnas

- Deverão ser observados critérios de mínima intervenção na região ao redor das matas ciliares do rio Vermelho e nas adjacências do rio Sororó, próximo à SE Itacaiúnas, que são os trechos com maior presença de vegetação nativa no corredor.

Itacaiúnas - Tucuruí

- Quando da definição do traçado da futura linha, deverá ser evitada periferia urbana de Marabá onde, além de significativos remanescentes de vegetação nativa nas margens do rio Itacaiúnas e da área de expansão urbana, situa-se o aeroporto de Marabá, cujas áreas de segurança e os cones de aproximação de voos deverão ser considerados.
- Próximo à cidade de Marabá, o trecho do rio Tocantins a ser atravessado pela futura linha tem em média 1,5 quilômetro de largura. Trata-se de uma região bastante preservada, com ilhas vegetadas e lagoas situadas na planície de inundação do rio. Recomenda-se atentar para essas condições, quando da definição da diretriz da linha de transmissão, de modo a minimizar o impacto nessas áreas que possuem atributos ambientais importantes.

- A travessia do rio Tocantins nas proximidades da SE Tucuruí é de cerca de um quilômetro, por onde já passam quatro circuitos da LT 500kV Tucuruí – Marabá, dentre outros circuitos. Isso exigirá um maior cuidado na definição da diretriz da futura linha de transmissão.
- Atentar para a proximidade com as Terras Indígenas Mãe Maria e Trocará, localizadas próximas às SEs Itacaiúnas e Tucuruí, respectivamente. A diretriz da futura linha deverá distar no mínimo 8 km dessas terras indígenas, conforme instruções contidas no Anexo II da Portaria Interministerial nº 421, 26/10/2011.

Itacaiúnas - Colinas

- Como o corredor atravessa a APA Barreira Branca, sugere-se considerar as áreas de vegetação nativa e a possibilidade de paralelismo com a LT Itacaiúnas – Colinas C1 na definição da diretriz da futura linha.
- A travessia do rio Araguaia possui em média cerca de 3 km de largura. Nesse trecho, há ilhas com vegetação nativa preservada, que devem ser consideradas quando da definição da diretriz da futura linha de transmissão.
- Considerar a proximidade com a Terra Indígena Sororó, localizada na divisa entre os municípios de Marabá, São Domingos do Araguaia e São Geraldo do Araguaia. A diretriz da futura linha deverá distar no mínimo 8 km dessas terras indígenas, conforme instruções contidas no Anexo II da Portaria Interministerial nº 421, 26/10/2011.

11.2 Corredores das duas interligações Norte-Sudeste (Xingu – Terminal Minas e Xingu – Terminal Rio)

Este capítulo apresenta os corredores e respectiva análise socioambiental para as duas interligações da UHE Belo Monte ao SIN – LT 800 kV CC Xingu – Terminal Minas e LT 800 kV Xingu – Terminal Rio, ambas em circuito duplo –, e para os reforços associados previstos nas regiões Norte e Sudeste.

Os corredores, com largura de 20 km, foram delineados para:

- verificar, em caráter preliminar, a viabilidade socioambiental das futuras linhas; e
- obterem-se as extensões aproximadas das linhas de transmissão em estudo, utilizadas nos cálculos e simulações apresentados nos capítulos precedentes.

Com base nos corredores traçados e nas respectivas análises socioambientais preliminares, verificou-se que todas as linhas de transmissão em análise são viáveis do ponto de vista socioambiental. Seus estudos devem, portanto, ter prosseguimento nas etapas subsequentes de planejamento. Uma dessas etapas é a definição do traçado preliminar, o qual será considerado pela ANEEL na licitação de cada linha ou grupo de linhas.

O traçado e análise socioambiental mais específica comporão o Relatório R3 de cada LT. Nessa fase posterior do planejamento, a definição dos traçados das linhas deverá ter como referência o respectivo corredor apresentado neste documento.

Ao se delinear os corredores, buscou-se evitar interferências com Terras Indígenas (TI), Unidades de Conservação (UC) e respectivas zonas de amortecimento, áreas urbanas e periurbanas, Projetos de Assentamento do Incra (PA), Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB), cavernas, áreas com vegetação nativa, áreas alagáveis e aeródromos, entre outras áreas com restrições de uso. Sempre que possível procurou-se selecionar áreas em processo de antropização ou com acessos já abertos, minimizando a necessidade de desmatamento para a instalação das linhas e das novas subestações previstas.

Os corredores foram delineados por meio de técnicas e ferramentas de SIG e auxílio de imagens de satélite disponíveis no aplicativo Google Earth Pro. Foi utilizada a seguinte base de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia (rios e massas d'água permanentes e intermitentes); divisão territorial (limites municipais e estaduais) e sistema viário (estradas) (IBGE, 2009);
- Mapa de Biomas do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Vegetação do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (ICMBio, 2011; Eletrobras, 2011);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA-Probio, 2007);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2010);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2011);
- Mapa de ocorrência de cavernas (ICMBio/Cecav, 2011).

Ao final da descrição focada principalmente nos aspectos socioambientais de cada corredor ou grupo de corredores, são apresentadas recomendações para as fases posteriores dos estudos, mais especificamente para o Relatório R3.

11.2.1 Corredor Xingu – Terminal Minas

Este corredor abrange as regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste atravessando os estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais, atravessando áreas dos biomas Amazônia e Cerrado (Figura 242). Trata-se do corredor de referência para a futura LT 800 kV Xingu – Terminal Minas, em circuito duplo.

O corredor Xingu – Terminal Minas segue paralelo ao corredor Xingu – Terminal Rio, desde a SE Xingu até o município de Vazante, em Minas Gerais.

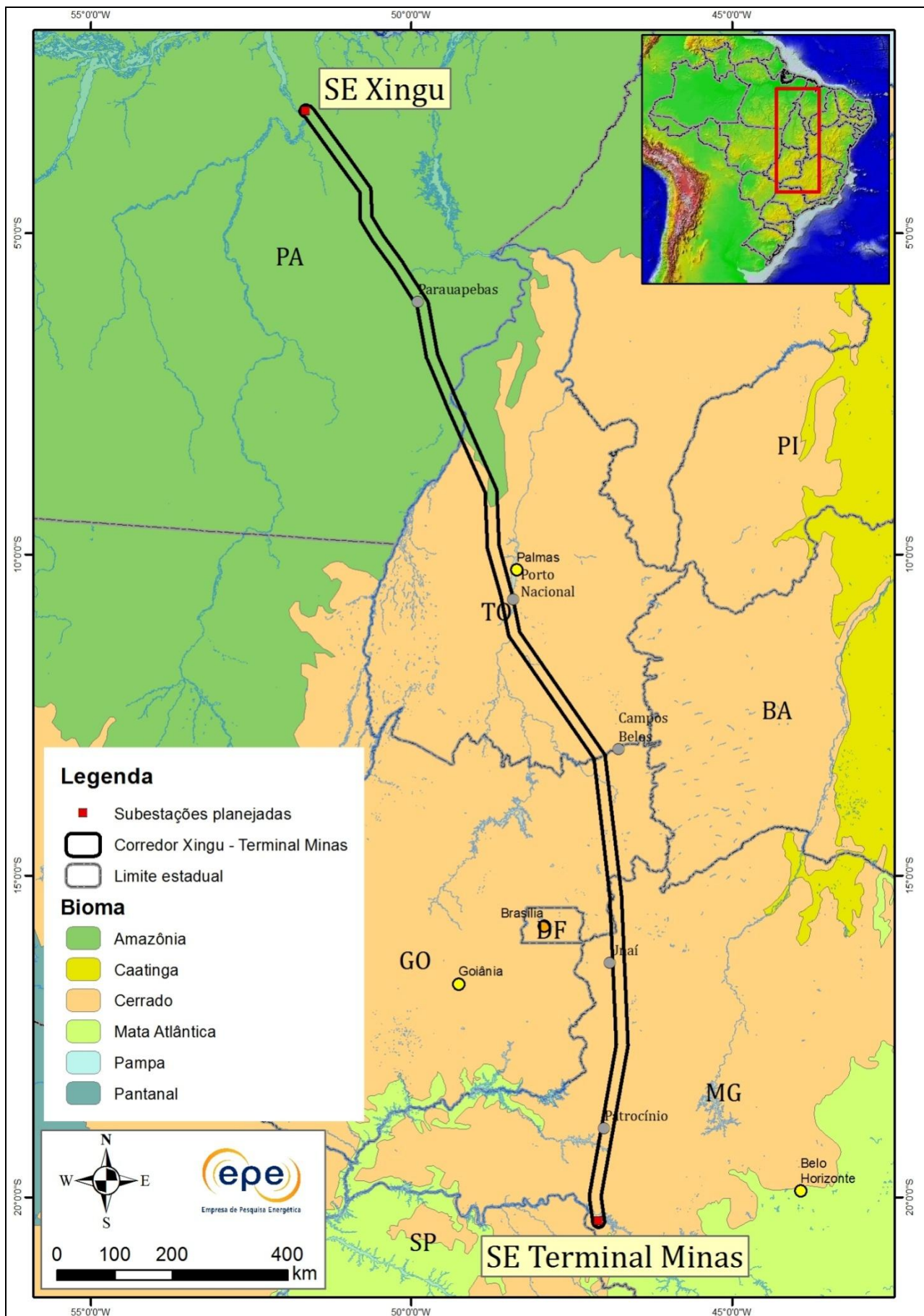
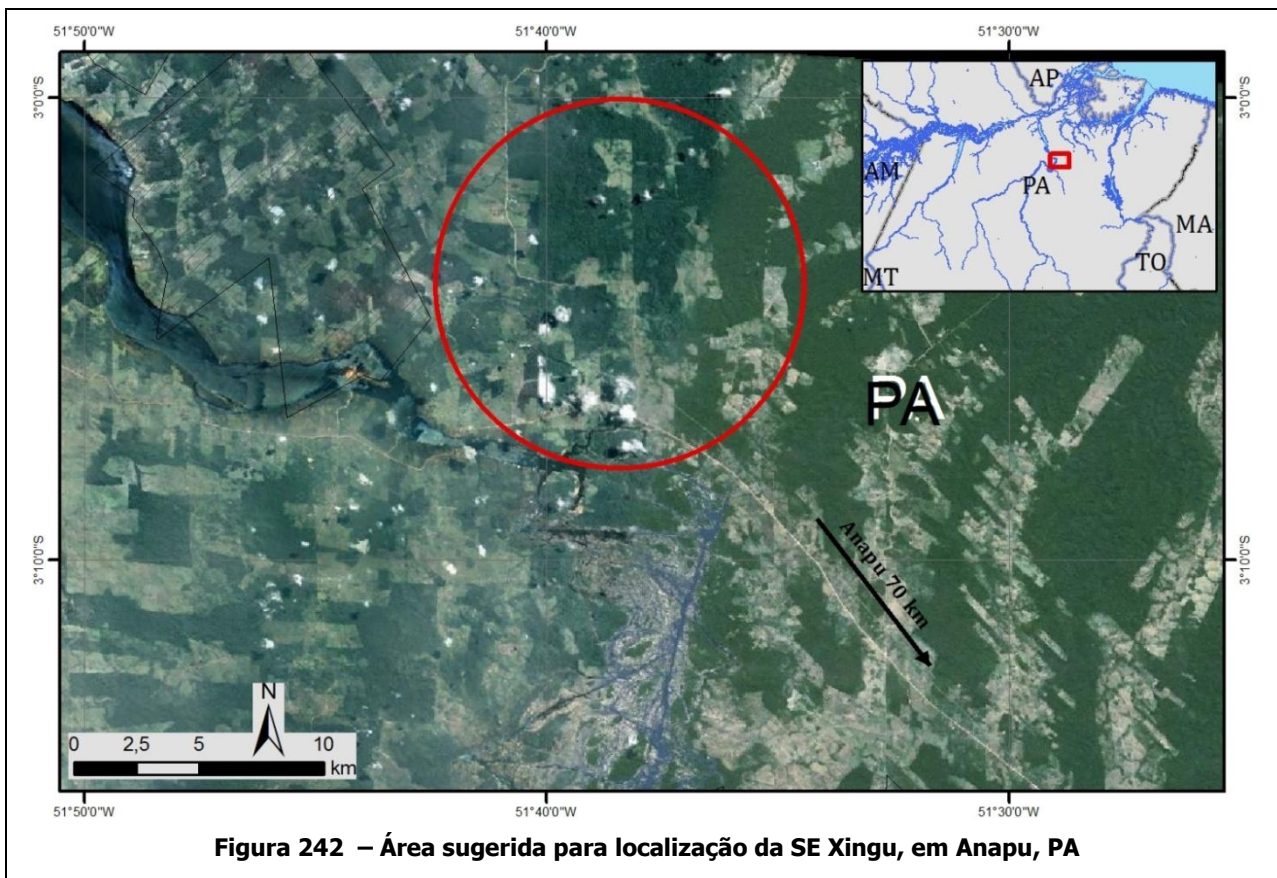
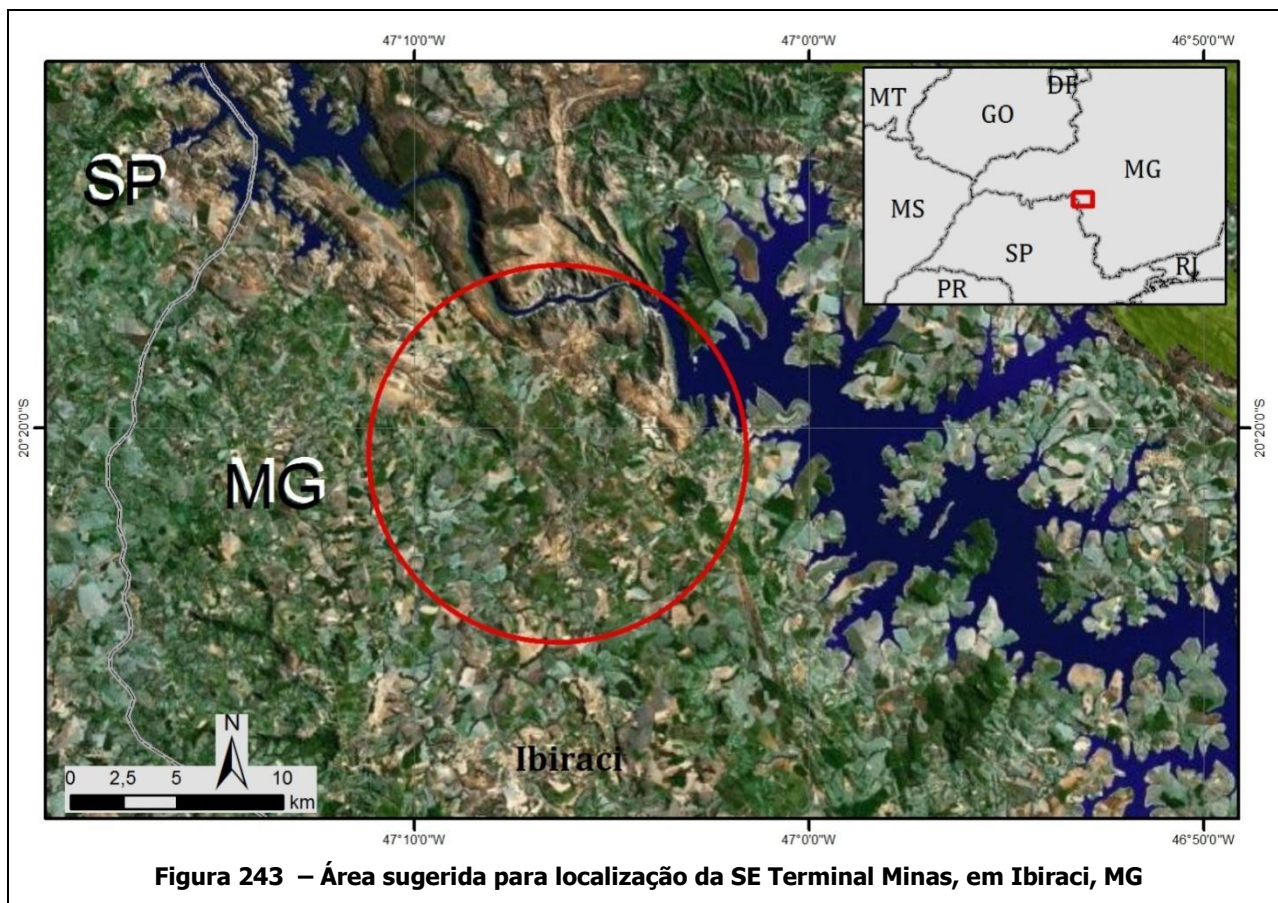


Figura 1 - Localização do corredor Xingu – Terminal Minas

As Figura 242 e Figura 243 apresentam, respectivamente, os locais sugeridos para implantação das SEs Xingu e Terminal Minas.





O corredor parte da SE planejada Xingu e, na direção sudeste, segue por uma região que concentra fragmentos da floresta ombrófila densa entre áreas rurais, com ocupação do tipo “espinhas-de-peixe”, contornando as TIs Parakanã e Trincheira Bacajá, até atingir a cidade de Parauapebas. Neste trecho, o acesso é por estradas vicinais que partem da BR-230 (rodovia Transamazônica).

Entre Parauapebas/PA e Porto Nacional/TO, o corredor segue na direção sudeste por áreas de intensa atividade agropecuária, atravessando o rio Araguaia próximo a Couto Magalhães. A travessia desse rio inclui um vão de aproximadamente 1 km, utilizando-se de ilhas fluviais. Nesse trecho, o corredor desvia de algumas unidades de conservação de uso sustentável. Como apoio rodoviário para sua implantação serão utilizadas as rodovias BR-153 e TO-336, além de estradas vicinais que partem da PA-150 e da PA-287.

De Porto Nacional/TO até Campos Belos/GO, o corredor prossegue por áreas de relevo plano-ondulado, com predomínio do uso agrícola, atravessando o rio Tocantins, próximo à cidade de Ipu-eiras. Para essa travessia estima-se um vão inferior a 600 metros. Próximo à divisa TO/GO, o corredor abrange duas UCs de uso sustentável que, entretanto, podem ser desviadas pelo traçado da

futura linha. Nesse trecho o acesso rodoviário se dará pela BR-010 e por estradas vicinais partindo da TO-050.

Entre Campos Belos/GO e Unaí/MG, o corredor atravessa áreas de relevo colino-montanhoso, com presença de agropecuária no fundo dos vales localizados até a divisa entre Goiás e Minas Gerais. Após a divisa estadual, já em Minas Gerais, próximo a Buritis, há áreas agrícolas de alta produtividade, incluindo agricultura irrigada por pivôs centrais. Em Unaí, o corredor atravessa uma região de serras estreitas, alongadas e paralelas. Nesse trecho, os acessos se darão por estradas que partem das rodovias GO-118, BR-020 e MG-202.

Em Minas Gerais, entre os municípios de Unaí e Patrocínio, o corredor segue por áreas agrícolas planas, intercaladas por regiões de relevo montanhoso, com alguns pontos de agricultura irrigada por pivôs. Próximo à cidade de Lagamar, há uma região de serra com relevo bastante movimentado. Já no município de Patrocínio, há várias regiões de topo plano, assemelhadas a chapadas, onde se assentam importantes projetos agrícolas. O acesso rodoviário dar-se-á pela MG-188, BR-040 e BR-354.

No trecho final, entre Patrocínio e a SE Terminal Minas, em Ibiraci, o corredor em estudo segue por uma região montanhosa, atravessando o remanso do reservatório da UHE Nova Ponte. Próximo à sede municipal de Sacramento, há regiões de chapada, com topo plano, com plantio de eucalipto e pinus. Após atravessar o remanso da UHE Estreito, no rio Grande, o corredor prossegue em área de colinas baixas com predomínio de atividades agropecuárias, onde se prevê a localização da SE Terminal Minas. Nesse trecho, o apoio rodoviário será feito pela BR-262 e MG-428, além de estradas secundárias que escoam a produção agrícola local.

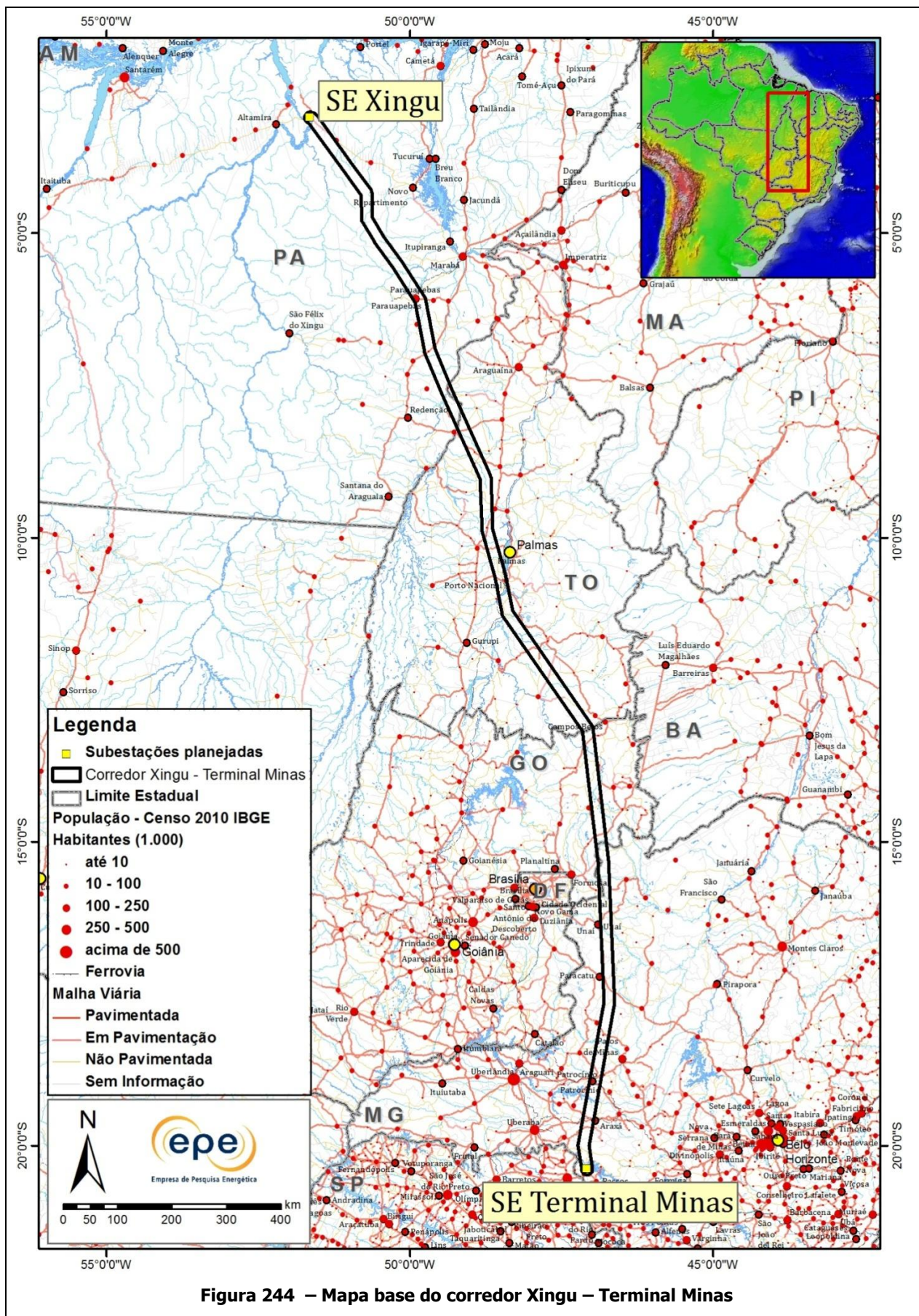
O corredor atravessa 71 municípios entre os estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais e seu eixo compreende 2.090 km de extensão (Tabela 126, Figura 244).

Tabela 126 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Terminal Minas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município	
PA	Sudeste Paraense	Conceição do Araguaia	Conceição do Araguaia Floresta do Araguaia	
		Parauapebas	Canaã dos Carajás Curionópolis Parauapebas Água Azul do Norte	
		Redenção	Rio Maria Sapucaia Xinguara	
		Tucuruí	Itupiranga Novo Repartimento	
		Marabá	Marabá	
	Sudoeste Paraense	Altamira	Anapu Pacajá Senador José Porfírio Vitória do Xingu	
	TO	Occidental do Tocantins	Miracema do Tocantins	Barrolândia Bernardo Sayão Colmeia Couto de Magalhães Dois Irmãos do Tocantins Fortaleza do Tabocão Goianorte Guaraí Itaporã do Tocantins Juarina Miracema do Tocantins Miranorte Pequizeiro
			Araguaína	Arapoema Pau d'Arco
			Gurupi	Brejinho de Nazaré
			Rio Formoso	Paraíso do Tocantins
Oriental do Tocantins			Dianópolis	Arraias Chapada da Natividade Conceição do Tocantins Natividade Paranã Santa Rosa do Tocantins São Valério da Natividade
		Porto Nacional	Ipueiras Porto Nacional Silvanópolis	

Tabela 126 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Terminal Minas (continuação)

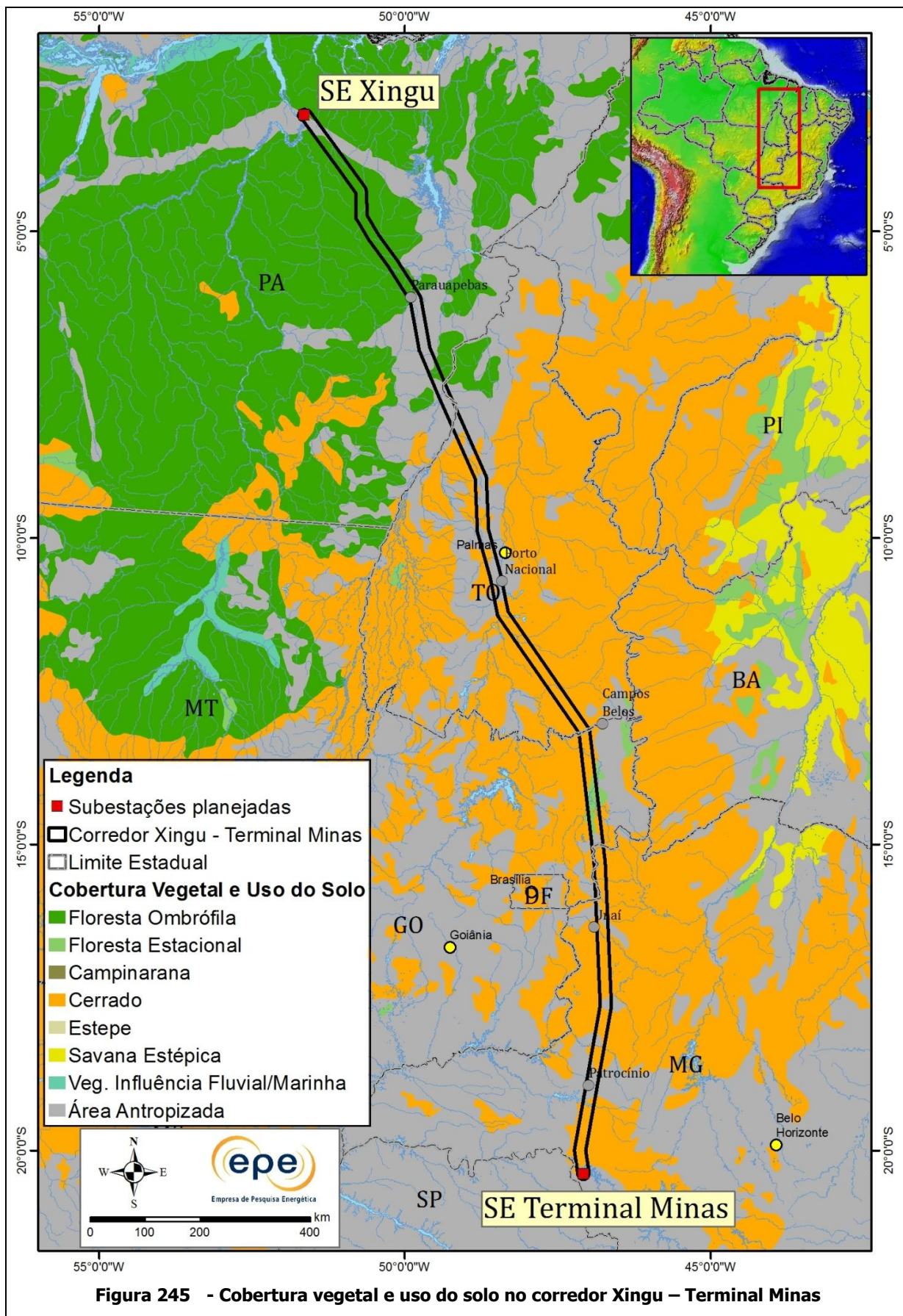
UF	Mesorregião	Microrregião	Município
GO	Leste Goiano	Entorno de Brasília	Cabeceiras
			Formosa
	Vão do Paraná	Vila Boa	Alvorada do Norte
			Flores de Goiás
	Norte Goiano	Chapada dos Veadeiros	Iaciara
			Monte Alegre de Goiás
MG	Noroeste de Minas	Paracatu	Nova Roma
			São João d'Aliança
			Lagamar
			Lagoa Grande
	Unai	Unai	Paracatu
			Presidente Olegário
	Sul/Sudoeste de Minas	Passos	Vazante
			Buritizal
	Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	Araxá	Unai
			Cássia
Delfinópolis			
Patos de Minas		Patos de Minas	Ibiraci
			Araxá
			Perdizes
Patrocínio	Patrocínio	Sacramento	
		Tapira	
Serra do Salitre	Serra do Salitre	Guimarânia	
		Coromandel	



O corredor abrange os biomas Amazônia e Cerrado. As fitofisionomias predominantes são a Floresta Ombrófila Densa (cerca de 14%) e Cerrado (39%). As atividades antrópicas – agricultura, agropecuária e pastagem - ocupam aproximadamente 39% do corredor (Tabela 127). Essas atividades estão distribuídas ao longo de todo o corredor (Figura 245).

Tabela 127 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Xingu – Terminal Minas

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	5.700	14
Floresta Ombrófila Aberta	453	1,1
Floresta Estacional Semidecidual	1.126	2,8
Floresta Estacional Decidual	596	1,5
Vegetação Secundária	614	1,5
Área de Tensão Ecológica	698	1,7
Cerrado	15.754	39
Vegetação Nativa Total (Vnt)	24.940	61
Agricultura	977	2,4
Agropecuária	493	1,2
Pecuária (pastagem)	13.271	32,7
Água	428	1
Área Urbana	35	0,1
Reflorestamento	436	1,1
Mineração	2	0,01
Refúgio Montano	9	0,02
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	15.652	39
Total Geral (Vnt + Aat)	40.593	100,00



As unidades de conservação abrangidas pelo corredor são do grupo de uso sustentável, sendo que a futura linha de transmissão poderá desviá-las (Tabela 128). Esse corredor não interferirá diretamente em Terras Indígenas, mas passará a menos de 20 km das TIs Trincheira Bacajá e Parakanã (Figura 246).

Tabela 128 - Unidades de conservação no corredor Xingu – Terminal Minas

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA Serra das Araras		Área de Proteção Ambiental	TO
APA Lago de Palmas		Área de Proteção Ambiental	
Sítio Pesqueiro Turístico Estadual Volta Grande do Xingu	Uso Sustentável	Não categorizada no SNUC	PA
Flona de Carajás		Floresta Nacional	

O corredor Xingu – Terminal Minas abrange diversas APBCs (Figura 246). A Tabela 129 apresenta o grau de importância biológica e a ação prioritária dessas APBCs.

Tabela 129 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Xingu–Terminal Minas

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Volta Grande do Xingu	Extremamente Alta	Cria UC - Proteção Integral
Conceição do Tocantins		Cria UC - uso indefinido
Conquista - Canastra		Cria UC - uso indefinido
Paraná - Arraias		Cria UC - uso indefinido
Vão do Paraná		Cria UC - uso indefinido
Baixo Araguaia		Fomento Uso Sustentável
Cabeceiras - Buritis		Fomento Uso Sustentável
Monte Alegre - Nova Roma		Fomento Uso Sustentável
Serras de Planaltina a Alto Paraíso		Fomento Uso Sustentável
Interflúvio Araguaia-Tocantins		Mosaico/Corredor
Cavernas da Volta Grande		Recuperação
Entorno do PN Serra da Canastra		Recuperação
Médio Araguaia		Recuperação
Serra do Salitre - Córrego Danta		Muito Alta
Flores de Goiás	Fomento Uso Sustentável	
Anapu	Mosaico/Corredor	
Arinos - Buritis	Mosaico/Corredor	
Unai	Mosaico/Corredor	
Coromandel	Recuperação	
Dois Irmãos	Alta	Cria UC - Proteção Integral
Natividade		Cria UC - Proteção Integral
Buritis		Recuperação
Rio Itacaiúnas		Recuperação

O Corredor Xingu – Terminal Minas abrange 81 Projetos de Assentamentos – PAs (Incra, 2010), conforme Tabela 130. No estado do Pará, em toda a extensão do corredor, não será possível desviar a LT dos PAs, devido ao do grande número e ao porte do tamanho dos projetos implantados no leste paraense. O corredor atravessa ainda PAs no Tocantins e Goiás e Minas Gerais, mas uma única impossibilidade de desvio ocorrerá apenas no município de Paracatu, no noroeste mineiro (Figura 246).

Tabela 130 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Minas

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação	
	PA Pilo Poente III	Anapu	1997	
	PA Grotão da Onça		1997	
	PA Arraias	Conceição do Araguaia	1991	
	PA Novo Araguaia - Lote 03		1997	
	PA Lontra		1995	
	PA Jocon/Três Irmãos		1987	
	PA Curral de Pedras		1996	
	PA Pecosa		1995	
	PA Canariana		1996	
	PA Maria Luiza		1996	
	PA Agrisa		Floresta do Araguaia	1996
	PA Bela Vista			1991
	PA São Sebastião - Lote 86	1996		
	PA Buritirana	Itupiranga	1997	
	PA Cinturão Verde I e II		1991	
PA	PA Arraialândia	Marabá	1998	
	PA Itacaiúnas		1996	
	PA Terra Roxa		1998	
	PA Santa Maria do Itacaiúnas		1999	
	PA Gameleira Açú		1998	
	PA do Meio		1998	
	PA Valentim Serra		2000	
	PA Jerusalém		2001	
	PA Lana		1998	
	PA Carimã		2001	
	PA Nova Itaperuna		1999	
	PA Casa Branca		1999	
	PA José Pinheiro Lima		2001	
	PA Pouso Alegre		2003	
	PA Frutão		1998	
	PA Volta do Tapirapé		1998	
	PA Alto Bonito		1999	

Tabela 130 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Minas (continuação)

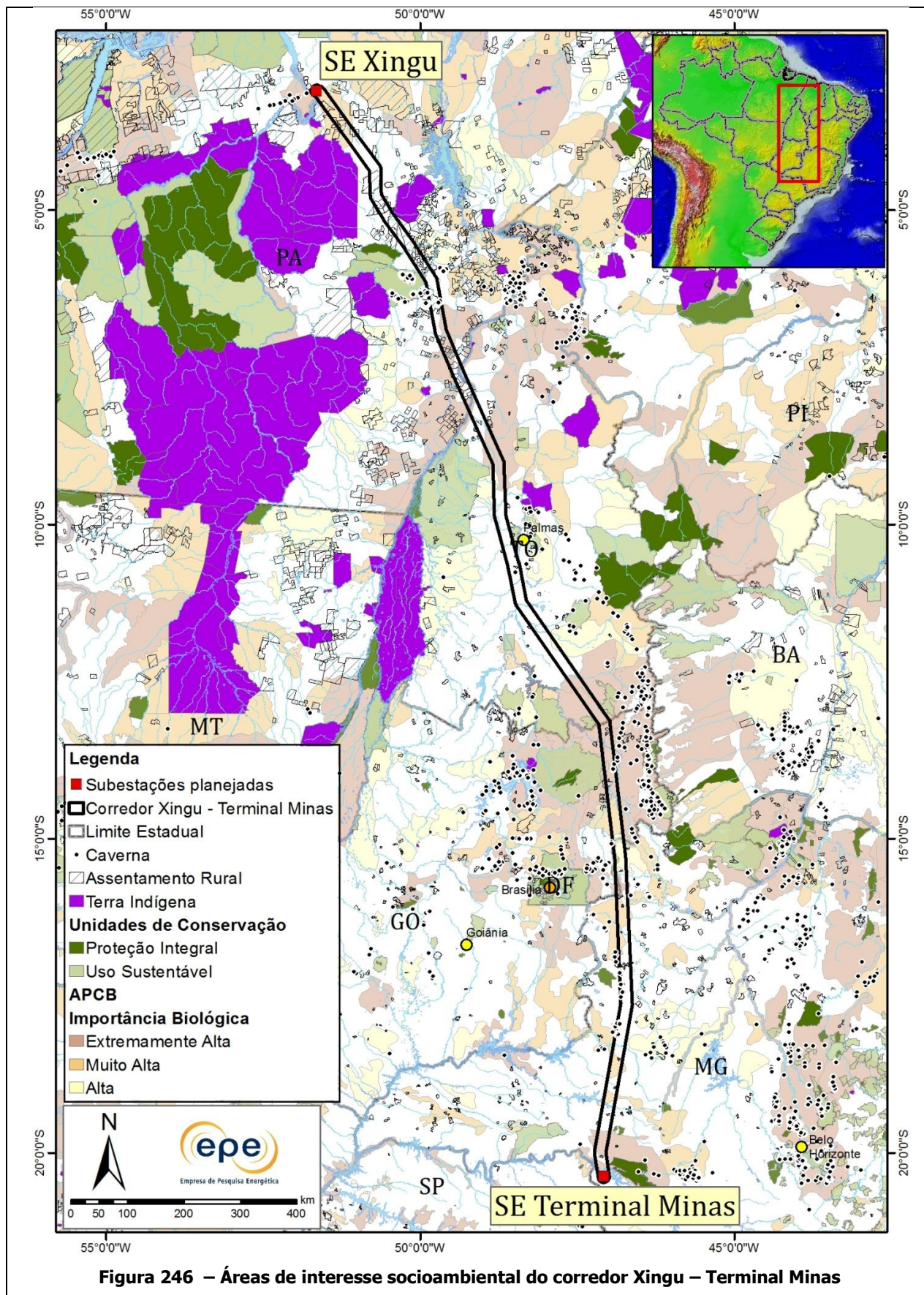
UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
PA	PA Barro Preto		1998
	PA Goianos	Marabá	1998
	PA Rio Preto Malha II		1998
	PA Tuerê		1987
	PA Rio Gelado		1992
	PA Jacaré-Açu		2001
	PA Alto Pacajá	Novo Repartimento	2001
	PA Mineiro Preto		2001
	PA Rio Preto		2001
	PA José Cirilo Gomes		2001
	PA Carlos Fonseca		1999
	PA Rio Branco		1993
	PA Araçatuba Carajás	Parauapebas	2002
	PA Palmares Sul		2001
	PA Palmares		1996
	PA Carajás II e III		1988
	PA Itaipavas II - Lote 134		1996
	PA Jussama		1991
	PA Barra Mansa	Rio Maria	1997
	PA Mata Azul II		2003
	PA Mata Azul I		1996
	PA Itaipavas - Lote 142		1997
	PA Itaipavas III - Lote 147	Xinguara	1992
	PA Itaipavas - Lote 143		1992
	PA Recantão		1988
	PA Canoé	Senador José Porfírio	1997
	PA Pau d'Arco		2000
PA Capivara		1999	
PA Retiro		1995	
PA Almecegas	Porto Nacional	1991	
PA Capelinha	São Valério da Natividade	1995	
PA Pé do Morro		2000	
PA Setecentos	Couto de Magalhães	2000	
PA Progresso		1999	
PA Conquista	Pequizeiro	2000	
PA São João Batista	Itaporã do Tocantins	1999	
PA Santa Fé	Colmeia	1999	

Tabela 130 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Minas (continuação)

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
DF ¹	PA Renascer		1996
	PA Santa Clara Furadinho	Unai	1995
	PA Bálsamo		1987
MG	PA Olhos d'água	Sacramento	1999
	PA Bom Sucesso II	Perdizes	2005
	PA São Pedro	Patrocínio	1999
	PA Nova Lagoa Rica		1996
	PA Aracaju		1997
	PA Tiro e Queda	Paracatu	1997
	PA Belo Vale		1999
	PA Herbert de Souza		1997
	PA Cachoeira Dourada	Coromandel	1998

¹ Incra/Sipra – Sistema de Informações de Projetos de Reforma Agrária (2012)

No Corredor Xingu – Terminal Minas há 80 cavernas catalogadas no Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas – Cecav, do ICMBio. Há espaço no corredor para que todas essas cavernas sejam desviadas, mas recomenda-se atenção especial aos grupos de cavernas localizadas na região de Carajás, no município de Canaã/PA, e no Noroeste Mineiro, nos municípios de Paracatu e Vazante.



A Tabela 131 resume as principais informações socioambientais no corredor Xingu – Terminal Minas.

Tabela 131 - Resumo das principais informações socioambientais do corredor Xingu – Terminal Minas

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	2.090
Unidade de Conservação (Nº)	4
Vegetação Nativa (km ²)	24.940
Agricultura (km ²)	977
Agropecuária (km ²)	493
Pastagem (km ²)	12.271
Assentamentos do Incra (Nº)	81
Área Urbana (km ²)	35
Municípios atravessados	71

▪ **Recomendações para o traçado da LT Xingu – Terminal Minas**

O território atravessado pelo corredor Xingu – Terminal Minas caracteriza-se por extensas áreas com vegetação nativa preservada, rios com largura considerável, proximidade com terras indígenas e unidades de conservação, o que torna relevante destacar os aspectos socioambientais a serem considerados nos estudos posteriores. Dessa forma, apresentam-se a seguir recomendações para a fase de definição do traçado da futura LT.

No Pará, o corredor percorre uma região com ocupação tipo “espinha de peixe”, inserida em um contexto de abundantes e extensos remanescentes de vegetação nativa (floresta ombrófila densa). Desse modo, a diretriz da linha de transmissão deverá priorizar a minimização de impactos nas florestas encontradas ao longo do corredor.

Considerar a proximidade com as Terras Indígenas Parakanã e Trincheira Bacajá.

Nos projetos de assentamento rural existentes no leste do Pará, deverá ser dada especial atenção à fragmentação de propriedades rurais, pois a passagem de uma faixa de servidão dentro de pequenas propriedades poderá inviabilizá-las.

Cuidado especial deverá ser tomado para evitar ou minimizar interferências da futura LT em áreas com conflitos fundiários, que deverão ser identificadas quando da elaboração do Relatório R3.

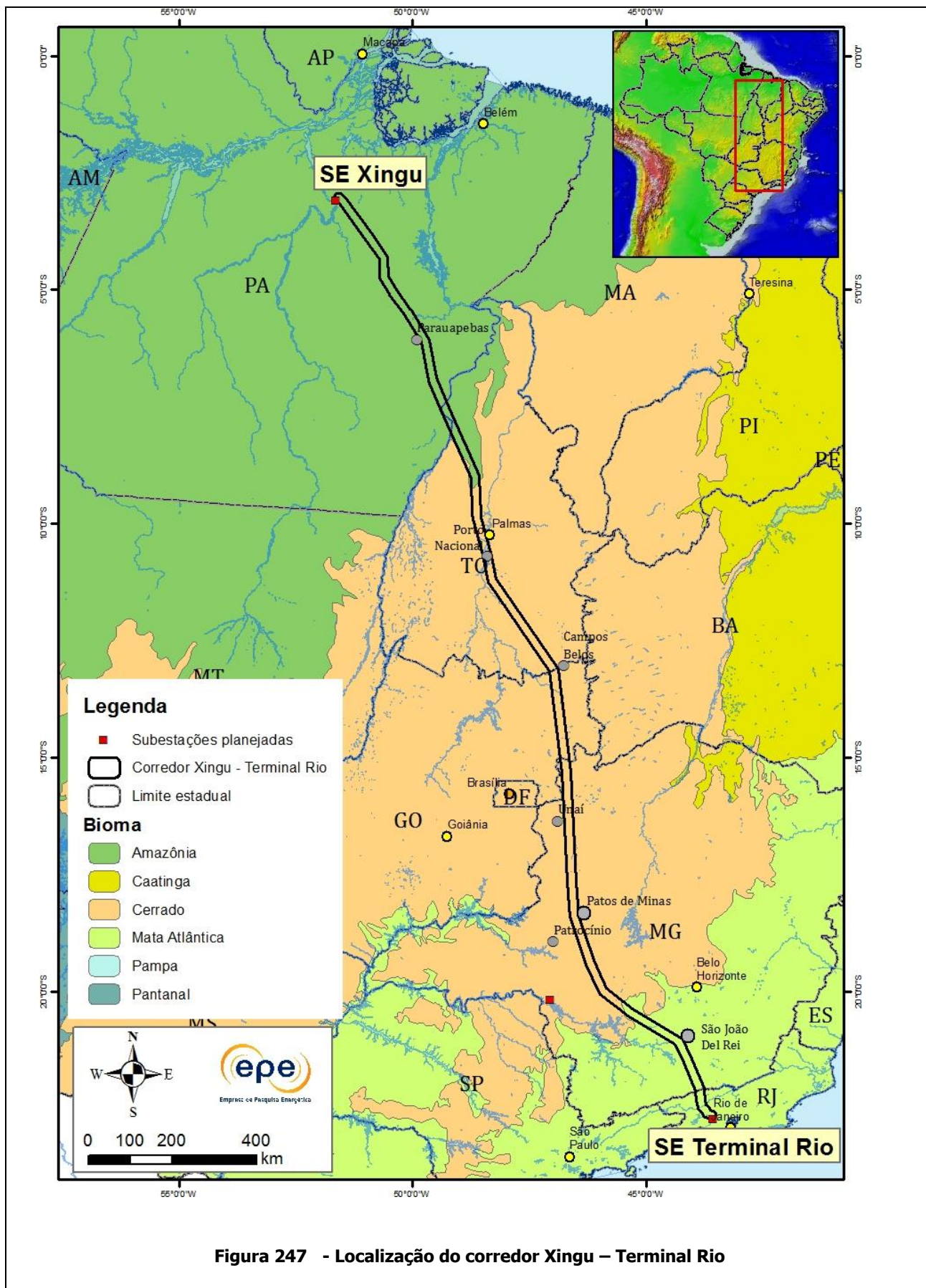
Em Minas Gerais, na região de Buritis e áreas próximas à subestação planejada Terminal Minas, em Ibiraci e Sacramento, recomenda-se atenção aos cultivos agrícolas de alta produtividade, inclusive silvicultura. Nessas áreas não é recomendado o uso de torres estaiadas.

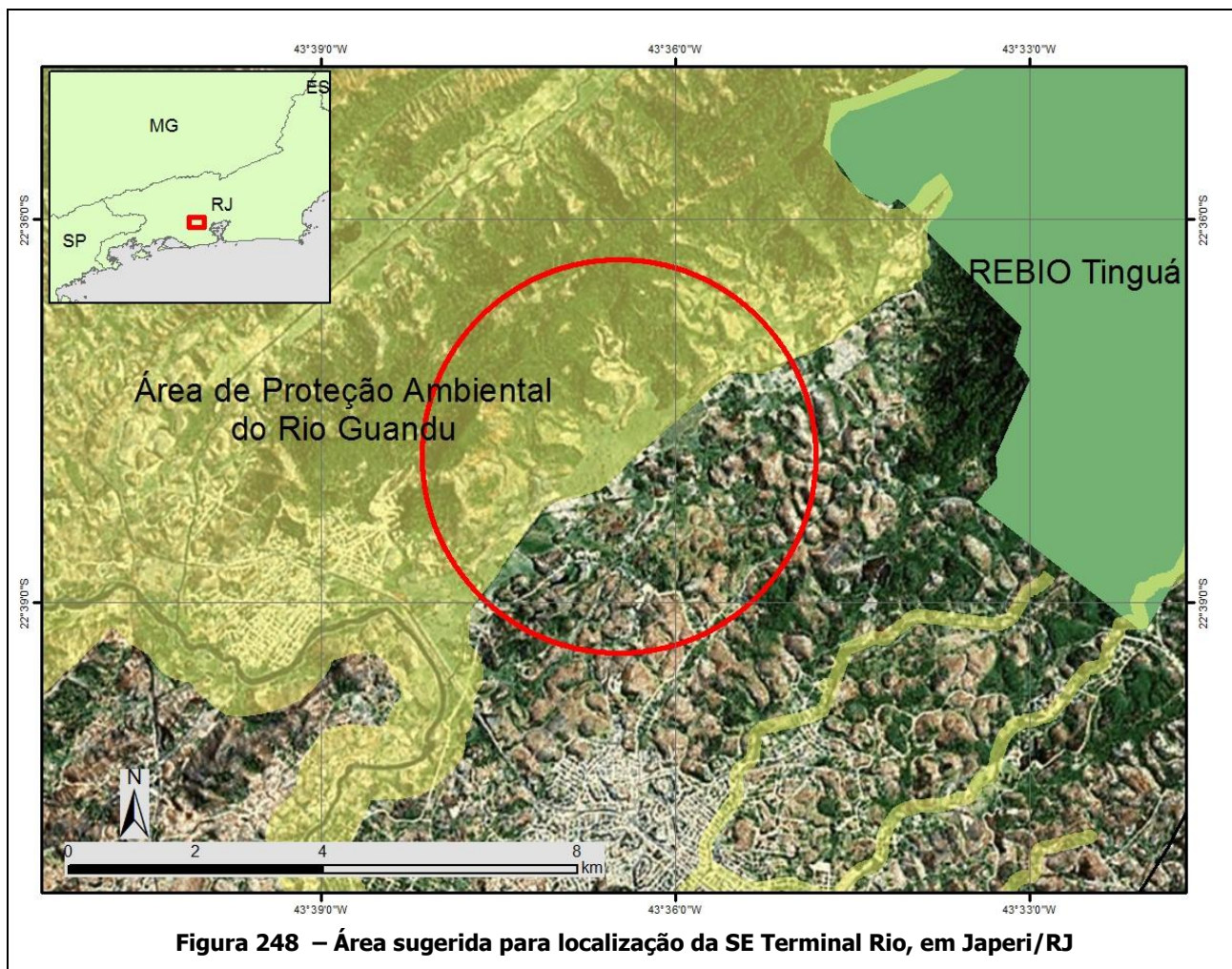
11.2.2 Corredor Xingu – Terminal Rio

Esse corredor estende-se pelas regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste e abrange os estados do Pará, Tocantins, Goiás, Minas Gerais e Rio de Janeiro, atravessando áreas dos biomas Amazônia e Cerrado e Mata Atlântica (Figura 247). Trata-se do corredor de referência para a futura LT 800 kV Xingu – Terminal Rio, em circuito duplo.

O corredor Xingu – Terminal Rio segue paralelo ao corredor Xingu – Terminal Minas, desde a SE Xingu até o município de Vazante, em Minas Gerais.

A Figura 248 apresenta a área sugerida para implantação da SE Terminal Rio.





1.2.1 Corredor Xingu – Terminal Rio

O corredor Xingu – Terminal Rio parte da SE planejada Xingu e no sentido sudeste segue por uma região que concentra fragmentos da floresta ombrófila densa entre áreas rurais com ocupação do tipo “espinhas-de-peixe”, contornando as TIs Parakanã e Trincheira Bacajá, até atingir a cidade de Parauapebas. Neste trecho, o acesso é realizado por estradas vicinais que partem da BR-230 (rodovia Transamazônica).

Entre Parauapebas/PA e Porto Nacional/TO, o corredor segue no sentido sudeste por áreas de intensa atividade agropecuária, atravessando o rio Araguaia próximo a Couto Magalhães. A travessia desse rio inclui um vão de aproximadamente 1 km, utilizando-se de ilhas fluviais localizadas na região. Nesse trecho, o corredor é desviado de algumas unidades de conservação de uso sustentável. O apoio rodoviário será feito diretamente pelas rodovias BR-153 e TO-336, além de estradas vicinais que partem da PA-150 e da PA-287.

De Porto Nacional/TO até Campos Belos/GO, o corredor prossegue por áreas de relevo plano-ondulado e uso agrícola, atravessando o rio Tocantins, próximo à cidade de Ipueiras. Para essa travessia estima-se um vão inferior a 600 metros. Próximo à divisa TO/GO, o corredor abrange duas UCs de uso sustentável. Entretanto, o traçado da futura linha poderá ser desviado dessas UCs. Nesse trecho o acesso rodoviário se dará pela BR-010 e por estradas vicinais partindo da TO-050.

Entre Campos Belos/GO e Unaí/MG, o corredor atravessa áreas de relevo colino-montanhoso, com presença de agropecuária no fundo dos vales até a divisa entre Goiás e Minas Gerais. Após a divisa estadual, já em Minas Gerais, próximo a Buritis, há áreas agrícolas de alta produtividade, incluindo agricultura irrigada por pivôs centrais. Em Unaí, o corredor atravessa uma região de serras estreitas, alongadas e paralelas. Nesse trecho, os acessos se darão por estradas que partem das rodovias GO-118, BR-020 e MG-202.

Em Minas Gerais, entre os municípios de Unaí e Patos de Minas, o corredor segue por áreas agrícolas planas, intercaladas por regiões de relevo montanhoso, com alguns pontos de agricultura irrigada por pivôs. Entre Lagoa Grande e Presidente Olegário, há uma região de serra com relevo bastante movimentado, antes de atingir o Chapadão de São Pedro, área de agricultura irrigada. Já em Patos de Minas, a região é plana, com algumas colinas, seguindo o vale do rio Paranaíba. O acesso rodoviário dar-se-á pela MG-188, MG-410, BR-040 e BR-354.

Entre Patos de Minas e São João Del Rei, o corredor atravessa áreas de expressiva atividade agropecuária, especialmente sobre as chapadas da região de São Gotardo. Excetuando-se essa área de topo plano, o restante do trecho é composto por áreas montanhosas ou colinosas. Entre Patos de Minas e Arcos, o apoio rodoviário se dá pela BR-354. De Arcos a São João Del Rei, por vicinais que acessam as estaduais MG-050 e MG-164, e as BR-369 e BR-494.

No trecho final, entre São João Del Rei e a SE Terminal Rio (Figura 249), em Japeri, o corredor em estudo segue por uma região com declives acentuados. As áreas de colinas, com declive suave, entre S. J. del Rei e Piedade do Rio Grande são ocupadas por reflorestamento. De Piedade até Rio Preto, na divisa do estado do Rio de Janeiro, a região apresenta colinas com expressiva atividade agropecuária. Já no Rio de Janeiro, entre Valença e Japeri, encontram-se, basicamente, áreas montanhosas, muitas com topo recoberto por floresta nativa. Nesse trecho final, em Minas Gerais, o apoio rodoviário se dará por estradas vicinais que interligam a MG-338 e BR-267. No estado do Rio de Janeiro, há uma extensa trama rodoviária estadual e federal para o apoio rodoviário.

O corredor atravessa 119 municípios entre os estados do Pará, Tocantins, Goiás, Minas Gerais e Rio de Janeiro, e seu eixo compreende 2.439 km de extensão (Tabela 132, Figura 249).

Tabela 132 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Terminal Rio

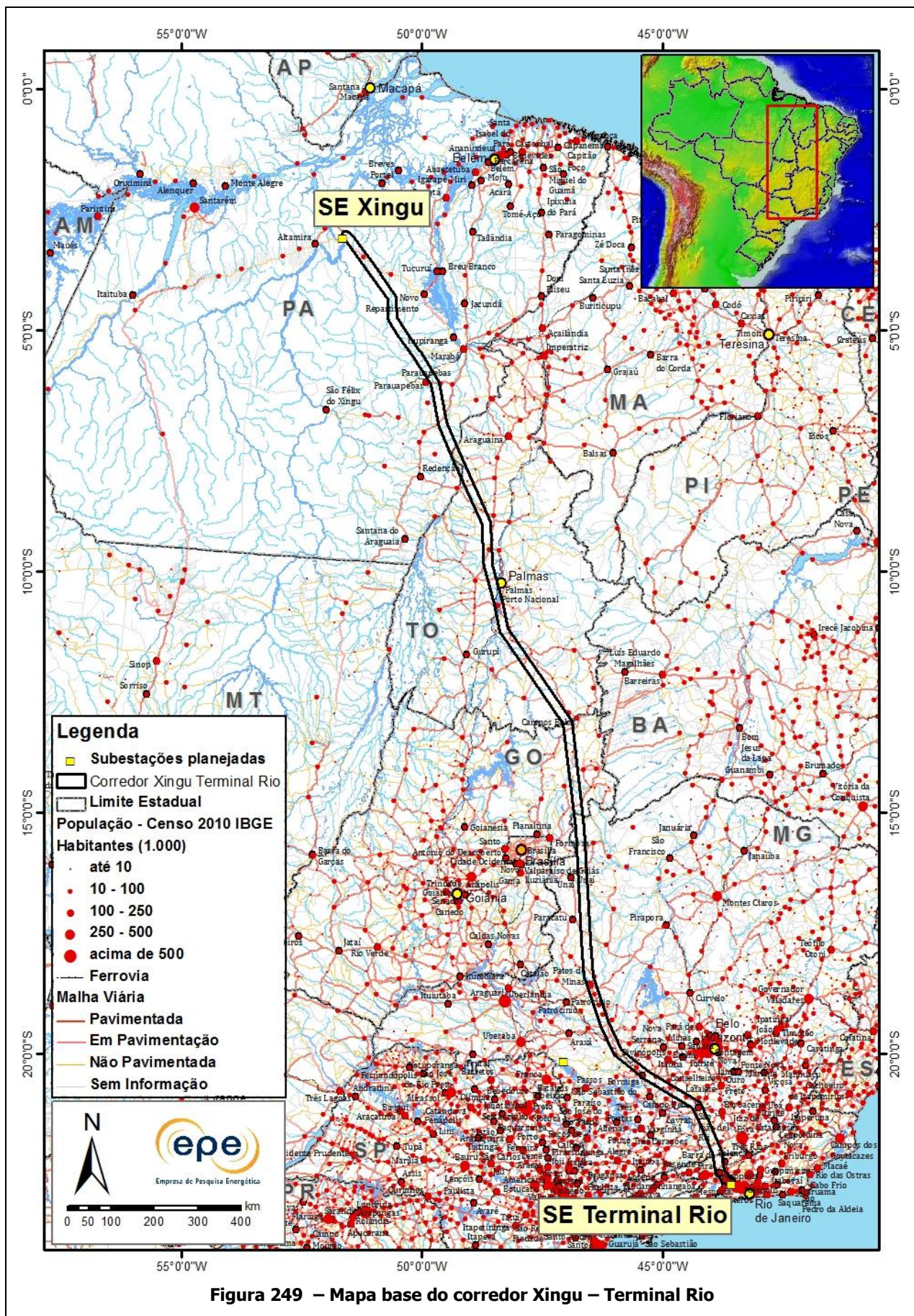
UF	Mesorregião	Microrregião	Município	
PA	Sudeste Paraense	Conceição do Araguaia	Conceição do Araguaia Floresta do Araguaia	
		Marabá	Marabá	
		Parauapebas	Canaã dos Carajás Curionópolis Parauapebas	
		Redenção	Rio Maria Sapucaia Xinguara	
		Tucuruí	Itupiranga Novo Repartimento	
	Sudoeste Paraense	Altamira	Anapu Pacajá Senador José Porfírio	
		Araguaína	Arapoema Pau D'Arco	
	TO	Ocidental do Tocantins	Gurupi	Brejinho de Nazaré Barrolândia Bernardo Sayão Colméia Couto de Magalhães Dois Irmãos do Tocantins Fortaleza do Tabocão Goianorte Guaraí Itaporã do Tocantins Juarina Miracema do Tocantins Miranorte Pequizeiro Rio dos Bois
			Rio Formoso	Paraíso do Tocantins
			Dianópolis	Arraias Chapada da Natividade Conceição do Tocantins Natividade Paranã
Santa Rosa do Tocantins São Valério da Natividade				
Ipueiras Palmas Porto Nacional Silvanópolis				

Tabela 132 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Terminal Rio (continuação)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município	
GO	Leste Goiano	Vão do Paranã	Alvorada do Norte	
			Flores de Goiás	
	Norte Goiano	Chapada dos veadeiros	Iaciara	
			Posse	
	MG	Campo das Vertentes	São João del Rei	São Domingos
				Monte Alegre de Goiás
				Nova Roma
				Barbacena
				Ibertioga
				Conceição da Barra de Minas
Coronel Xavier Chaves				
Madre de Deus de Minas				
Piedade do Rio Grande				
Resende Costa				
Central Mineira	Bom Despacho	Ritápolis		
		Santa Cruz de Minas		
		Santana do Garambéu		
		São João del Rei		
		São Tiago		
		Tiradentes		
		Japaraíba		
		João Pinheiro		
		Lagamar		
		Lagoa Grande		
Noroeste de Minas	Paracatu	Paracatu		
		Presidente Olegário		
		Vazante		
		Buritiz		
		Natalândia		
		Unai		
		Campo Belo		
		Divinópolis		
		Santo Antônio do Monte		
		Arcos		
Oeste de Minas	Formiga	Córrego Fundo		
		Camacho		
		Formiga		
		Itapericica		
		Pains		
		Pedra do Indaiá		
		Bom Sucesso		
		Carmo da Mata		
		Oliveira		
		Santo Antônio do Amparo		
Oliveira	Oliveira	São Francisco de Paula		

Tabela 132 – Municípios atravessados pelo corredor Xingu – Terminal Rio (continuação)

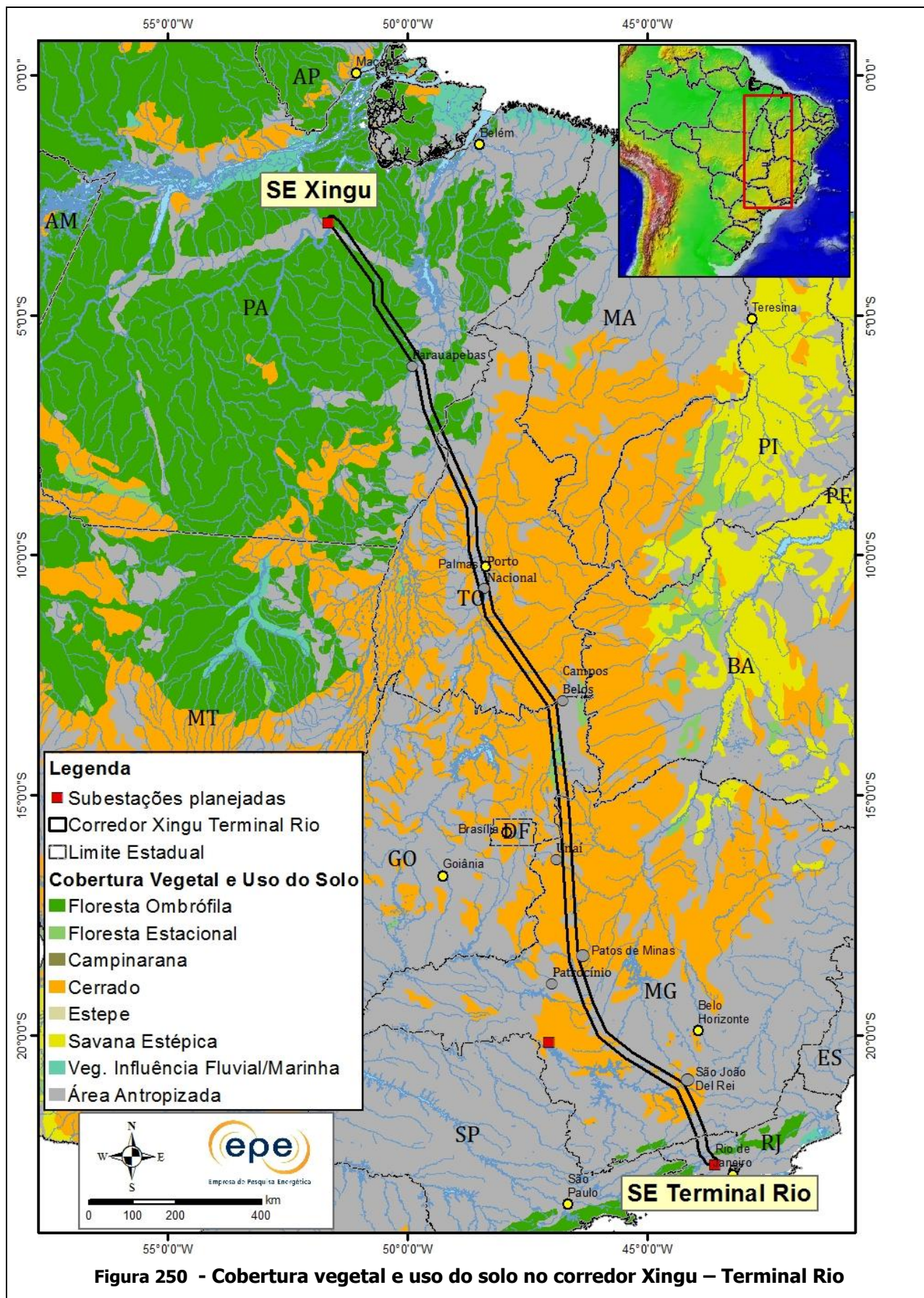
UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Oeste de Minas	Piuí	Córrego Danta
			Iguatama
	Sul/Sudoeste de Minas	Andrelândia	Tapiraí
			Andrelândia
	Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	Araxá	Bom Jardim de Minas
			Campos Altos
		Patos de Minas	Ibiá
			Carmo do Paranaíba
			Lagoa Formosa
			Patos de Minas
Patrocínio	Rio Paranaíba		
	Santa Rosa da Serra		
Zona da Mata	Juiz de fora	São Gotardo	
		Serra do Salitre	
		Lima Duarte	
		Olaria	
		Rio Preto	
		Santa Bárbara do Monte Verde	
RJ	Metropolitana do Rio de Janeiro	Itaguaí	Santa Rita de Ibitipoca
			Santa Rita de Jacutinga
	Metropolitana do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Seropédica
			Japeri
		Vassouras	Nova Iguaçu
			Queimados
	Sul Fluminense	Barra do Pirai	Engenheiro Paulo de Frontin
			Mendes
		Vale do Paraíba Fluminense	Miguel Pereira
			Paracambi
Sul Fluminense	Barra do Pirai	Vassouras	
		Barra do Pirai	
Sul Fluminense	Vale do Paraíba Fluminense	Valença	
		Pirai	



O corredor abrange os biomas Amazônia, Cerrado e Mata Atlântica. As fitofisionomias predominantes são a Floresta Ombrófila Densa (cerca de 14%) e o Cerrado (30%). As atividades antrópicas – agricultura, agropecuária e pastagem - ocupam aproximadamente 47% do corredor (Tabela 133). Essas atividades estão distribuídas ao longo de todo o corredor (Figura 250).

Tabela 133 - Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Xingu – Terminal Rio

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Floresta Ombrófila Densa	6.517	13,6
Floresta Ombrófila Aberta	445	0,9
Floresta Estacional Semidecidual	1.819	3,8
Floresta Estacional Decidual	409	0,8
Vegetação Secundária	898	1,8
Área de Tensão Ecológica	1.012	2,1
Savana	14.342	29,9
Vegetação Nativa Total (Vnt)	25.442	53,1
Agricultura	1.766	3,6
Agropecuária	848	1,7
Pecuária (pastagem)	18.277	38,2
Água	553	1,1
Área Urbana	158	0,3
Reflorestamento	628	1,3
Refúgio Montano	13	0,02
Áreas Indiscriminadas	155	0,3
Atividade Antrópica Total + Água (Aat)	22.398	46,8
Total Geral (Vnt + Aat)	47.840	100



A futura linha de transmissão poderá ser desviada de quase todas as unidades de conservação (Tabela 134) abrangidas pelo corredor. A única exceção é a APA do Rio Guandu, na região próxima à SE Terminal Rio. Esse corredor não interfere diretamente em Terras Indígenas, mas passa a menos de 20 km das TIs Trincheira Bacajá e Parakanã (Figura 251).

Tabela 134 - Unidades de conservação do corredor Xingu – Terminal Rio

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
ESEC de Corumbá		Estação Ecológica	
PAREST Campos Altos	Proteção Integral	Parque Estadual	
RVS Libélulas da Serra de São José		Refúgio de Vida Silvestre	MG
FLONA de Ritápolis		Floresta Nacional	
APA Serra São José	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	
APA Boqueirão da Mina			
PAREST da Serra da Concórdia	Proteção Integral	Parque Estadual	
REBIO do Tinguá		Reserva Biológica	RJ
APA do Rio Guandu	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	
APA Lago de Palmas	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	TO
APA Serra de Arraias			

O corredor Xingu – Terminal Rio abrange diversas APCBs (Figura 251). A Tabela 135 apresenta o grau de importância biológica e a ação prioritária dessas APBCs.

Tabela 135 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Xingu – Terminal Rio

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Conceição do Tocantins		Cria UC - Indef.
Paraná - Arraias		Cria UC - Indef.
Rio Preto (MG)		Cria UC - Indef.
Vão do Paraná		Cria UC - Indef.
Volta Grande do Xingu		Cria UC - PI
Baixo Araguaia	Extremamente Alta	Fomento Uso Sust.
Cabeceiras - Buritis		Fomento Uso Sust.
Monte Alegre - Nova Roma		Fomento Uso Sust.
Interflúvio Araguaia-Tocantins		Mosaico/Corredor
Entorno do PARES Ibitipoca		Ordenamento
Angra dos Reis		Recuperação
Médio Araguaia		Recuperação
Serra de São José		Cria UC - Indef.
Serra do Salitre - Córrego Danta		Cria UC - Indef.
Ribeirão Tranqueira		Cria UC - PI
Flores de Goiás		Fomento Uso Sust.
Anapú	Muito Alta	Mosaico/Corredor
Arinos - Buritis		Mosaico/Corredor
Borda do Tinguá		Mosaico/Corredor
Borda Sul do Tinguá		Mosaico/Corredor
Conservatória		Mosaico/Corredor
Unai		Mosaico/Corredor
Carste Arcos e Pains		Recuperação
Dois Irmãos		Cria UC - PI
Natividade		Cria UC - PI
Mendes		Mosaico/Corredor
Serra de Paracambi	Alta	Mosaico/Corredor
Serra dos Alegres		Mosaico/Corredor
Buritis		Recuperação
Rio Itacaiúnas		Recuperação
Serra de Lajeado		Recuperação

O Corredor Xingu – Terminal Rio abrange 82 projetos de assentamentos (PAs), conforme Tabela 136 (Incrá, 2010). No estado do Pará, em toda a extensão do corredor, não será possível desviar dos PAs (Figura 251), devido ao grande número e ao porte dos projetos implantados no leste paraense.

Tabela 136 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Rio

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
	PA Bom Jardim	Altamira	1997
	PA Grotão da Onça	Anapu	1997
	PA Pilão Poente III		1997
	PDS Anapu IV		2004
	PA Cristo Rei	Arapoema	1999
	PA Santa Cecília	Campos altos	2005
	PA Santa Fé	Colmeia	1999
PA	PA Canarana		1996
	PA Curral de Pedras		1996
	PA Joncon/3 Irmãos	Conceição do Araguaia	1987
	PA Maria Luiza		1996
	PA Novo Araguaia - Lote 03		1997
	PA Pecosa		1995
	PA Setecentos	Couto de Magalhaes	2000
	PA Barra do Cedro	Curionopolis	1999
	PA Agrisa		1996
	PA Bela Vista	Floresta do Araguaia	1991
PA São Sebastião - Lote 86		1996	

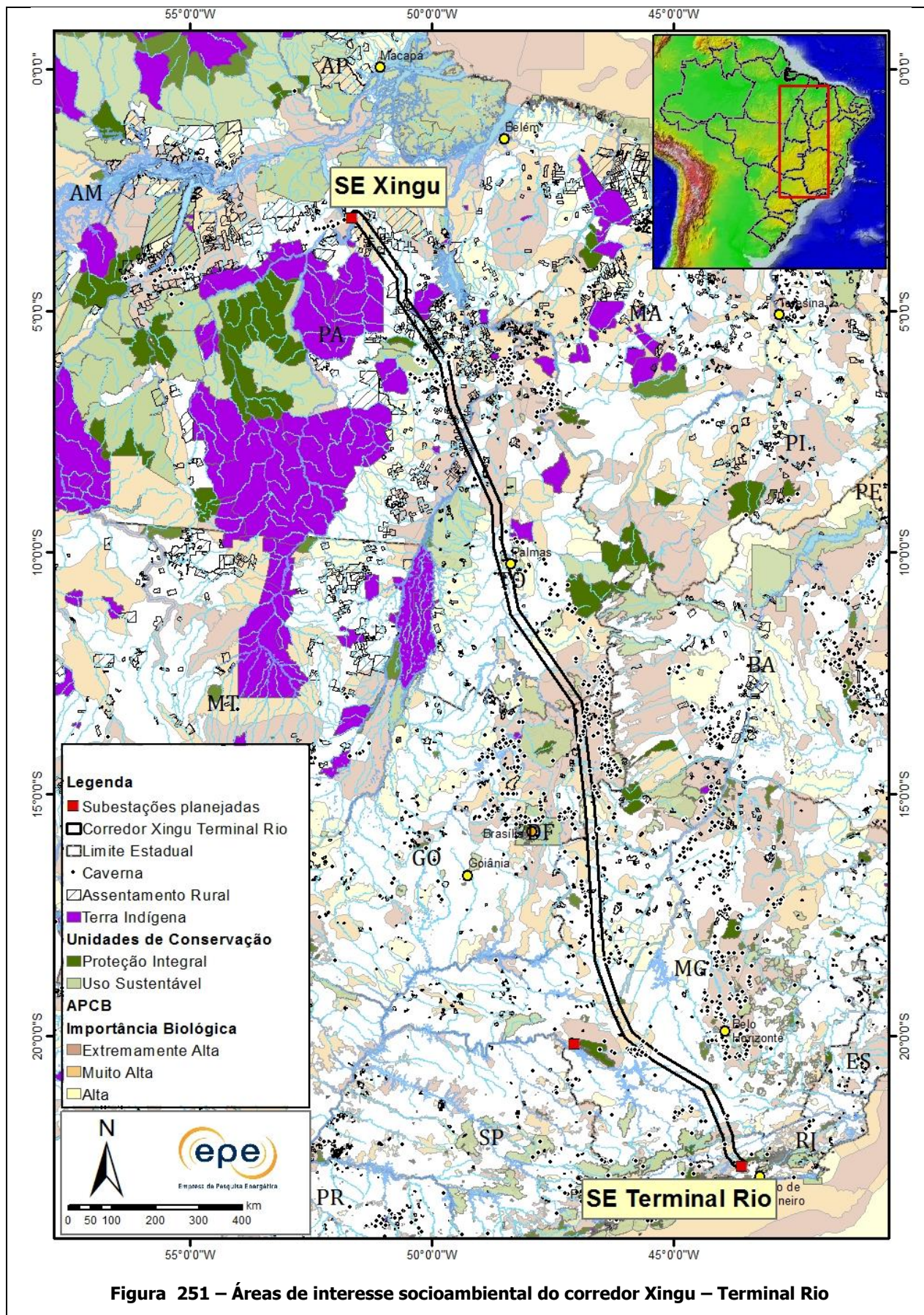
Tabela 136 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Rio (continuação)

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano da Criação
PA	PA Travessão	Floresta do Araguaia	1999
	PA São João Batista	Itapora do Tocantins	1999
	PA Aliança e Progresso	Lagoa Grande	1996
	PA Nosso Orgulho		2005
	PA Alto Bonito	Marabá	1999
	PA Barro Preto		1998
	PA Brasil Novo		1999
	PA Cachoeira Preta II		2004
	PA Carimã		2001
	PA Casa Branca		1999
	PA Conquista		1999
	PA do Meio		1998
	PA Gabriel Pimenta		2003
	PA Gameleira Açú		1998
	PA Goianos		1998
	PA Itacaiúnas		1996
	PA Jardim		2002
	PA Jerusalém		2001
	PA José Pinheiro Lima		2001
	PA Lana		1998
	PA Nova Itaperuna		1999
	PA Nova Vida	2001	
	PA Pouso Alegre	2003	
	PA Rio Preto Malha II	1998	
	PA Santa Maria do Itacaiúnas	1999	
	PA Talismã	2004	
	PA Terra Roxa	1998	
	PA Valentim Serra	2000	
	PA Vinagre	1998	
	PA Brejinho	Miracema do Tocantins	2000
	PA Belo Vale	Paracatu	1999
	PA Herbert de Souza		1997
	PA Tiro e Queda		1997
PA Araçatuba Carajás	Parauapebas	2002	
PA Carajás II e III		1988	
PA Carlos Fonseca		1999	
PA Palmares		1996	
PA Palmares Sul		2001	
PA Rio Branco		1993	
PA Conquista	Pequizeiro	2000	
PA Progresso	Pequizeiro	1999	

Tabela 136 – Projetos de assentamento no corredor Xingu – Terminal Rio (continuação)

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano da Criação
PA	PA Vitória	Pequizeiro	1999
	PA Margarida Alves	Bambui	2005
	PA Feliz União	Lagoa Grande	1997
	PA Almecegas		1991
	PA Capivara	Porto Nacional	1999
	PA Retiro		1995
	PA Barra Mansa		1997
	PA Jussama	Rio Maria	1991
	PA Mata Azul I		1996
	PA Mata Azul II		
TO	PA Gleba 119	Rio Paranaíba	1997
	PA Itaipavas/Lote 142		1992
	PA Itaipavas/Lote-143	Xinguara	1988
	PA Recantão		1997
	PA Buritirana		1997
	PA Cinturão Verde I e II	Itupiranga	1991
	PA Palmeiras		1992
	PA José Cirilo Gomes		2001
	PA Mineiro Preto	Novo Repartimento	2001
	PA Rio Preto		2001
MG	PA Tuerê		1987
	PA Bálsamo		1987
	PA Santa Clara Furadinho	Unai	1995

O Corredor Xingu – Terminal Rio atravessa diversas áreas com cavernas catalogadas no Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas – Cecav, do ICMBio. Há espaço no corredor para que a LT seja desviada de todas essas cavernas. Atenção especial deve ser dada aos aglomerados de cavernas localizados nos municípios mineiros de Nova Roma e Arcos.



A Tabela 137 resume as principais informações socioambientais referentes ao Corredor Xingu – Terminal Rio.

Tabela 137 - Resumo das principais informações socioambientais do corredor Xingu – Terminal Rio

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	2.439
Unidade de Conservação (Nº)	11
Vegetação Nativa (km ²)	25.442
Agricultura (km ²)	1.766
Agropecuária (km ²)	848
Pastagem (km ²)	18.277
Assentamentos do Incra (Nº)	82
Área Urbana (km ²)	158
Municípios atravessados	119

▪ ***Recomendações para o traçado da LT Xingu – Terminal Rio***

O corredor Xingu – Terminal Rio caracteriza-se por extensas áreas com vegetação nativa preservada, rios com largura considerável, proximidade com terras indígenas e unidades de conservação, o que torna relevante destacar os aspectos socioambientais a serem considerados nos estudos posteriores. Dessa forma, apresentam-se a seguir recomendações para a fase de definição do traçado da futura LT.

- No Pará, o corredor percorre uma região com ocupação tipo “espinha de peixe”, inserida em um contexto de abundantes e extensos remanescentes de vegetação nativa (floresta ombrófila densa). Deste modo, a diretriz da linha de transmissão deverá priorizar a minimização de impactos nas florestas encontradas ao longo do corredor.
- Considerar a proximidade com as Terras Indígenas Parakanã e Trincheira Bacajá.
- Atenção especial deverá ser dada para evitar ou minimizar interferências da futura LT em áreas de conflitos fundiários, que deverão ser identificadas quando da elaboração do Relatório R3.
- Nos projetos de assentamento rural existentes no leste do Pará, deverá ser dada especial atenção à fragmentação de propriedades rurais, pois a passagem de uma faixa de servidão dentro de pequenas propriedades poderá inviabilizá-las.

- Em Minas Gerais, recomenda-se atenção aos cultivos agrícolas de alta produtividade, áreas irrigadas e silvicultura. Nessas áreas não é recomendado o uso de torres estaiadas.
- Na área de implantação da SE Terminal Rio, a futura linha de transmissão atravessará a APA do Rio Guandu. Embora essa APA contenha em sua área, núcleos urbanos, estradas e gasodutos, recomenda-se especial atenção na prevenção aos impactos que poderão ser ocasionados, tanto na implantação, quanto na operação, devido ao grande porte da linha de transmissão e da subestação planejada.

11.3 Corredores dos Reforços na Região Sudeste

Os corredores dos reforços na região Sudeste abrangem os estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo (Figura 252) e incluem as seguintes linhas de transmissão:

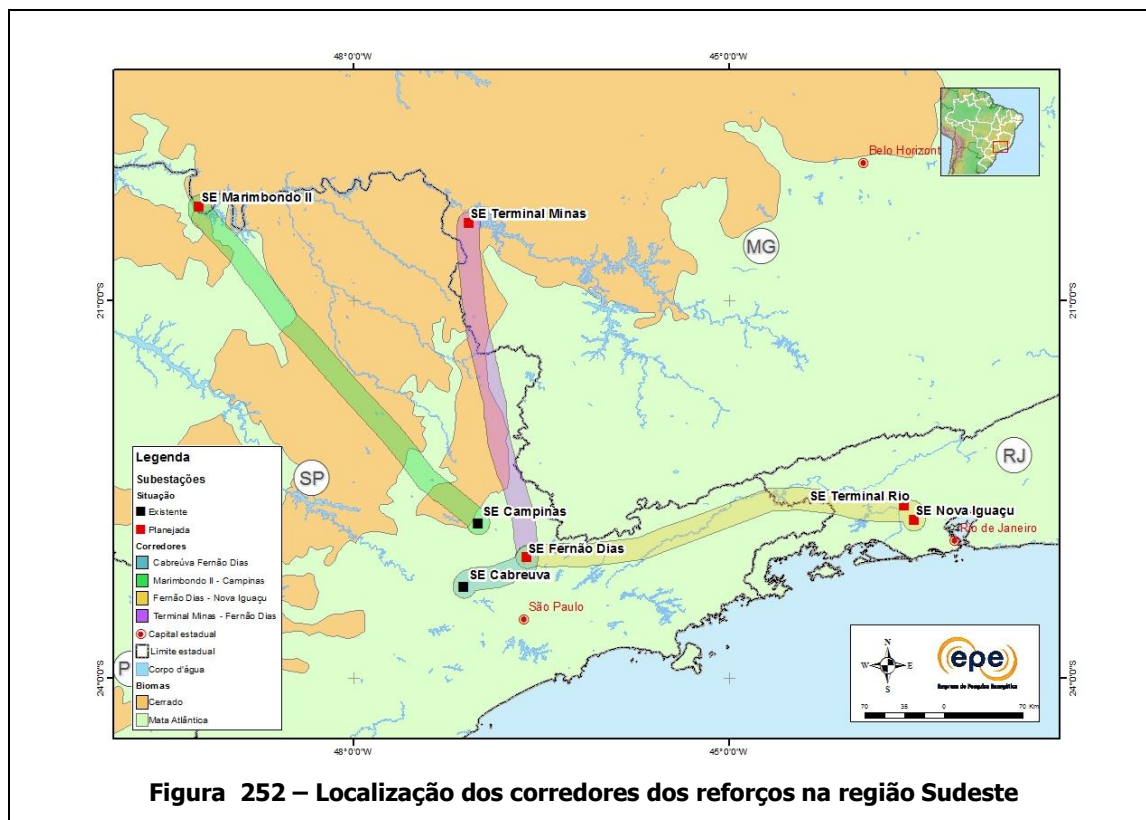
- LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas
- LT 500 kV Terminal Minas – Fernão Dias (2 circuitos)
- LT 500 kV Fernão Dias – Nova Iguaçu
- LT 500 kV Cabreúva – Fernão Dias

Os corredores estudados para essas linhas atravessam 156 municípios, sendo 16 em Minas Gerais, 15 no Rio de Janeiro e 125 em São Paulo (Figura 252).

As coordenadas das subestações dos reforços na região Sudeste estão apresentadas na Tabela 138.

Tabela 138 – Localização das subestações dos reforços na região Sudeste

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Cabreúva	Existente	23°16' 40.01" S	47° 6' 58.96" O	Cabreúva	SP
Campinas	Existente	22°46' 26.04" S	47° 0' 16.05" O	Campinas	SP
Fernão Dias	Planejada	23° 2' 25.67" S	46°36' 53.00" O	Atibaia	SP
Marimbondo 2	Planejada	20°15' 6.00" S	49°13' 29.00" O	Fronteira	MG
Nova Iguaçu	Planejada	22°44'34.03" S	43°31'52.79" O	Nova Iguaçu	RJ
Terminal Minas	Planejada	A definir no R3		Ibiraci	MG
Terminal Rio	Planejada	22°37' 38.03" S	43°36' 24.16" O	Nova Iguaçu	RJ



11.3.1 Corredor Marimbondo 2 – Campinas

O Corredor Marimbondo 2 – Campinas parte da SE Marimbondo 2 (planejada), segue no sentido sul, cruza o rio Grande (travessia aproximada de 250 m), deflete à esquerda e segue paralelo à rodovia SP-322 (Armando Sales Oliveira) até o município de Monte Azul Paulista – SP. Nesse trecho, o corredor abrange parte do reservatório da UHE Marimbondo, mas dispõe de espaço para desvio da futura LT.

A partir do município de Monte Azul Paulista, o corredor segue no sentido sudeste até o município de São Carlos/SP. Nesse trecho, o corredor abrange as áreas urbanas dos municípios de Monte Alto, Jaboticabal, Guariba, Araraquara e São Carlos. Abrange também parte do aglomerado do Projeto de Assentamento Monte Alegre e a APCB Descalvado.

Entre os municípios de São Carlos e Rio Claro, o corredor abrange as APAs Corumbataí-Botucatu-Tejupá e Piracicaba e Juqueri-Mirim (área I e II), a Área Natural Tombada Horto Florestal e o PA Cordeirópolis. A futura LT poderá, entretanto, ser desviada dessas áreas.

A partir do município de Rio Claro, o corredor segue paralelo à LT existente Araraquara – Campinas (500 KV) até a SE Campinas. Nesse trecho, atravessa área densamente ocupada, além de parte da APA do Sistema Cantareira.

O corredor Marimbondo 2 – Campinas atravessa 56 municípios, sendo dois em Minas Gerais e 54 em São Paulo, e apresenta eixo com 365 km de extensão (Figura 253; Tabela 139).

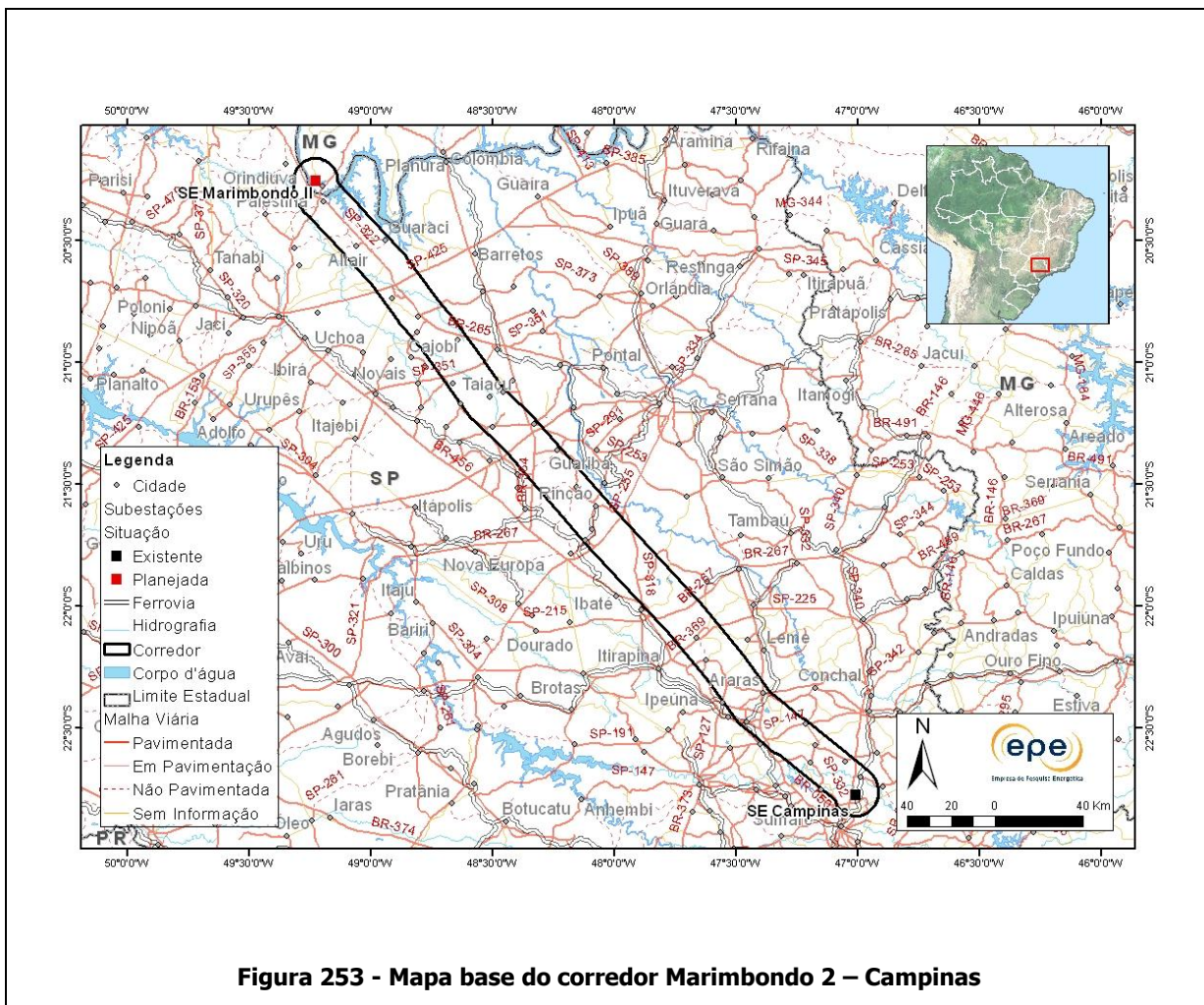


Tabela 139 – Municípios atravessados pelo corredor Marimbondo 2 – Campinas

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
MG	Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	Frutal	Fronteira Frutal
		Araraquara	Américo Brasiliense Araraquara Dobrada Matão Motuca Rincão Santa Lúcia
SP	Campinas	São Carlos	Analândia Descalvado Ibaté São Carlos
		Campinas	Americana Campinas Cosmópolis Holambra Jaguariúna Paulínia Pedreira
		Moji Mirim	Artur Nogueira Engenheiro Coelho Santo Antônio de Posse
		Pirassununga	Pirassununga

Tabela 139 – Municípios atravessados pelo corredor Marimbondo 2 – Campinas (continuação)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município	
SP	Piracicaba	Limeira	Araras	
			Cordeirópolis	
			Leme	
			Limeira	
			Santa Cruz da Conceição	
			Santa Gertrudes	
	Ribeirão Preto	Rio Claro	Corumbataí	
			Rio Claro	
		Jaboticabal	Barretos	Barretos
				Colina
				Bebedouro
				Guariba
	Jaboticabal			
Monte Alto				
São José do Rio Preto	Catanduva	Monte Azul Paulista		
		Pirangi		
		Santa Ernestina		
		Taiapu		
		Taiúva		
		Taquaritinga		
		Vista Alegre do Alto		
		Altair		
		Guaraci		
		Icém		
São José do Rio Preto	São José do Rio Preto	Nova Granada		
		Olímpia		
		Orindiúva		
		Palestina		

A área atravessada pelo corredor Marimbondo 2 – Campinas é ocupada predominantemente por atividades antrópicas (cerca de 89%), principalmente agricultura e agropecuária. O corredor abrange zona de transição dos biomas Cerrado e Mata Atlântica, com cerca de 60% da vegetação pertencente à fitofisionomia Savana, principalmente no centro-sul do corredor, e 35% de Floresta Estacional Semidecidual, ao norte (Figura 254; Tabela 140).

Tabela 141 - Unidades de conservação no corredor Marimbondo 2 – Campinas

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA Corumbatai-Botucatu-Tejupa			
APA do Sistema Cantareira	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	
APA Piracicaba e Juqueri-Mirim (área I e II)			SP
Área Natural Tombada Horto Florestal	Não Informado	Não Categorizada no SNUC	
FLOREST Edmundo Navarro de Andrade	Uso Sustentável		
ARIE Matão de Cosmópolis	Uso Sustentável	Área de Relevante Interesse Ecológico	

O corredor apresenta interferências com as APCBs Fronteira, Guaraci, Luis Antônio – Santa Rita, Riolândia, Corumbataí, Descalvado e São Carlos. Na APCB Descalvado a futura LT não poderá ser desviada (Figura 254; Tabela 142).

Tabela 142 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Marimbondo 2 - Campinas

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Fronteira	Extremamente alta	Criação de mosaico corredor
Guaraci		Criação de mosaico corredor
Luis Antônio - Santa Rita		Criação de mosaico corredor
Riolândia		Criação de mosaico corredor
São Carlos		Criação de UC - Indefinida
Corumbataí	Muito alta	Criação de mosaico corredor
Descalvado		

Com relação a projetos de assentamento do Incra, o corredor Marimbondo 2 - Campinas abrange o aglomerado Monte Alegre e o PA Cordeirópolis (vide Figura 254; Tabela 143). Ressalta-se que, embora o corredor apresente interferências nesses PAs, a futura LT poderá ser desviada.

Tabela 143 – Projetos de assentamento no corredor Marimbondo 2 – Campinas

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano de Criação
SP	Cordeirópolis	Cordeirópolis	1999
	Monte Alegre I	Motuca	1999
	Monte Alegre II	Motuca	1999
	Monte Alegre III	Araraquara	1999
	Monte Alegre IV	Motuca	1999
	Monte Alegre V	Araraquara	1999
	Monte Alegre VI	Motuca	1999

O resumo das principais informações socioambientais do corredor Marimbondo 2 - Campinas é apresentado na Tabela 144.

Tabela 144 – Resumo das principais informações socioambientais do corredor Marimbondo 2 – Campinas

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	365
Unidade de Conservação (Nº)	6
APCB (Nº)	7
Vegetação Nativa (km ²)	634
Reflorestamento (km ²)	200
Agricultura (km ²)	3.104
Agropecuária (km ²)	1.308
Pastagem (km ²)	281
Assentamentos do Incra (Nº)	7
Área Urbana (km ²)	190
Municípios atravessados	56

11.3.2 Corredor Terminal Minas – Fernão Dias

O Corredor Terminal Minas – Fernão Dias parte da SE planejada Terminal Minas e segue paralelo à rodovia MG-438 rumo à SE planejada Fernão Dias.

A área selecionada para a SE Terminal Minas localiza-se no município de Ibiraci/MG, próximo ao reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes (Figura 255). Essa área apresenta terreno razoavelmente plano, nas proximidades da MG-438 e outras vias de acesso. Nas proximidades da SE Terminal Minas, o corredor abrange parte do reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes.

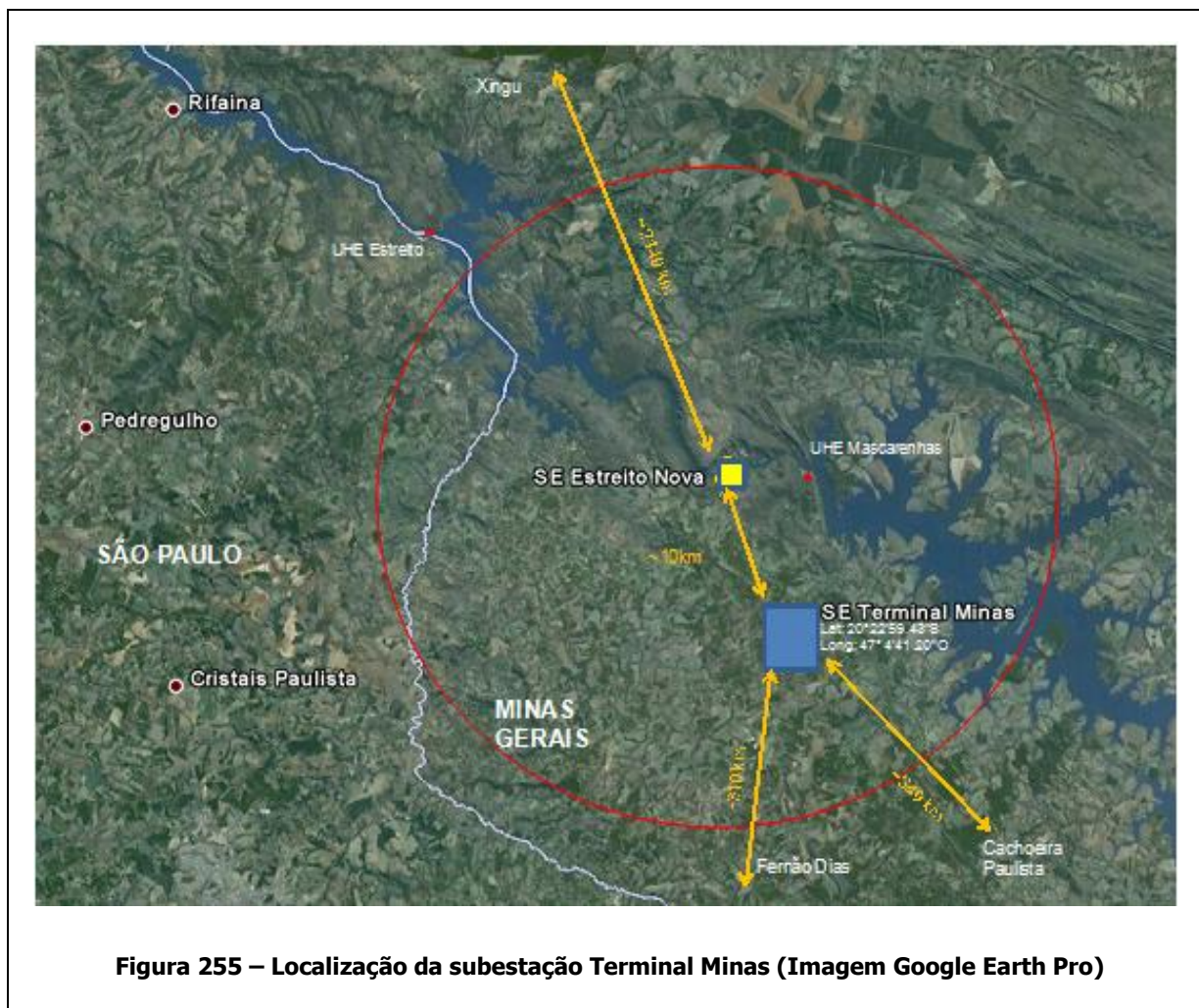


Figura 255 – Localização da subestação Terminal Minas (Imagem Google Earth Pro)

No município de São Sebastião do Paraíso - MG, o corredor abrange a Reserva Biológica São Sebastião do Paraíso – Barra e a caverna Gruta do Bosque; no município de Itamogi/MG, abrange a caverna Gruta da Nova Olinda. A partir daí, o corredor segue paralelo à rodovia BR-491 até o município de Arceburgo/MG. No município de Mococa/SP, segue paralelo à LT existente Euclides da Cunha - São João da Boa Vista 2 (138 KV) até o município Espírito Santo do Pinhal/MG. Nesse trecho o corredor abrange as áreas urbanas de diversos municípios, entre eles, São Sebastião do Paraíso, Monte Santo de Minas, Mococa, São José do Rio Pardo, Vargem Grande do Sul, São João da Boa Vista e Espírito Santo do Pinhal.

Entre os municípios de Arceburgo/ MG e Águas de Lindoia/SP, o corredor abrange parte das APCBs Santo Antônio da Alegria, Santa Rosa do Viterbo, Água da Prata/São José do Rio Pardo, Pirassununga e Águas de Lindoia. A partir desse último, segue paralelo à LT existente Guarulhos – Poços de Caldas (345 kV) até a SE Fernão Dias. Nesse trecho, o corredor abrange as áreas urbanas dos municípios de Itapira, Águas de Lindoia, Serra Negra, Monte Alegre do Azul, Pinhalzinho, Bragança Paulista e Atibaia.

Entre os municípios de Serra Negra e Atibaia/SP, o corredor abrange áreas das APAs do Sistema Cantareira e da Represa do Bairro Usina, sendo que a futura linha não poderá ser desviada da primeira área.

O corredor Terminal Minas – Fernão Dias atravessa 45 municípios, dos quais 31 em São Paulo e 14 em Minas Gerais, e apresenta eixo com 310 km de extensão (Figura 256; Tabela 145)

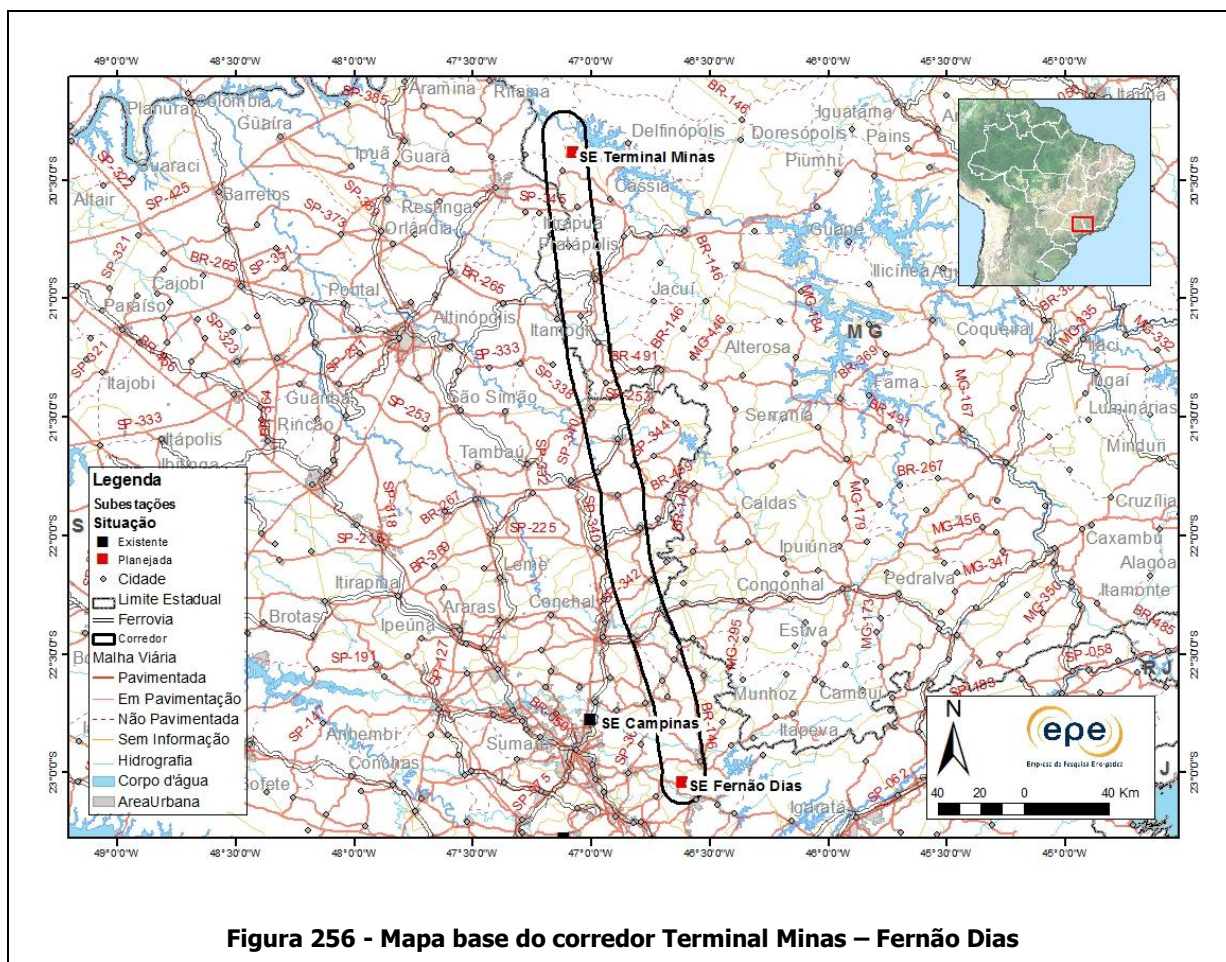


Tabela 145 – Municípios atravessados pelo corredor Terminal Minas – Fernão Dias

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
SP	Campinas	Amparo	Águas de Lindóia
			Amparo
			Lindóia
			Monte Alegre do Sul
			Pinhalzinho
			Serra Negra
		Socorro	
		Mogi Mirim	Estiva Gerbi
			Itapira
		Pirassununga	Mogi Guaçu
Aguai			
São João da Boa Vista	Casa Branca		
	Espírito Santo do Pinhal		

Tabela 145 – Municípios atravessados pelo corredor Terminal Minas – Fernão Dias (continuação)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município	
SP	Campinas	São João da Boa Vista	Itobi	
			Mococa	
			Santo Antônio do Jardim	
			São João da Boa Vista	
			São José do Rio Pardo	
			São Sebastião da Gramma	
			Vargem Grande do Sul	
	Macro Metropolitana Paulista	Bragança Paulista	Atibaia	
			Bragança Paulista	
			Itatiba	
			Jarinu	
			Morungaba	
			Tuiuti	
			Ribeirão Preto	Batatais
Santo Antônio da Alegria				
Franca	Franca			
	Itirapuã			
	Patrocínio Paulista			
	Sul/Sudoeste de Minas	Passos		Capetinga
				Cássia
Claraval				
Poços de Caldas		Delfinópolis		
		Ibiraci		
		Jacutinga		
MG	São Sebastião do Paraíso	Monte Sião		
		Arceburgo		
		Guaranésia		
		Itamogi		
		Monte Santo de Minas		
		São Sebastião do Paraíso		
		São Tomás de Aquino		
		Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	Araxá	Sacramento

A área atravessada pelo corredor Terminal Minas – Fernão Dias é ocupada predominantemente por atividades antrópicas (cerca de 86%), com destaque para agricultura, agropecuária e pastagem. O restante da área é ocupado por remanescentes de vegetação nativa (cerca 14%), com predomínio das fitofisionomias Savana e Floresta Estacional Semidecidual no centro norte do corredor e Floresta Ombrófila Densa ao sul. O corredor abrange zona de transição entre os biomas Cerrado e Mata Atlântica (Figura 257; Tabela 146).

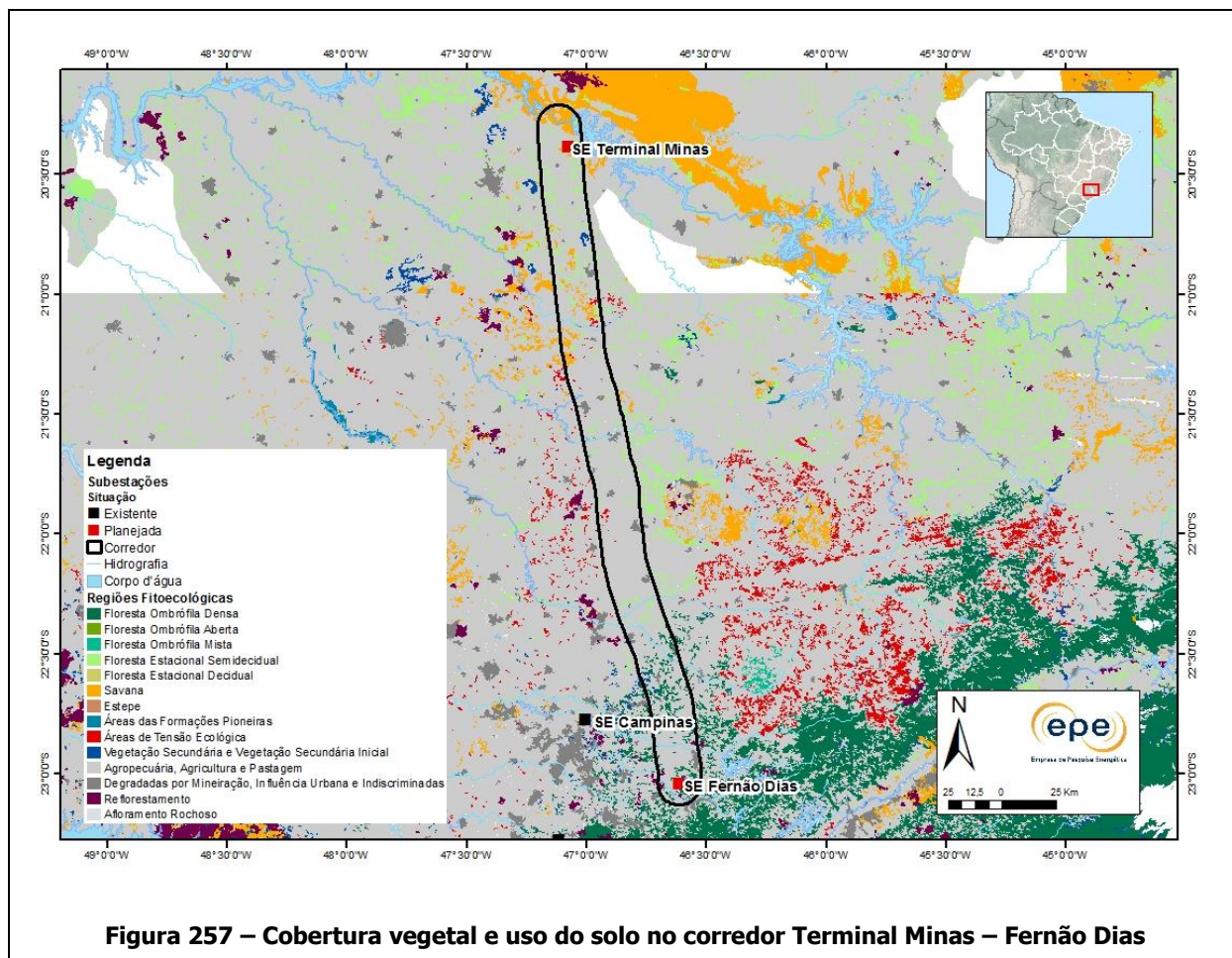


Figura 257 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Tabela 146 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Savana (Cerrado)	400	44
Floresta Estacional Semidecidual	220	24
Floresta Ombrófila Densa	220	24
Refúgios Vegetacionais	0	0
Vegetação Secundária	72	8
Vegetação Nativa Total (Vnt)	911	14
Agricultura	2.374	43
Agropecuária	1.216	22
Pastagem	1.632	30
Influência Urbana	152	3
Reflorestamento	122	2
Atividade Antrópica Total (Aat)	5.496	86
Total geral (Vnt + Aat)	6.407	

O corredor Terminal Minas – Fernão Dias abrange três UCs, sendo duas de uso sustentável e uma de proteção integral. Na APA do Sistema Cantareira, como já mencionado, o corredor atravessa toda a UC, sem possibilidade de desvio da futura LT. (Figura 258; Tabela 147).

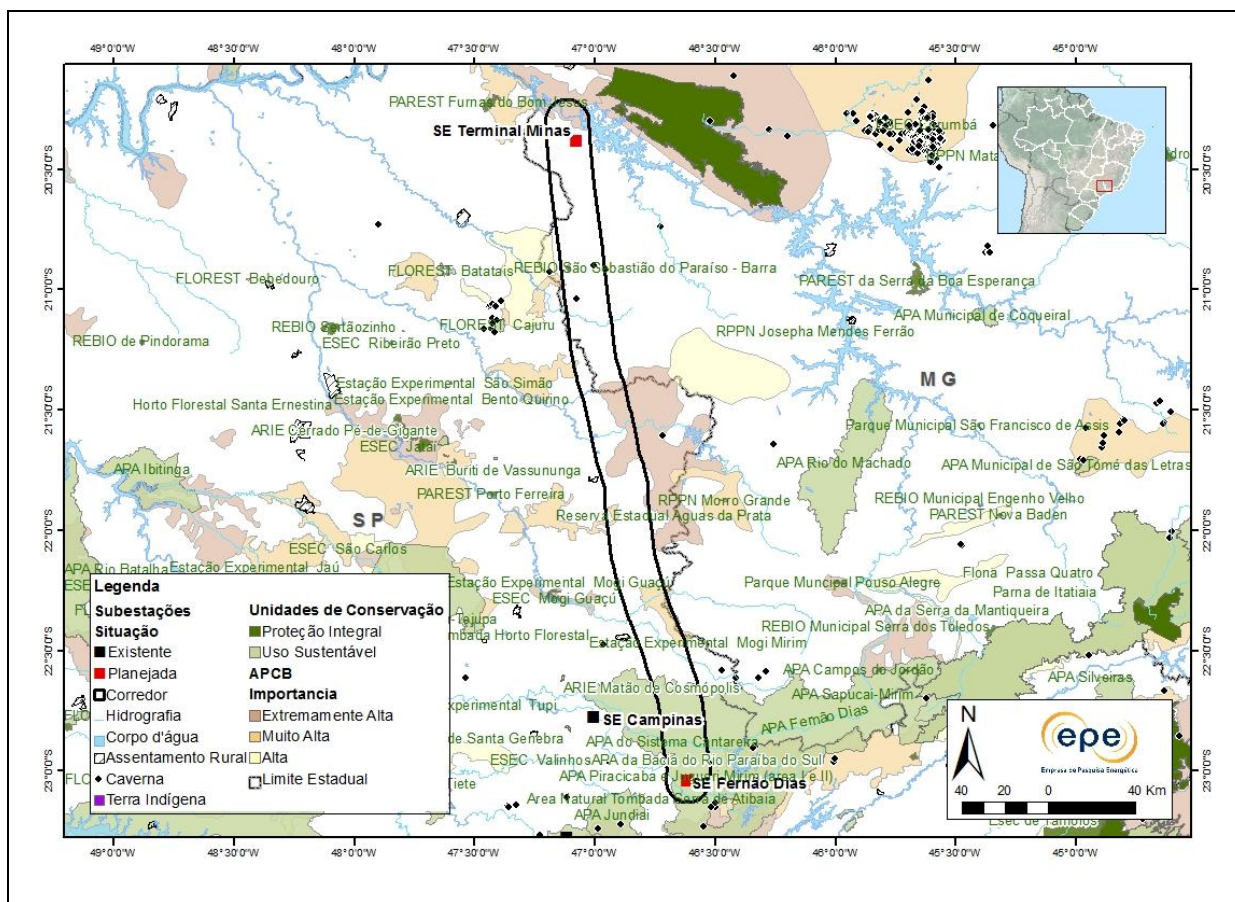


Figura 258 – Áreas de interesse socioambiental no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Tabela 147 – Unidades de conservação no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA do Sistema Cantareira	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	SP
APA Represa do bairro da Usina			
Reserva Biológica São Sebastião do Paraíso - Barra	Proteção Integral	Reserva Biológica	

O corredor abrange as APACBs Conquista – Canastra, Santo Antônio da Alegria, Águas de Lindoia, Pirassununga, Águas da Prata/São José do Rio Pardo e Santa Rosa do Viterbo (Figura 258; Tabela 148).

Tabela 148 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Águas da Prata/São José do Rio Pardo	Extremamente alta	Criação de mosaico corredor
Conquista - Canastra	Extremamente alta	Criação de UC- categoria indefinida
Águas de Lindóia		
Pirassununga	Muito alta	Criação de mosaico corredor
Santa Rosa do Viterbo		
Santo Antonio da Alegria	Muito alta	Criação de UC- categoria indefinida

Um resumo das principais interferências socioambientais do corredor Terminal Minas – Fernão Dias é apresentado na Tabela 149.

Tabela 149 - Resumo das principais interferências socioambientais no corredor Terminal Minas – Fernão Dias

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	310
Unidade de Conservação (Nº)	3
APCB ((Nº)	6
Vegetação Nativa (km²)	911
Reflorestamento (km²)	122
Agricultura (km²)	2.374
Agropecuária (km²)	1.216
Pastagem (km²)	1.632
Assentamentos do Incra (Nº)	-
Área Urbana (km²)	152
Municípios atravessados	45

11.3.3 Corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

O corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu parte da SE Fernão Dias e segue paralelo à LT existente Cachoeira Paulista – Campinas (500 KV) até o município de Cachoeira Paulista, no estado de São Paulo. Nesse trecho, o corredor atravessa as APAs do Sistema Cantareira e da Bacia do Rio Paraíba do Sul e abrange parcialmente as APAs Represa do Bairro da Usina, Sapucaí-Mirim e Serra da Mantiqueira, a Área sob Proteção Especial da Roseira Velha, a Floresta Nacional - Flona Lorena e a ARIE da Pedra Branca; as cavernas Grutas do Oitavo Salão, Gruta do Professor Mathias e Toca do Pito; as represas Bragança Paulista, Piracaia e do rio Jaguari; o rio Paraíba do Sul (travessia de 100 m); e os PAs Nova Esperança I e Tremembé. Além dessas, o corredor abrange as áreas urbanas dos municípios de Ati-

baia, Bragança Paulista, Piracaia, Taubaté, Tremembé, Pindamonhangaba, Aparecida, Guaratinguetá, Lorena, Canas e Cachoeira Paulista.

Após atravessar o município de Silveiras - SP, o corredor deflete à direita para evitar interferências nos Parques Nacionais de Itatiaia e da Serra da Bocaina e segue paralelo à LT existente Nilo Peçanha – Santa Cabeça (230 KV) até o município de Seropédica – RJ. Nesse trecho, o corredor abrange as APAs da Bacia do Rio Paraíba do Sul e Silveiras, a ARIE Floresta da Cicuta, e a RPPN São Carlos do Mato Dentro; a caverna Gruta do Jacu; as represas do Funil e do Ribeirão das Lajes e os rios Piraí e Guandu; o PA Fazenda do Salto; e as áreas urbanas dos municípios de Silveiras e Queluz, em São Paulo, e Penedo, Itatiaia, Barra Mansa, Volta Redonda e Piraí, no Rio de Janeiro.

A partir do cruzamento da rodovia BR-465 com a RJ-127, o corredor deflete à direita e segue rumo à SE planejada Nova Iguaçu, com localização prevista na divisa dos municípios de Queimados e Nova Iguaçu. Nesse trecho, o corredor cruza as áreas urbanas dos municípios de Seropédica, Japeri, Queimados e Nova Iguaçu, com espaço restrito para passagem da linha de transmissão (Figura 260). Além dessas, abrange a Flona Mário Xavier, a RPPN Gotas Azuis, a Rebio do Tinguá, a APA de Gericinó-Mendanha e o Parque Natural Municipal de Nova Iguaçu; o rio Guandu (travessia de 90m); e os PAs Sabugo e Moura Costa.

O corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu atravessa 46 municípios, sendo 15 no Rio de Janeiro e 31 em São Paulo, e apresenta eixo com 335 km de extensão (Figura 260; Tabela 150).

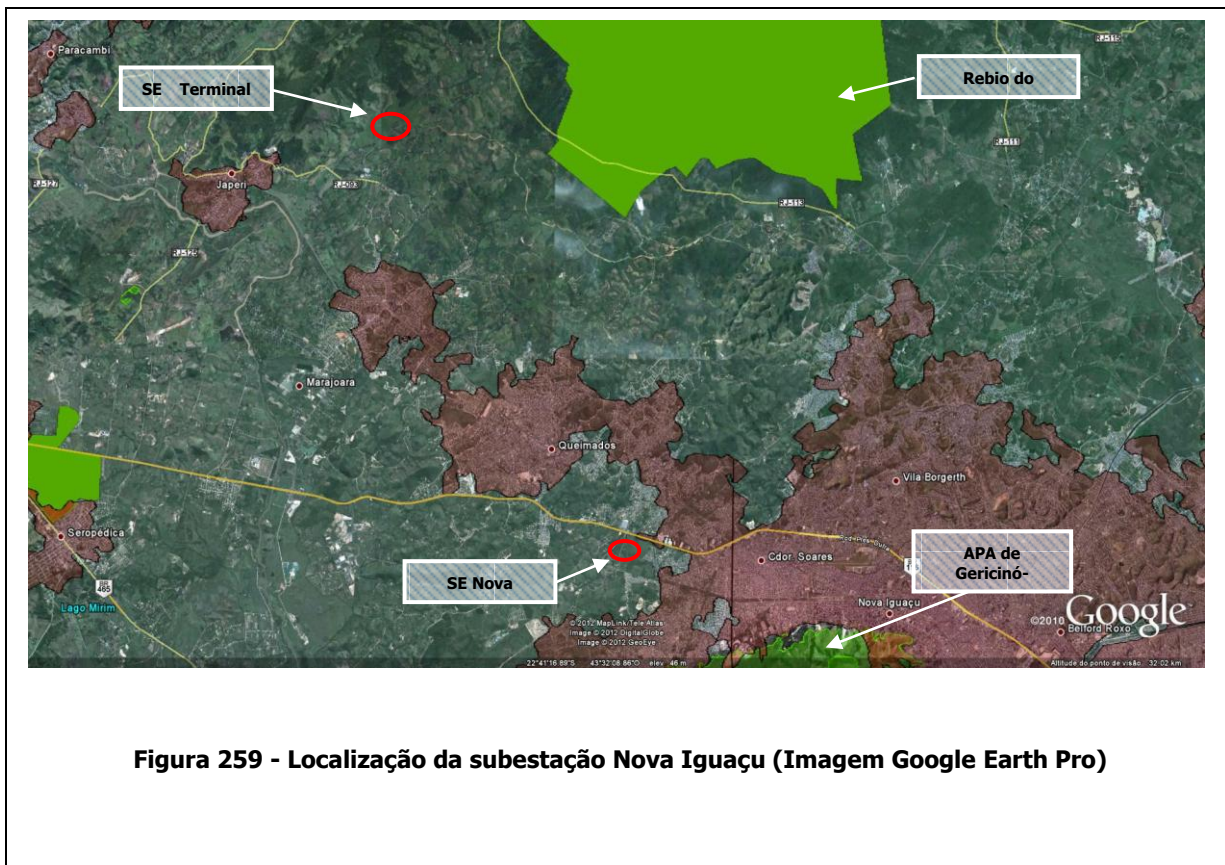


Figura 259 - Localização da subestação Nova Iguaçu (Imagem Google Earth Pro)

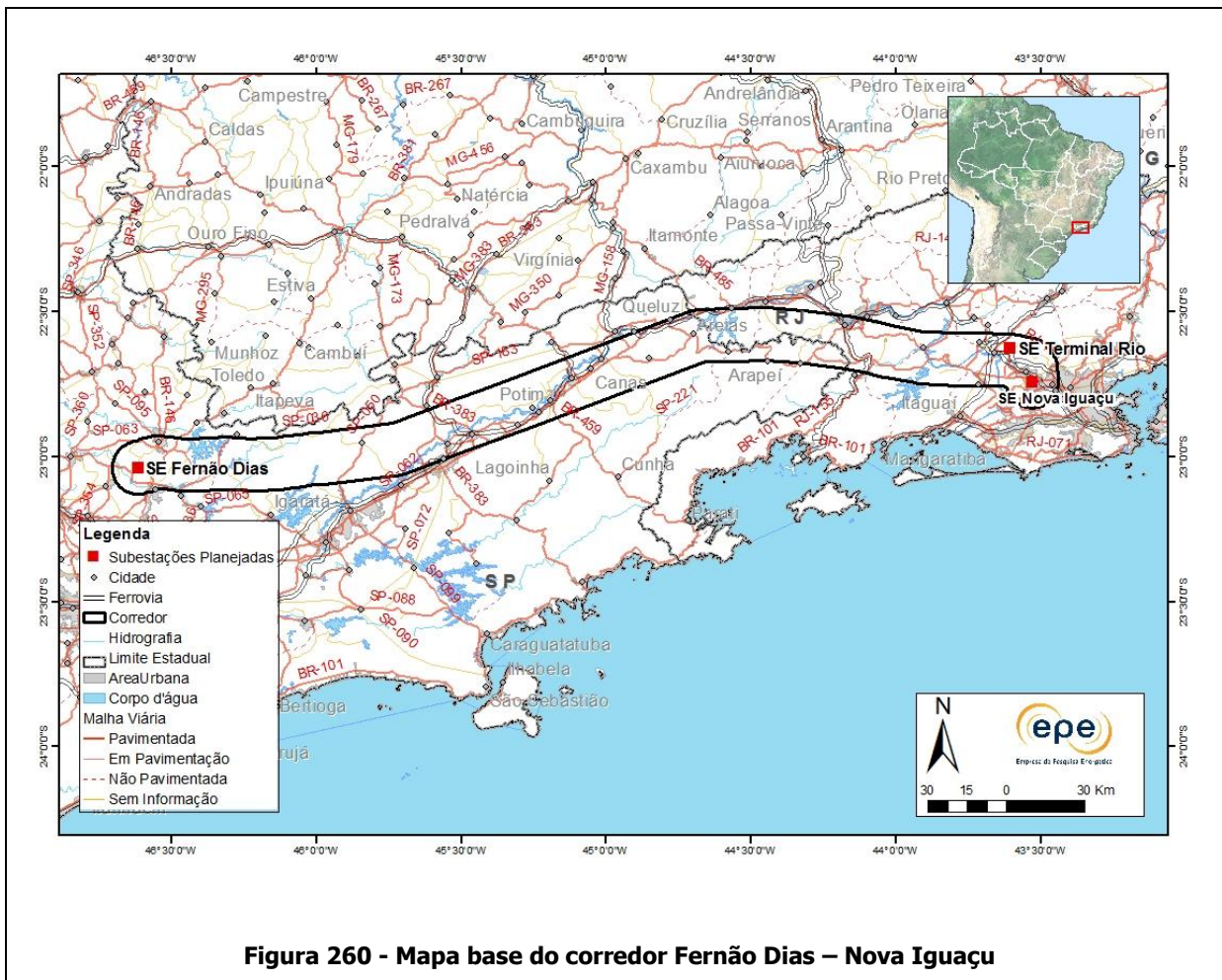


Figura 260 - Mapa base do corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Tabela 150 – Municípios atravessados pelo corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
RJ	Metropolitana do Rio de Janeiro	Itaguaí	Itaguaí
			Seropédica
		Rio de Janeiro	Japeri
	Nova Iguaçu		
	Sul Fluminense	Vassouras	Queimados
			Engenheiro Paulo de Frontin
		Vale do Paraíba Fluminense	Miguel Pereira
			Paracambi
			Barra Mansa
	SP	Macro Metropolitana Paulista	Bragança Paulista
Pinheiral			
Piraí			
Resende			
Rio Claro			
Volta Redonda			
Atibaia			
Bom Jesus dos Perdões			
Bragança Paulista			
Jarinu			
Joanópolis			
Nazaré Paulista			
Piracaia			
Vargem			

Tabela 150 – Municípios atravessados pelo corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu (continuação)

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
SP	Vale do Paraíba Paulista	Bananal	Arapeí
			Areias
			Bananal
			São José do Barreiro
			Silveiras
		Campos do Jordão	Monteiro Lobato
			Santo Antônio do Pinhal
		Guaratinguetá	Aparecida
			Cachoeira Paulista
			Canas
			Cruzeiro
			Guaratinguetá
			Lavrinhas
			Lorena
			Potim
Queluz			
Roseira			
São José dos Campos	Caçapava		
	Igaratá		
	Pindamonhangaba		
	São José dos Campos		
	Taubaté		
Tremembé			

O corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu atravessa área ocupada predominantemente por atividades antrópicas (cerca de 60%), com destaque, em termos de área ocupada, para a pecuária (pastagens) e agricultura. As áreas de ocupação urbana e periurbana, embora em menor extensão, são relevantes na região pela densidade e valor imobiliário. Isso representa um potencial de interferência significativo para implantação da linha, diante de um número considerável de famílias e estabelecimentos de comércio e serviços passíveis de serem atingidos e implica também em altos custos de indenizações e desapropriações, onerando o custo de implantação do empreendimento.

Os remanescentes de vegetação nativa ocupam cerca de 40% da área do corredor, com predominância da fitofisionomia Floresta Ombrófila Densa. O corredor abrange a zona de transição entre os biomas Cerrado e Mata Atlântica (Figura 261; Tabela 151).

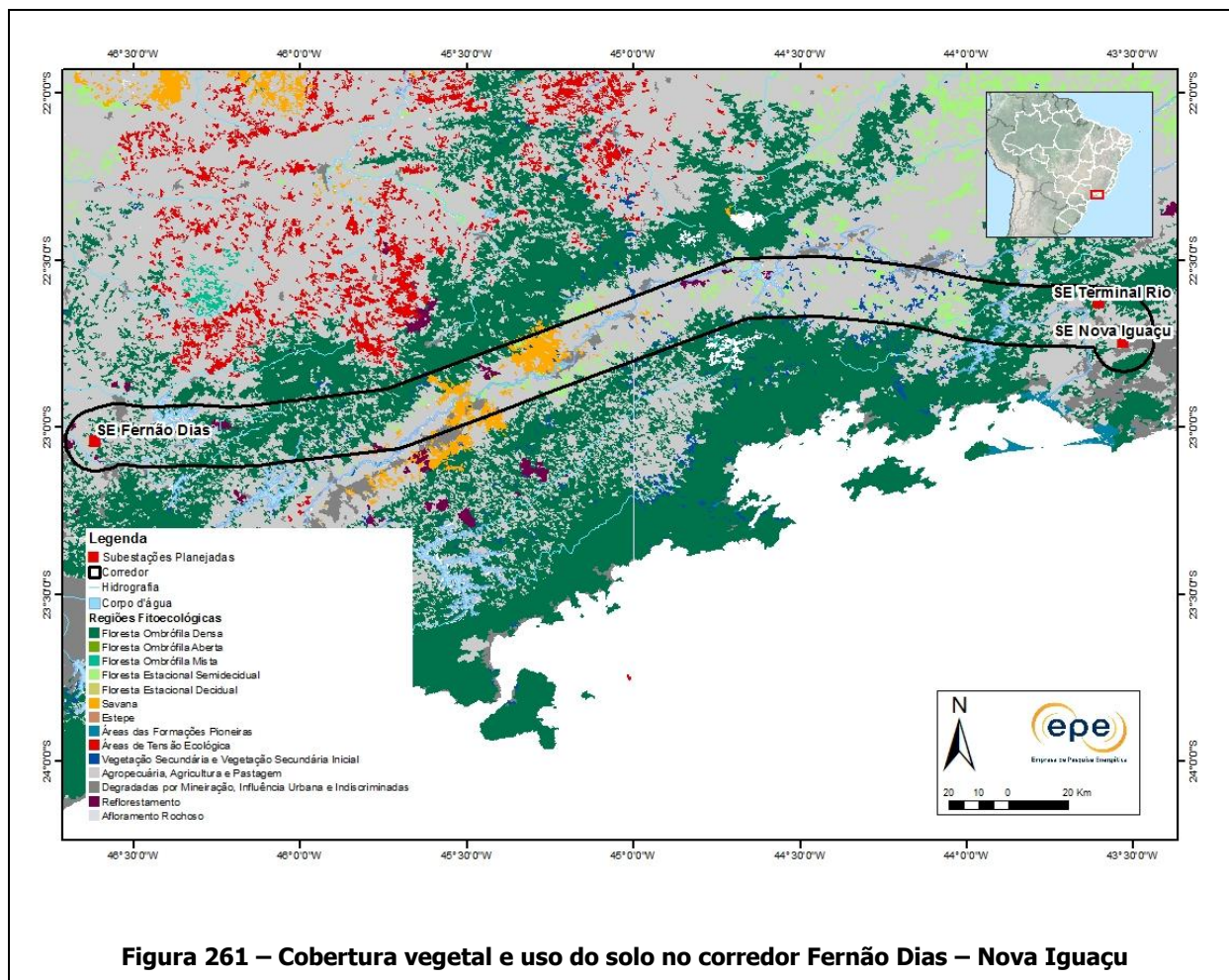


Figura 261 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Tabela 151 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Classe Dominante	Área no Corredor (km ²)	%
Savana (Cerrado)	297	12
Floresta Estacional Semidecidual	310	12
Floresta Ombrófila Densa	1.763	71
Vegetação Secundária	127	5
Vegetação Nativa Total (Vnt)	2.497	
Agricultura	529	13
Agropecuária	278	7
Pastagem	3.015	74
Influência Urbana	177	4
Reflorestamento	70	2
Atividade Antrópica Total (Aat)	4.069	
Total geral (Vnt + Aat)	6.566	

O Corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu abrange 19 UCs, sendo 15 de uso sustentável, uma de proteção integral e três sem enquadramento específico. A futura LT poderá ser desviada de todas as UCs, exceto as APAs do Sistema Cantareira e da Bacia do Rio Paraíba do Sul (Figura 262; Tabela 152).

O corredor apresenta interferências com as APCBs Cantareira/Entorno, Área Tampão Itatiaia, Corredor Cantareira/Mantiqueira, Serra de Paracambí, Mendes, Borda e Borda Sul de Tinguá, Cabeceiras do Paraitinga e Angra dos Reis (vide Figura 262; Tabela 153).

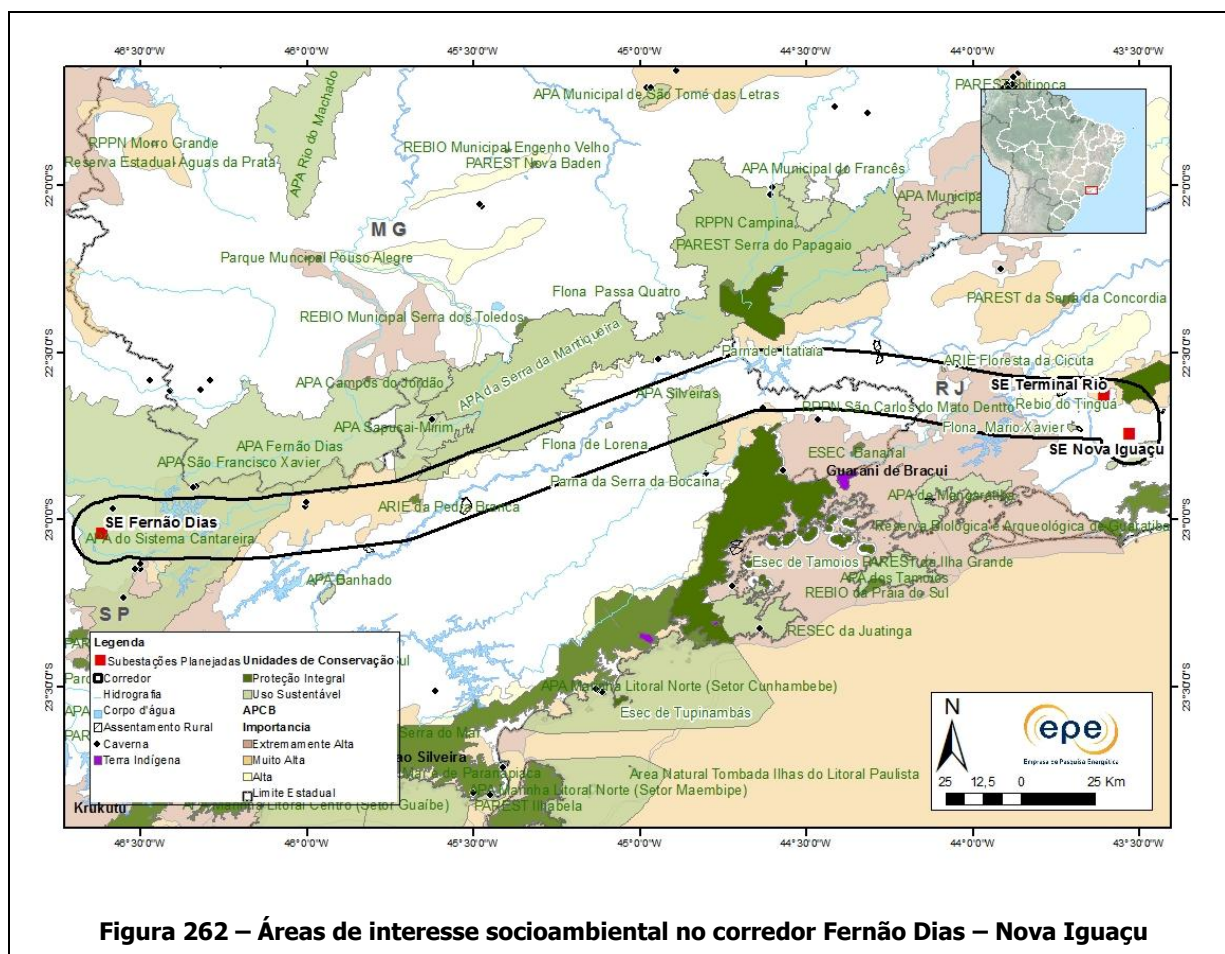


Figura 262 – Áreas de interesse socioambiental no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Tabela 152 – Unidades de conservação no Corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA da Bacia do Rio Paraíba do Sul			RJ/SP/MG
APA da Serra da Mantiqueira			
APA de Gericinó-Mendanha			RJ
APA Piracicaba e Juqueri-Mirim (area I e II)		Área de Proteção Ambiental	
APA Represa do Bairro da Usina			
APA São Francisco Xavier			SP
APA Sapucaí-Mirim			
APA Silveiras	Uso Sustentável		
APA do Sistema Cantareira			
ARIE da Pedra Branca		Área de Relevante Interesse Ecológico	SP
ARIE Floresta da Cicuta			RJ
Flona de Lorena			SP
Flona Mario Xavier		Floresta Nacional	RJ
RPPN Gotas Azuis		Reserva Particular do Patrimônio Nacional	RJ
RPPN São Carlos do Mato Dentro			
Rebio Tinguá	Proteção Integral	Reserva Biológica	RJ
Área sob Proteção Especial da Roseira Velha			SP
Viveiro Florestal de Pindamonhangaba	Não Informado	Não Categorizada no SNUC	
Parque Natural Municipal de Nova Iguaçu			RJ

Tabela 153 – Áreas prioritárias para conservação da biodiversidade no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Nome da APCB	Importância	Ação Prioritária
Cantareira/Entorno	Extremamente alta	Criação de UC - PI
Área Tampão Itatiaia		Criação de UC - US
Borda e Borda Sul de Tinguá		Criação de mosaico-corredor
Cabeceiras do Paraitinga	Muito alta	Recuperação
Corredor Cantareira/Mantiqueira		Criação de UC - Indefinida
Angra dos Reis		Recuperação de áreas degradadas
Mendes		Criação de mosaico-corredor
Serra de Paracambi	Alta	Criação de mosaico-corredor
Sul / Piquete adjacente da APA da Serra da Mantiqueira		-

Embora o corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu abranja os PAs Nova Esperança, Tremembé, Fazenda do Salto, Sabugo e Moura Costa (vide Figura 262; Tabela 154), a futura LT poderá ser desviada de todos esses assentamentos.

Tabela 154 – Projetos de assentamento no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

UF	Projeto de Assentamento	Município	Ano da Criação
SP	Nova Esperança I	São José dos Campos	2001
	Tremembé	Tremembé	1995
RJ	Fazenda do Salto	Barra Mansa	1997
	Sabugo	Paracambi	1997
	Moura Costa	Seropédica	1989

O resumo das principais interferências socioambientais do corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu é apresentado na Tabela 155.

Tabela 155 – Resumo das principais informações socioambientais no corredor Fernão Dias – Nova Iguaçu

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	335
Unidade de Conservação (Nº)	19
APCB (Nº)	9
Vegetação Nativa (km ²)	2.497
Reflorestamento (km ²)	70
Agricultura (km ²)	529
Agropecuária (km ²)	278
Pastagem (km ²)	3.015
Assentamentos do Incra (Nº)	5
Área Urbana (km ²)	177
Municípios atravessados	46

11.3.4 Corredor Cabreúva – Fernão Dias

O corredor Cabreúva – Fernão Dias parte da SE Cabreúva, deflete à direita e segue paralelo à rodovia SP-300 (Dom Gabriel Paulino Bueno Couto/Cabreúva) até o município de Jundiaí. Nesse trecho, são abrangidas as APAs de Cabreúva, Cajamar e Jundiaí, além de áreas de mata nativa na Área Natural Tombada Serra do Japi, Guaxinduva e Jaguacoara. Entre os municípios de Cabreúva e Itupeva, o corredor abrange as cavernas Toca da Tude, Toca do Roque, Escalada da Glória e Gruta do Quilombo. Nesse trecho, o corredor atravessa área densamente ocupada, abrangendo as áreas urbanas dos municípios de Cabreúva e Itupeva.

A seguir, o corredor cruza importantes rodovias como a SP-348 (Bandeirantes), SP-330 (Anhanguera), SP-332 (Vereador Geraldo Dias) e SP-360 (Engenheiro Constâncio Cintra) e SP-065 (Dom Pedro I). Esse trecho abrange áreas urbanas dos municípios de Itupeva, Jundiaí, Várzea Paulista e Campo Limpo Paulista, com espaço restrito para passagem da linha de transmissão, além de áreas com propriedades de alto padrão e áreas industriais (Figura 263).

No município de Jarinu, o corredor deflete à esquerda e segue rumo à SE Fernão Dias, que está inserida na APA do Sistema Cantareira. Nesse trecho final, o corredor incorpora áreas urbanas dos municípios de Jarinu e Atibaia, incluindo alguns trechos com alto padrão imobiliário.

O corredor Cabreúva – Fernão Dias atravessa 16 municípios paulistas e apresenta eixo com 65 km de extensão (Figura 263; Tabela 156).

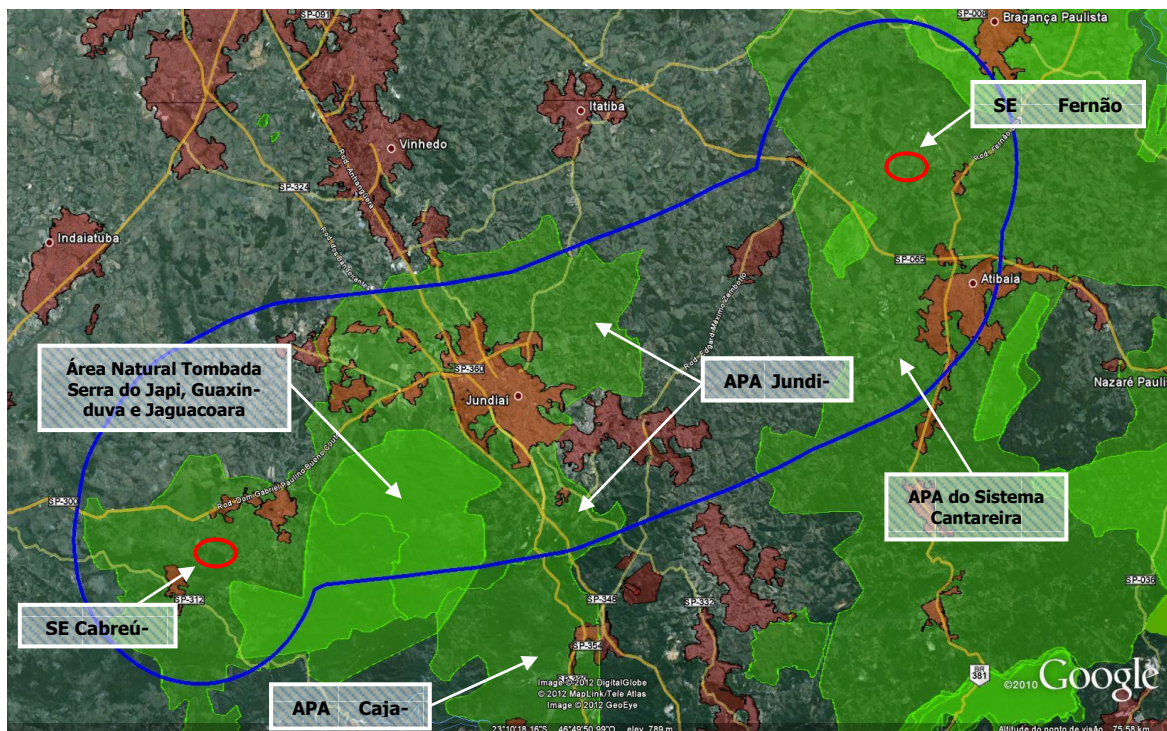


Figura 263 – Áreas urbanas e unidades de conservação no corredor Cabreúva – Fernão Dias (Imagem Google Earth Pro)

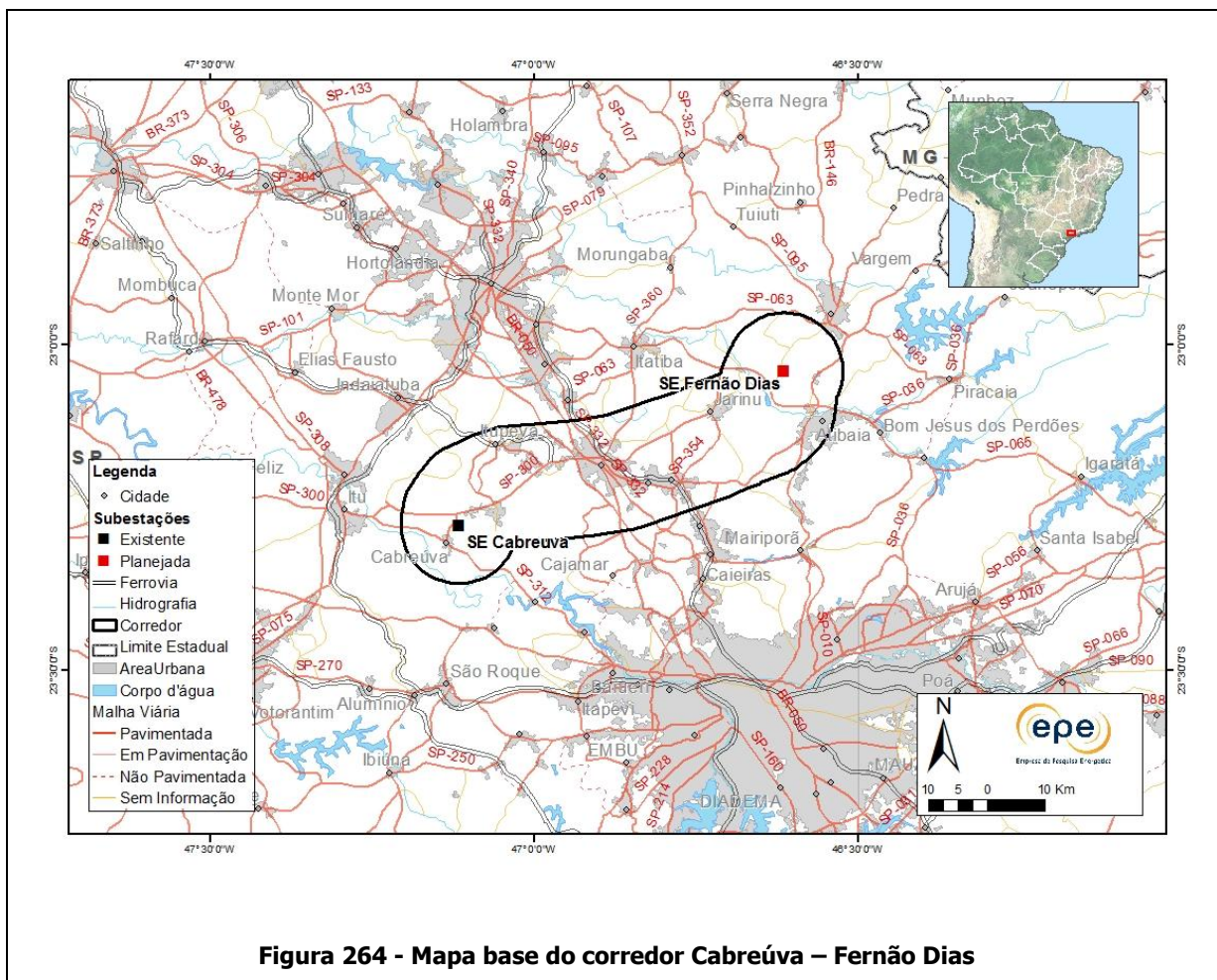


Figura 264 - Mapa base do corredor Cabreúva – Fernão Dias

Tabela 156 – Municípios atravessados pelo corredor Cabreúva – Fernão Dias

UF	Mesorregião	Microrregião	Município		
SP	Campinas	Campinas	Indaiatuba		
			Atibaia		
			Bragança Paulista		
			Itatiba		
			Jarinu		
			Macro Metropolitana Paulista	Jundiaí	Campo Limpo Paulista
			Itupeva		
	Jundiaí				
	Metropolitana de São Paulo	Franco da Rocha	Sorocaba	Louveira	
				Várzea Paulista	
				Araçariguama	
				Cabreúva	
				Itu	
	Metropolitana de São Paulo	Osasco	Franco da Rocha	Francisco Morato	
				Francisco Morato	
Metropolitana de São Paulo	Osasco	Cajamar	Cajamar		

A área atravessada pelo corredor Cabreúva – Fernão Dias é ocupada predominantemente por áreas de atividades agrícolas e por pastagens - cerca de 68% da área do corredor, como se observa na Figura 265 e na Tabela 157. Observa-se porém, que à semelhança dos demais corredores dos reforços na região Sudeste, é relevante a ocupação urbana, quer pela densidade, complexidade (áreas residências e de comércio e serviços, áreas industriais, infraestruturas), e alto valor imobiliário, como pelas e potenciais dificuldades para implantação da linha.

A citada Figura 265 mostra também a distribuição espacial da vegetação nativa na região, que está inserida no bioma Mata Atlântica e tem na Floresta Ombrófila Densa a principal fitofisionomia.

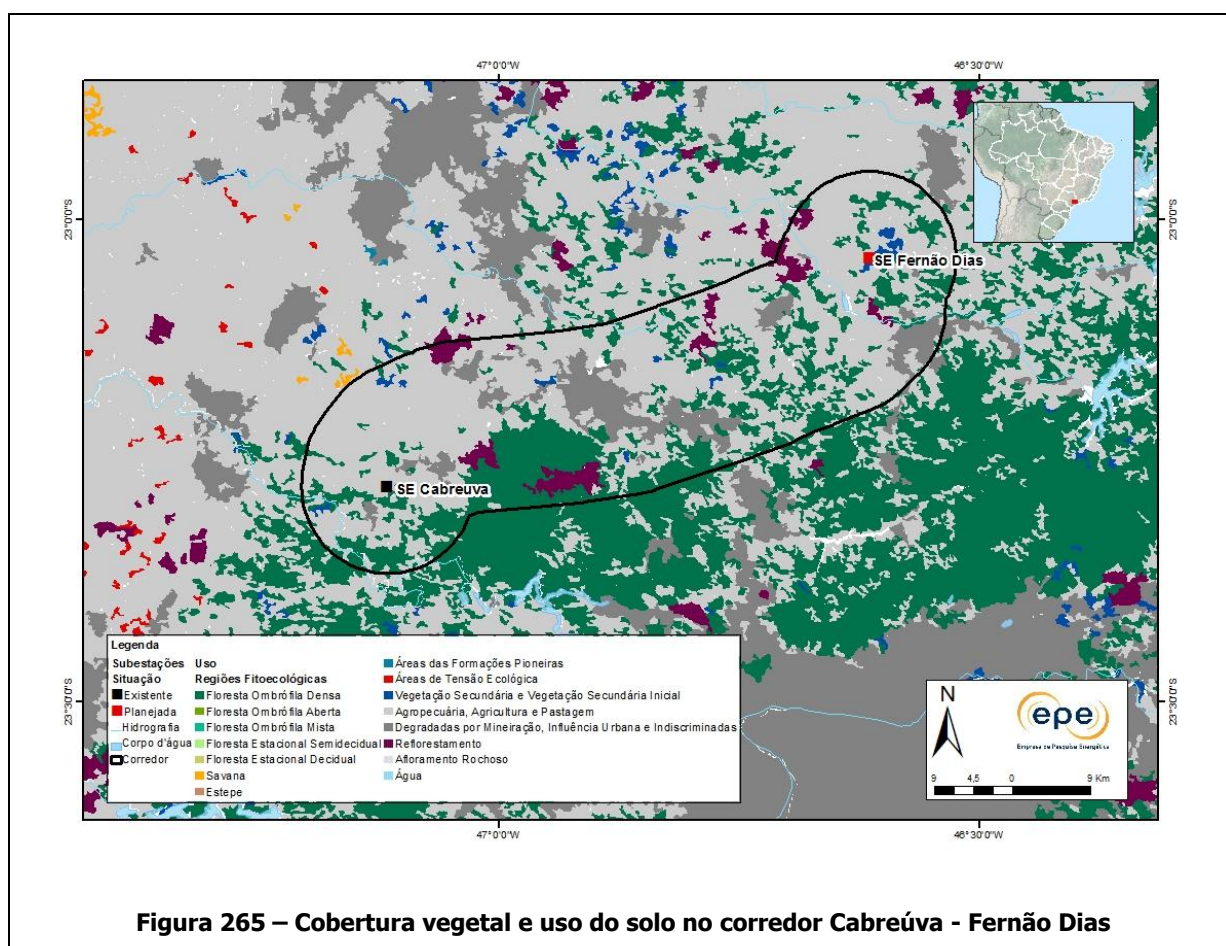


Figura 265 – Cobertura vegetal e uso do solo no corredor Cabreúva - Fernão Dias

Tabela 157 – Cobertura vegetal e uso do solo no Corredor Cabreúva – Fernão Dias

Classe Dominante	Área no Corredor (Km ²)	%
Savana (Cerrado)	2	-
Floresta Ombrófila Densa	1.092	99
Vegetação Secundária	13	1
Vegetação Nativa Total (Vnt)	1.106	
Agricultura	1.345	58
Agropecuária	228	10
Pastagem	526	23
Área Urbana	163	7
Reflorestamento	54	2
Atividade Antrópica Total (Aat)	2.316	
Total geral (Vnt + Aat)	3.422	

O corredor Cabreúva – Fernão Dias abrange sete unidades de conservação do grupo Uso Sustentável (algumas já citadas), mostradas na Figura 266 e discriminadas na Tabela 158.

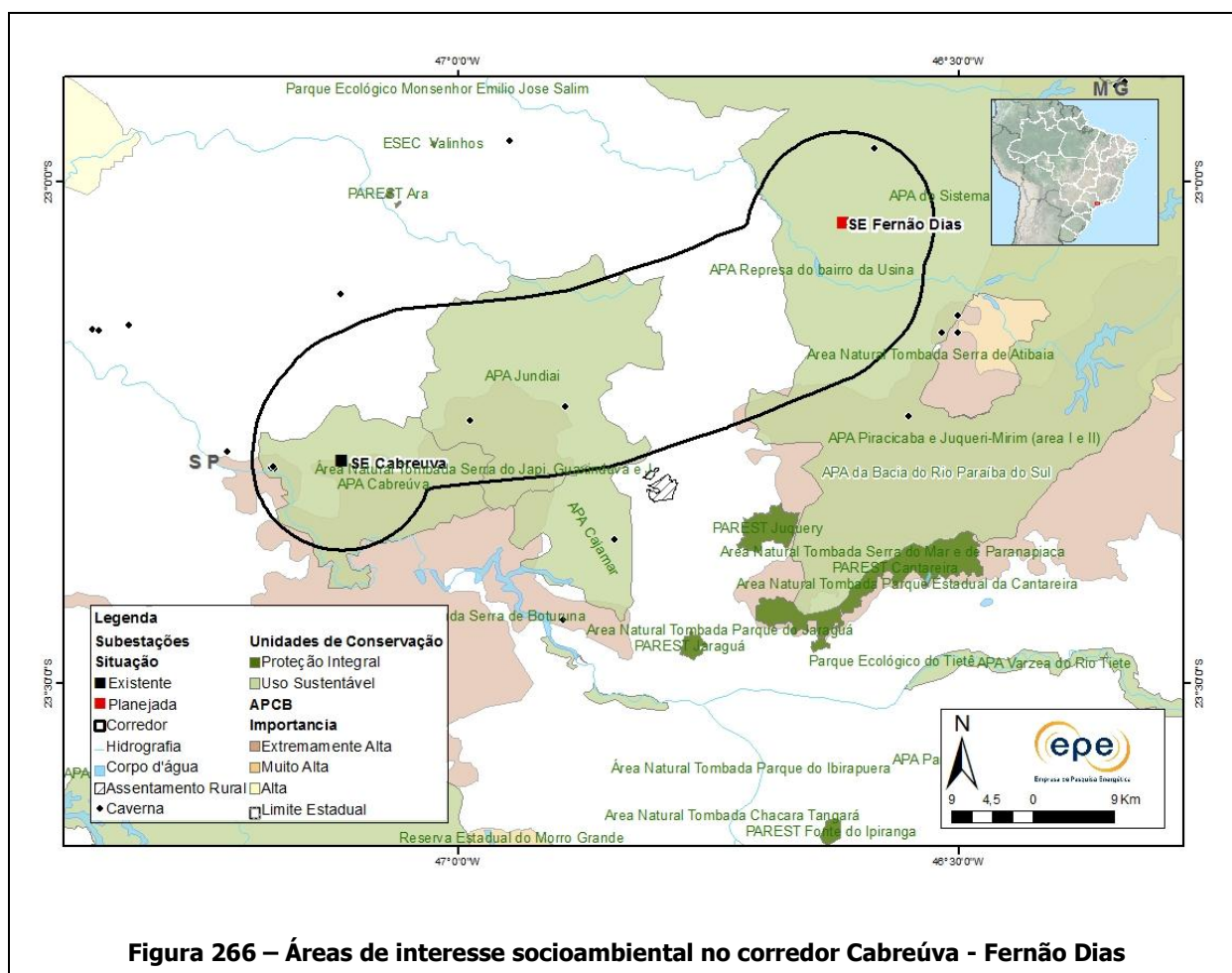


Tabela 158 – Unidades de conservação no corredor Cabreúva – Fernão Dias

Nome da UC	Grupo	Categoria	UF
APA Cabreúva			
APA Cajamar			
APA do Sistema Cantareira	Uso Sustentável	Área de Proteção Ambiental	SP
APA Jundiá			
APA Piracicaba e Juqueri-Mirim (área I e II)			
APA Represa do bairro da Usina			
Área Natural Tombada Serra do Japi, Guaxinduva e Jaguacoara	Não Informado	Não Categorizada no SNUC	

Esse corredor abrange ainda parte das APCBs Serra do Japi e Cantareira/Entorno, classificadas com graus de importância extremamente altos e ação prioritária para a criação de mosaico corredor (Figura 266).

O resumo das principais informações socioambientais do corredor Cabreúva – Fernão Dias é apresentado na Tabela 159.

Tabela 159 –Resumo das principais informações socioambientais no corredor Cabreúva – Fernão Dias

Discriminação	Quantitativo
Extensão total (km)	65
Unidade de Conservação (Nº)	7
APCB (Nº)	2
Vegetação Nativa (km²)	1.106
Reflorestamento (km²)	54
Agricultura (km²)	1.345
Agropecuária (km²)	228
Pastagem (km²)	526
Assentamentos do Incra (Nº)	-
Área Urbana (km²)	163
Municípios atravessados	16

▪ ***Recomendações para o Traçado das LTs dos Reforços Sudeste***

As áreas abrangidas pelos corredores dos reforços na região Sudeste apresentam sensibilidades socioambientais decorrentes, sobretudo, da presença de unidades de conservação, áreas urbanas e de expansão urbana e remanescentes de vegetação nativa, o que demandará estudos e avaliações criteriosas para definir o traçado das futuras LTs. A seguir são apresentadas as principais recomendações para essa próxima fase (Relatório R3).

Marimbondo 2 – Campinas

- Entre os municípios de São Carlos e Rio Claro, o corredor abrange parte de várias unidades de conservação, dispendo porém, de espaço para passagem da linha de transmissão fora dessas UCs. Nesse sentido, deverão ser tomadas medidas para evitar e/ou reduzir interferências nessas áreas.
- No trecho entre os municípios de São Carlos e Campinas, o corredor abrange várias áreas urbanas as quais deverão, de preferência, ser evitadas pelo traçado da futura linha de transmissão.
- Ao longo do corredor, principalmente na porção central, existem extensos remanescentes de vegetação nativa os quais, sempre que possível, deverão ser evitados.

Terminal Minas – Fernão Dias

- A futura linha atravessará, necessariamente, a APA do Sistema Cantareira, tendo em vista que a SE Fernão Dias deverá situar-se dentro dessa APA.
- O corredor abrange vários fragmentos de vegetação nativa, com predomínio de Savana e Floresta Estacional Semidecidual em seu trecho centro-norte, e Floresta Ombrófila Densa em seu trecho mais ao sul. Sempre que possível, o traçado da futura linha deverá evitar cruzar essas áreas de vegetação nativa.

Fernão Dias – Nova Iguaçu

- O corredor abrange numerosas unidades de conservação, principalmente no trecho percorrido no estado de São Paulo, onde a futura LT atravessará, necessariamente, as APAs do Sistema Cantareira e da Bacia do Rio Paraíba do Sul. No estado do Rio de Janeiro, a futura linha de transmissão poderá ser desviada de todas as UCs abrangidas pelo corredor. Recomenda-se que o traçado dentro das APAs atenda a critérios rigorosos de minimização das interferências socioambientais.
- O corredor abrange áreas com altitudes elevadas nas Serras da Mantiqueira e da Bocaina. Recomenda-se atenção especial nessas áreas, de forma que o traçado e, consequentemente, a construção da LT não interfiram negativamente em áreas muito suscetíveis à erosão.
- O corredor abrange várias áreas urbanas e de expansão urbana, principalmente nos trechos entre os municípios de Taubaté e Cachoeira Paulista, no estado de São Paulo; e entre Seropédica e Nova Iguaçu, no estado do Rio de Janeiro. Recomenda-se, quando da definição da diretriz da futura linha de transmissão, minimizar as interferências nessas áreas, principalmente entre os municípios de Seropédica e Nova Iguaçu, onde o corredor dispõe de espaço restrito para passagem da linha de transmissão.

Cabreúva - Fernão Dias

- As subestações Cabreúva e Fernão Dias estão localizadas dentro das APAs de Cabreúva e do Sistema Cantareira, respectivamente, de forma que não é possível desviar a futura linha de transmissão dessas unidades de conservação.
- O corredor atravessa várias áreas urbanas e de expansão urbana, incluindo trechos com propriedades de alto padrão e áreas com ocupação industrial. Recomenda-se atenção especial nos municípios de Itupeva, Jundiaí, Várzea Paulista e Campo Limpo, onde o corredor dispõe de espaço restrito para passagem da linha de transmissão.
- No trecho em que o corredor abrange as APAs de Cabreúva, Cajamar e Jundiaí e a Área Natural Tombada Serra do Japi, Guaxinduva e Jaguacoara existem extensos remanescentes de vegetação nativa, os quais, sempre que possível, deverão ser evitados.

12. ESCALONAMENTO DAS OBRAS

A lista completa das obras associadas às interligações Norte-Nordeste, Norte-Sudeste proposta para o período 2016 até 2020, é mostrada na tabela do Anexo 2. Os esquemáticos das figuras a seguir mostram os eventos associados ao cronograma de entrada das 18 máquinas da UHE Belo Monte, baseada na avaliação da máxima transferência para cada configuração.

12.1 Configuração Inicial

As 2 linhas de 500 kV propostas no reforço da região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas) são necessários para escoar a geração das primeiras máquinas (1ª máquina em março/16). Essa configuração, já prevista como reforço à região Norte, tem capacidade de escoamento de até 2.400 MW (4 máquinas), que de acordo com o cronograma de implantação da usina, corresponde a setembro de 2016 (Tabela 3).

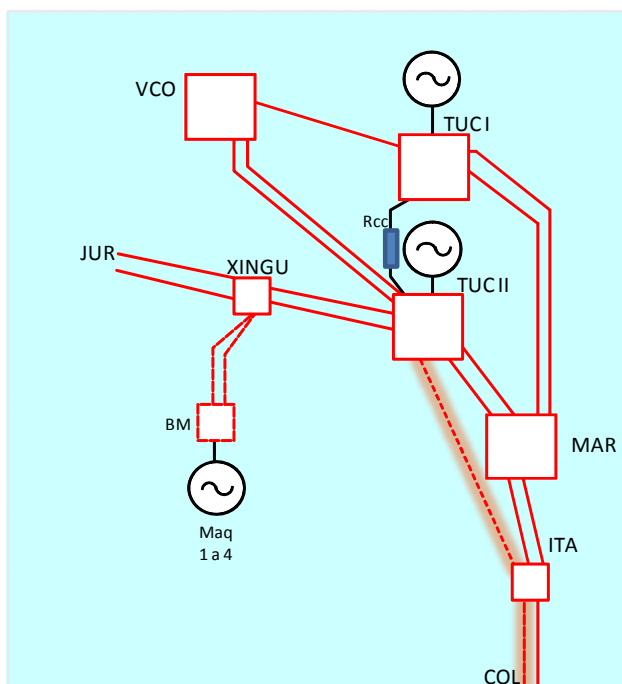


Figura 267 - Configuração do sistema de transmissão do Norte que possibilitará escoar as primeiras máquinas (4 unidades)

Na região Sudeste, nesse mesmo período, motivada pelas usinas do Teles Pires somado ao efeito de intercâmbios elevados, possibilitados pela ampliação da Norte/Sul, deverá ser implantada a LT 500 kV Marimbondo II – Campinas (Figura 268).

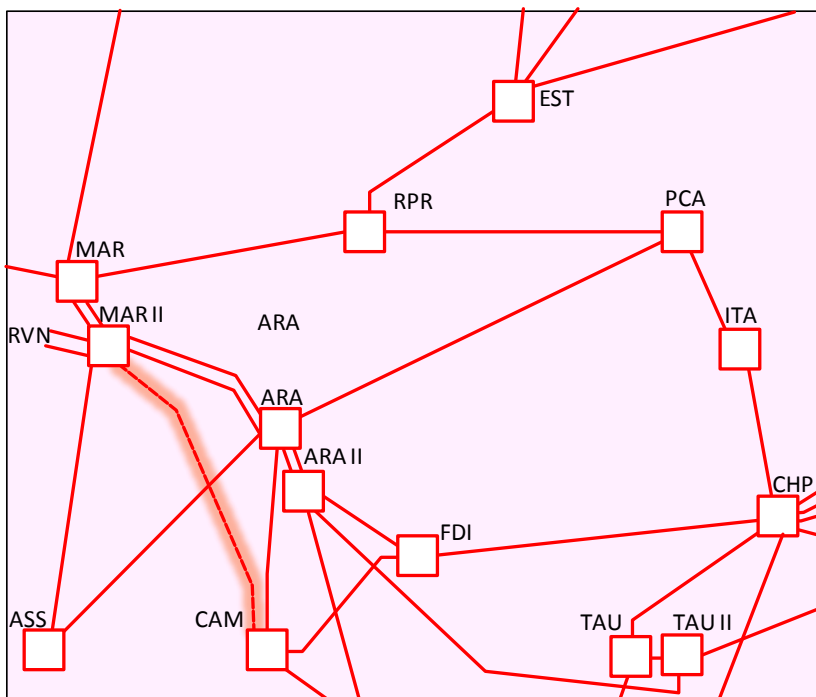


Figura 268 – Reforços no SE anteriores ao Bipolo

12.2 Configuração Considerando as Linhas de Interligação 500 kV em CAAT

Na sequência de motorização da usina, o sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapebas, garantindo um escoamento de até 7.400 MW na condição de carga pesada.

Esse montante de geração equivale a 12 máquinas e, segundo o cronograma da Tabela 3, deverá estar disponível em janeiro de 2018. Na situação de carga leve, por incapacidade da região Nordeste de importar, esse limite passa a ser de 10 máquinas, previstas para setembro de 2017.

O Bipolo 1 CCAT, por necessidades energéticas da região Sudeste, está previsto para entrar em operação em janeiro de 2017. O sistema de 500 kV do trecho Xingu-Parauapebas-Miracema garante portanto, um atraso de até 9 meses na implantação desse Bipolo, ou uma possível antecipação no cronograma de entrada das máquinas. Cabe ressaltar esta energia, no entanto, não estará plenamente disponível para a região Sudeste, o que acontecerá somente com a implantação do Bipolo.

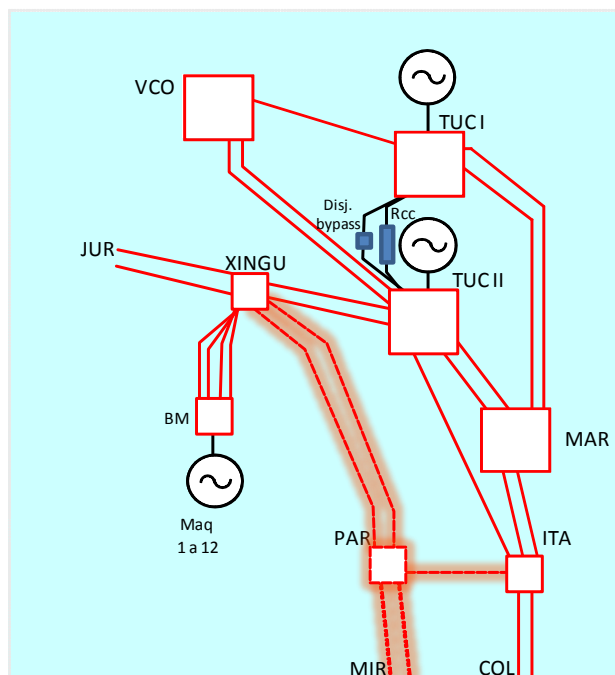


Figura 269 – Configuração do sistema de transmissão do Norte que possibilitará escoar 10 máquinas (carga leve) e 12 máquinas (carga pesada)

12.3 Configuração com Bipolo 1 (Terminal Minas)

Com a implantação do Bipolo 1 CCAT em 2017, de acordo com a recomendação da área energética, o sistema será capaz de escoar a potência plena da UHE Belo Monte.

A configuração com 1 Bipolo possibilita escoar a potência plena da usina de Belo Monte considerando capacidade nominal do Bipolo (4.000 MW) e capacidade nominal das da interligação Norte/Sul, que proporcionará recebimento do Sudeste em cerca de 7.700 MW no patamar de carga pesada e 7.100 MW no patamar de carga leve.

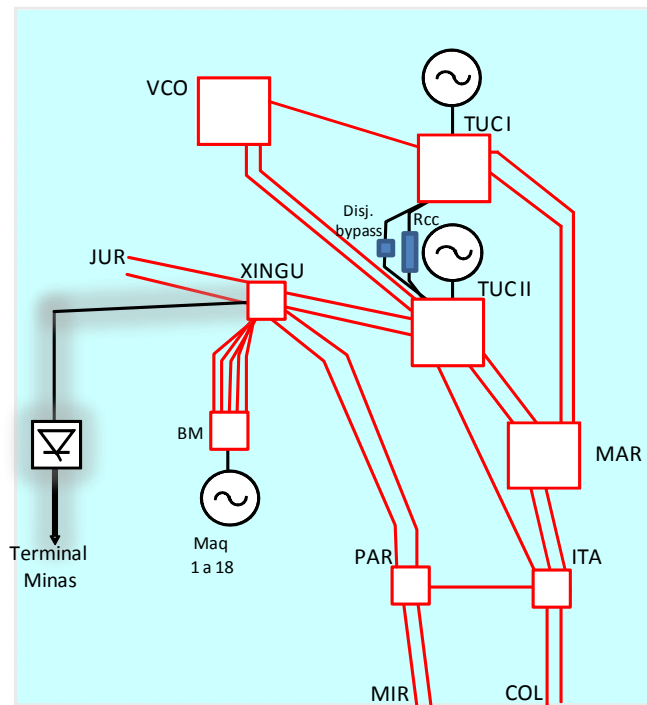


Figura 270 – Configuração necessária para escoar potência plena

Como reforço para o Sudeste, nesse período, são necessárias as LTs 500 kV Terminal Minas – Fernão Dias 500 kV C1 e C2, além da LT 440 kV Fernão Dias – Cabreuva.

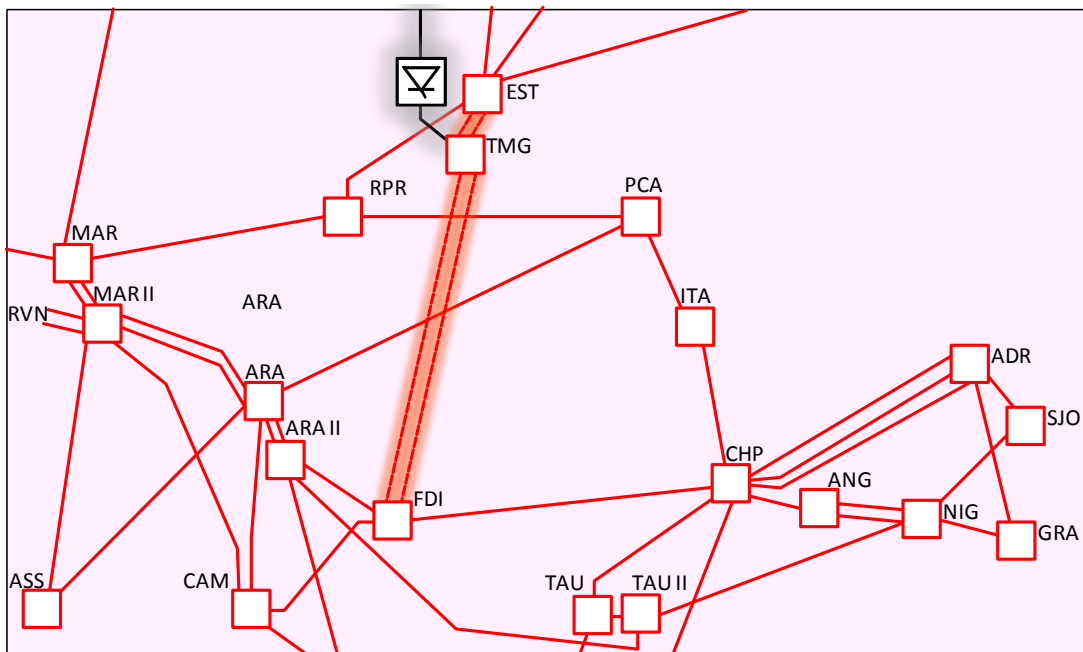


Figura 271 – Configuração necessária no Sudeste quando da entrada em operação do Bipolo 1

12.4 Configuração com 2º Bipolo (Terminal Rio)

Por recomendação dos estudos energéticos, a partir de 2020 há necessidade de um novo aumento na capacidade de intercâmbio entre as regiões N – SE para possibilitar uma máxima transferência de potência do Norte para o Sudeste com o Bipolo 2, estabelecendo recebimento da região Sudeste de cerca de 12.000 MW, considerando todas as máquinas de Belo Monte, além da UHE Marabá e Serra Quebrada, prevista para 2021 tendo como base o PD 2020.

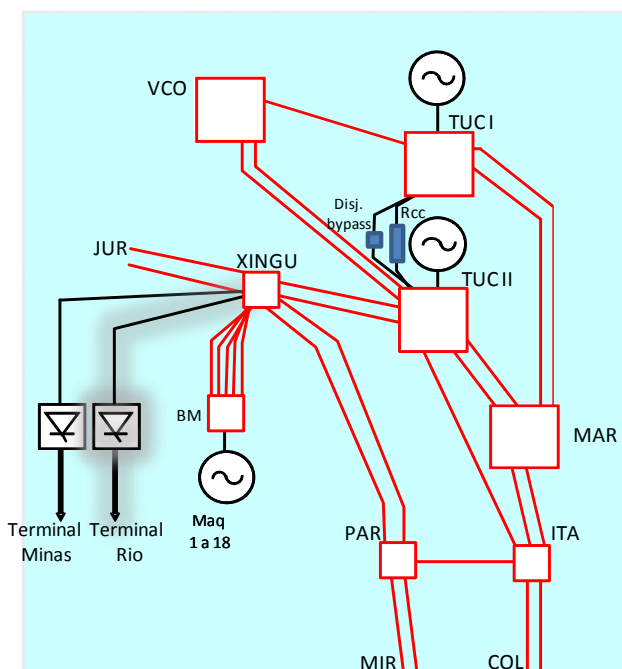


Figura 272 – Configuração final no sistema de transmissão do Norte com o Bipolo 2 para a região Sudeste

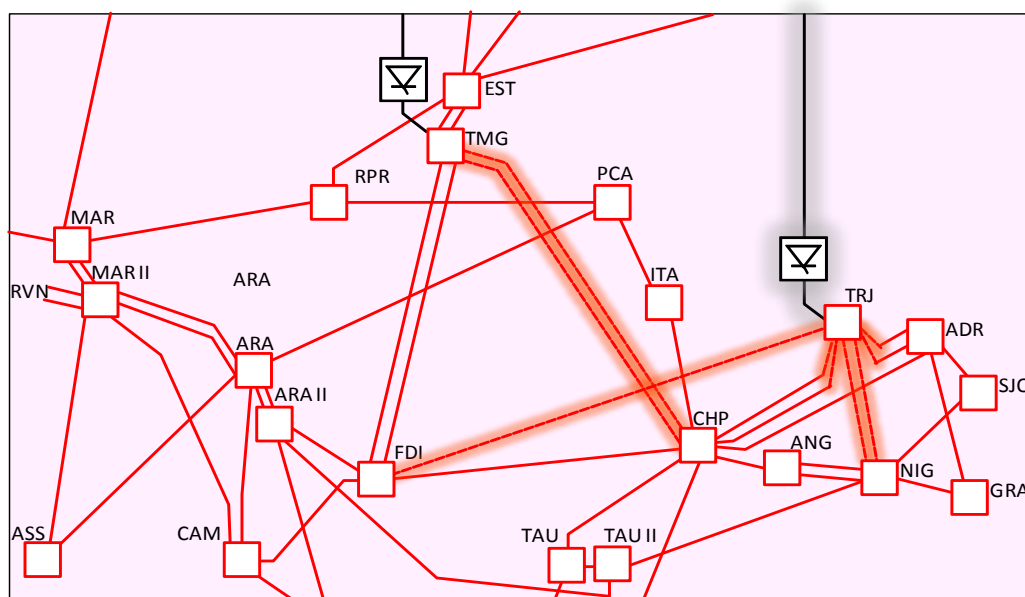


Figura 273 – Configuração para a região Sudeste quando da entrada em operação do Bipolo 2

13. DIVISÃO DOS EMPREENDIMENTOS EM LOTES PARA O LEILÃO

A sugestão do planejamento para divisão dos lotes para leilão do sistema de corrente contínua é a mesma que foi adotada no sistema do Madeira, ou seja, considerar as conversoras (retificador e inversor) num mesmo lote e a linha num segundo lote, lembrando que o eletrodo de terra deverá estar incluído no lote da linha. Os primeiros lotes de corrente contínua a serem leiloadas equivalem aos lotes A e B da Figura 275.

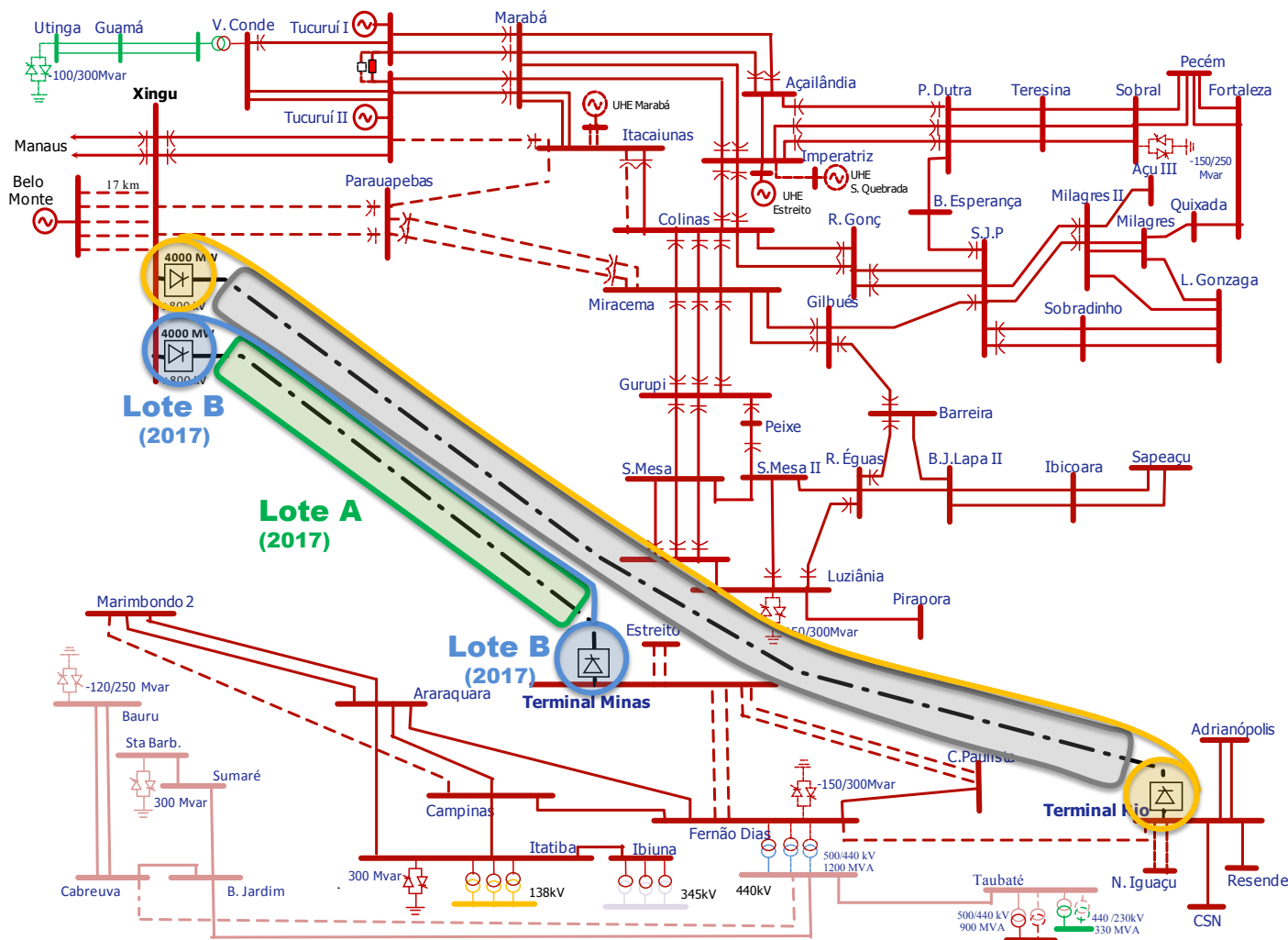


Figura 275 – Divisão de lotes para o leilão de transmissão envolvendo tecnologia CCAT.

Os valores de investimento para cada conjunto de obras, associadas às interligações e aos reforços regionais são mostrados de forma resumida nas Tabela 160 a Tabela 162. O detalhamento dos custos associados a estas obras estão no Anexo II.

Tabela 160 – Investimento nos elos CCAT (Bilhões R\$)

Empreendimentos	Ano	Investimento (Bilhões R\$)
Elo CC Xingu – Terminal Minas – LOTE A	2017	2,42
Conversoras CC Xingu e Terminal Minas – LOTE B	2017	1,61
Elo CC Xingu – Terminal Rio	2020	2,76
Conversoras CC Xingu e Terminal Rio	2020	1,6
Total	-	8,41

Tabela 161 – Investimento por conjunto de obras associado a cada subsistema (Milhões R\$)

Obras	Custo (Milhões R\$)
Reforços N + Interligação N-NE	2.465,96
Interligação N-SE	8.477,11
Reforços SE	2.461,06
Reforços NE	75,01
Total	13.479,14

Tabela 162 – Investimento por ano (Milhões R\$)

Ano	Custo (Milhões R\$)
2016	2.521,61
2017	5.461,39
2018	-
2019	-
2020	5.469,15
2021	-
Total	13.479,14

14. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises do estudo desta fase de detalhamento das obras indicadas em [3], a relação de obras de transmissão da Rede Básica necessárias para complementação da expansão da Interligação Norte-Nordeste e da expansão da Interligação Norte-Sudeste bem como reforços na região Sudeste, que possibilitarão o escoamento de energia da UHE Belo Monte, são apresentadas no Anexo II, e relacionadas com detalhadas nos croquis a seguir.

Das análises realizadas, pode-se destacar que:

- As linhas de transmissão em 500 kV para reforçar a região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas), no total de 563 km, são necessários para escoar a geração das primeiras máquinas da usina de Belo Monte.
- O sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema, que totalizam 820 km, se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapebas (115 km), para complementar a interligação Norte-Nordeste, visto que parte da interligação fez-se necessário em data anterior a entrada em operação da UHE Belo Monte, com o objetivo de permitir o escoamento das usinas térmicas e eólicas da região Nordeste para o Norte e Sudeste [14] e [15].
- Com base nas informações levantadas no 6.3.1, a movimentação de terra e demais adequações para expansão da SE Xingu é factível de modo que a ampliação da SE 500 kV Xingu é economicamente mais favorável do que a construção de uma segunda subestação.
- O custo do investimento total dos reforços na região Norte e da interligação Norte-Nordeste soma cerca de R\$ 2,46 bilhões.
- A configuração com 1 Bipolo de ± 800 kV, prevista pelos estudos energéticos para início de 2017, possibilitará escoar a potência plena da usina de Belo Monte considerando capacidade nominal do Bipolo (4.000 MW) e capacidade nominal das da interligação Norte/Sul, que proporcionará recebimento do Sudeste em cerca de 7.700 MW no patamar de carga pesada e 7.100 MW no patamar de carga leve.
- A chegada do Bipolo na nova SE 500 kV Terminal Minas, distante cerca de 10 km da SE 500 kV Estreito, que compreenderá uma linha CCAT de 2.140 km.
- Os custos dos investimentos estimados deste primeiro elo CCAT, incluindo a linha CCAT, somam cerca de R\$ 4,03 bilhões.
- Os estudos energéticos prevê a partir de 2020 a necessidade de um novo aumento na capacidade de intercâmbio entre as regiões N – SE para aumentar a transferência de energia entre a região Norte e a região Sudeste.

- Para possibilitar este aumento, está previsto um 2º Bipolo, em ± 800 kV, com capacidade nominal de 4.000 MW que permitirá estabelecer intercâmbios de recebimentos da região Sudeste de cerca de 12.000 MW.
- A chegada do 2º Bipolo está prevista na nova SE 500 kV Terminal Rio, distante cerca de 20 km da SE 500 kV Nova Iguaçu, que compreenderá uma linha CCAT de 2.439 km.
- Os custos dos investimentos estimados do 2º elo CCAT, incluindo a linha CCAT, somam cerca de R\$ 4,36 bilhões.
- Foram detalhados também os reforços necessários na região Sudeste para possibilitar receber o excedente de energia da região Norte, totalizando cerca de R\$ 2,46 Bilhões.
- O suporte de potencia reativa indicado nos itens 7.1 e 8.5 deverão ser consolidados com os GETs regionais.
- Os compensadores estáticos: Luziânia (-150/300 Mvar) previsto para 2017, Bauru (-150/200 Mvar) e de Fernão Dias (-150/300 Mvar), previstos para 2020, conforme Figura 274, deverão ser consolidados nos estudos de R2, no que se refere ao desempenho dinâmico (DPS) e multi-infeed, e em conjunto com os GETs regionais
- O custo do investimento total, incluindo a linha CCAT e CAAT, soma cerca de R\$ 13,48 bilhões.

Para facilitar o processo de compabilização e outorga foram elaboradas as fichas PET (Anexo XI), com as obras previstas até o horizonte de 2017. O Anexo XII apresenta as fichas PELP com as obras após o ano 2017.

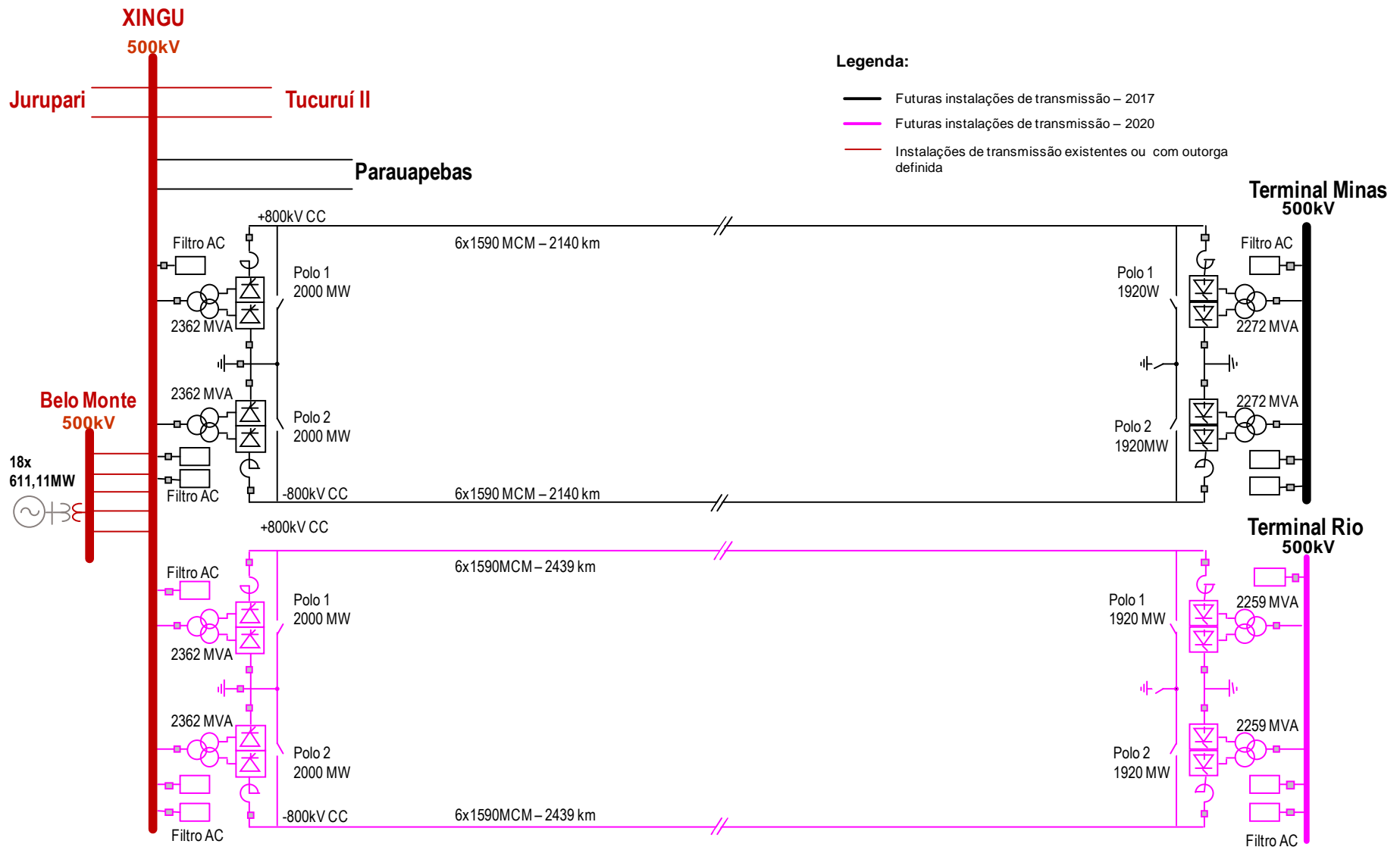


Figura 276 – Plano de Obras da Interligação Norte-Sudeste

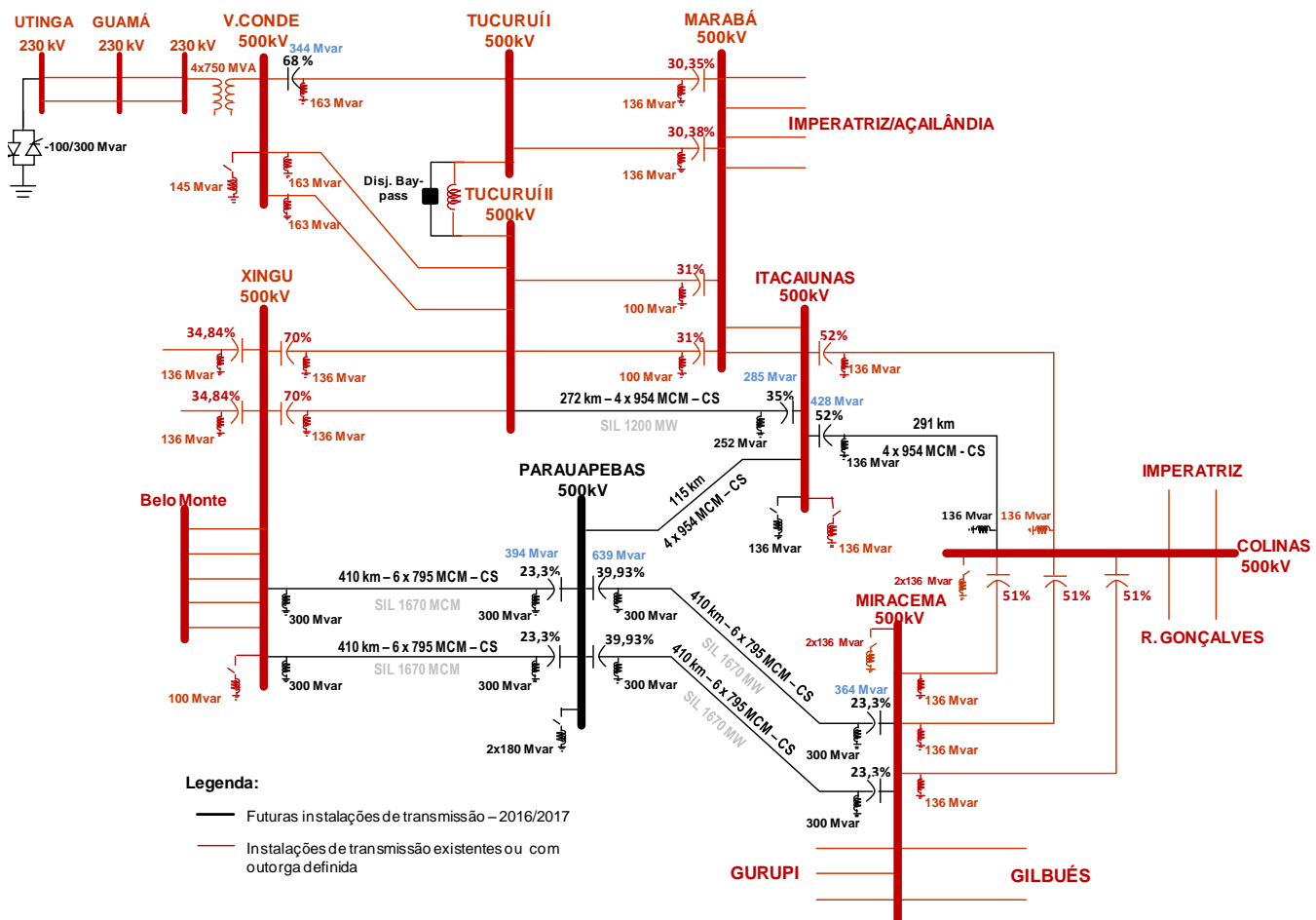


Figura 277 – Plano de Obras – Reforços Norte e Interligação Norte-Nordeste

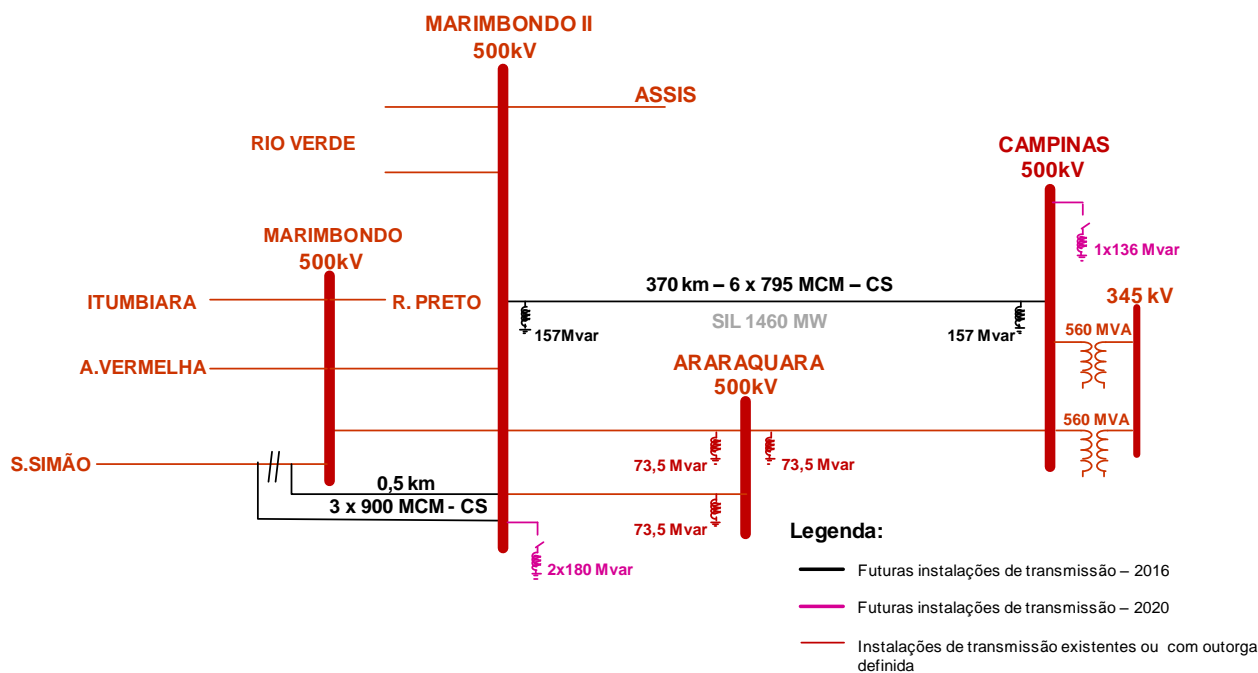


Figura 278 – Plano de Obras de Reforços no Sudeste (LT 500 kV Marimbondos II- Campinas)

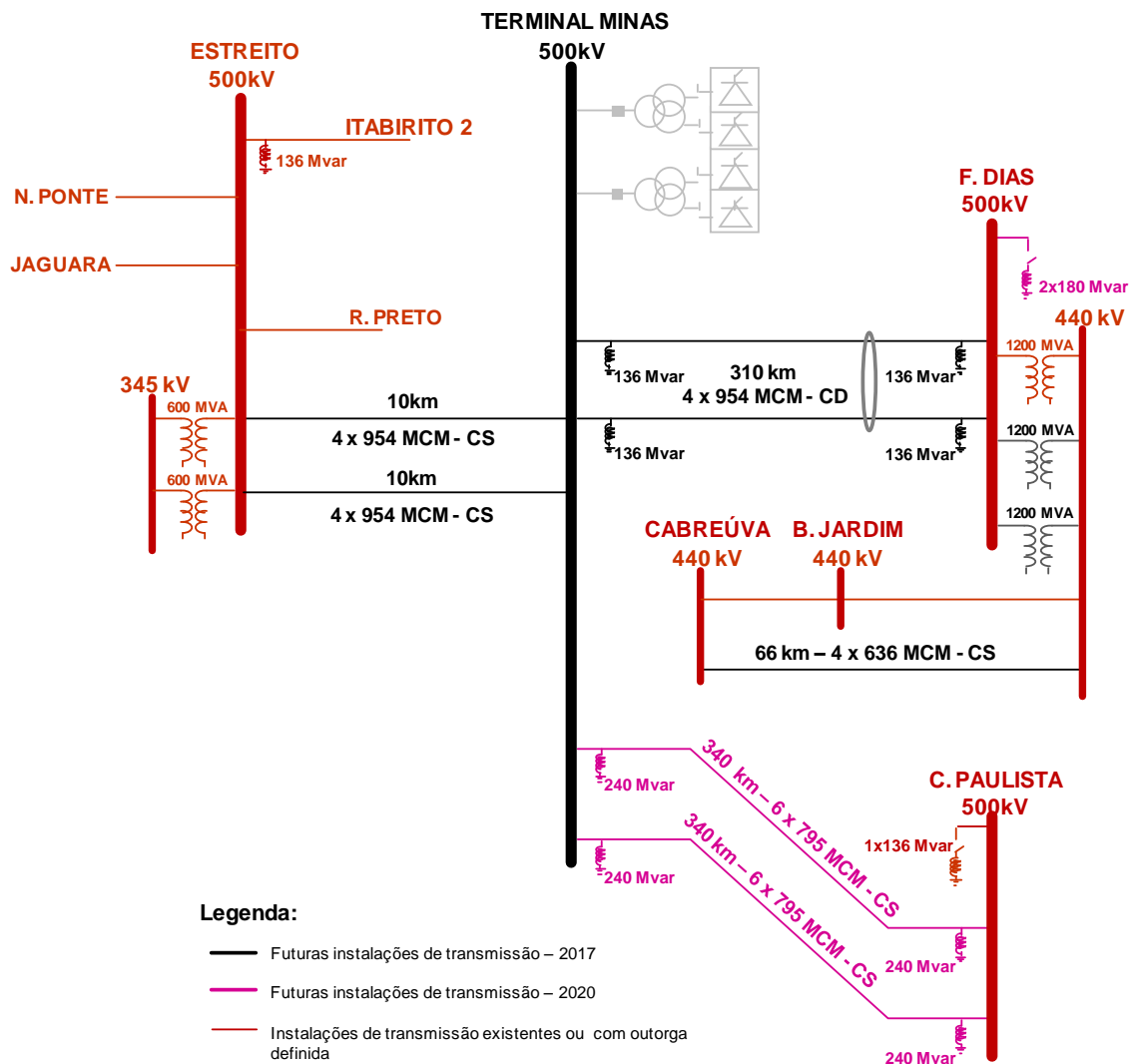


Figura 279 – Plano de Obras de Reforços no Sudeste (Terminal Minas)

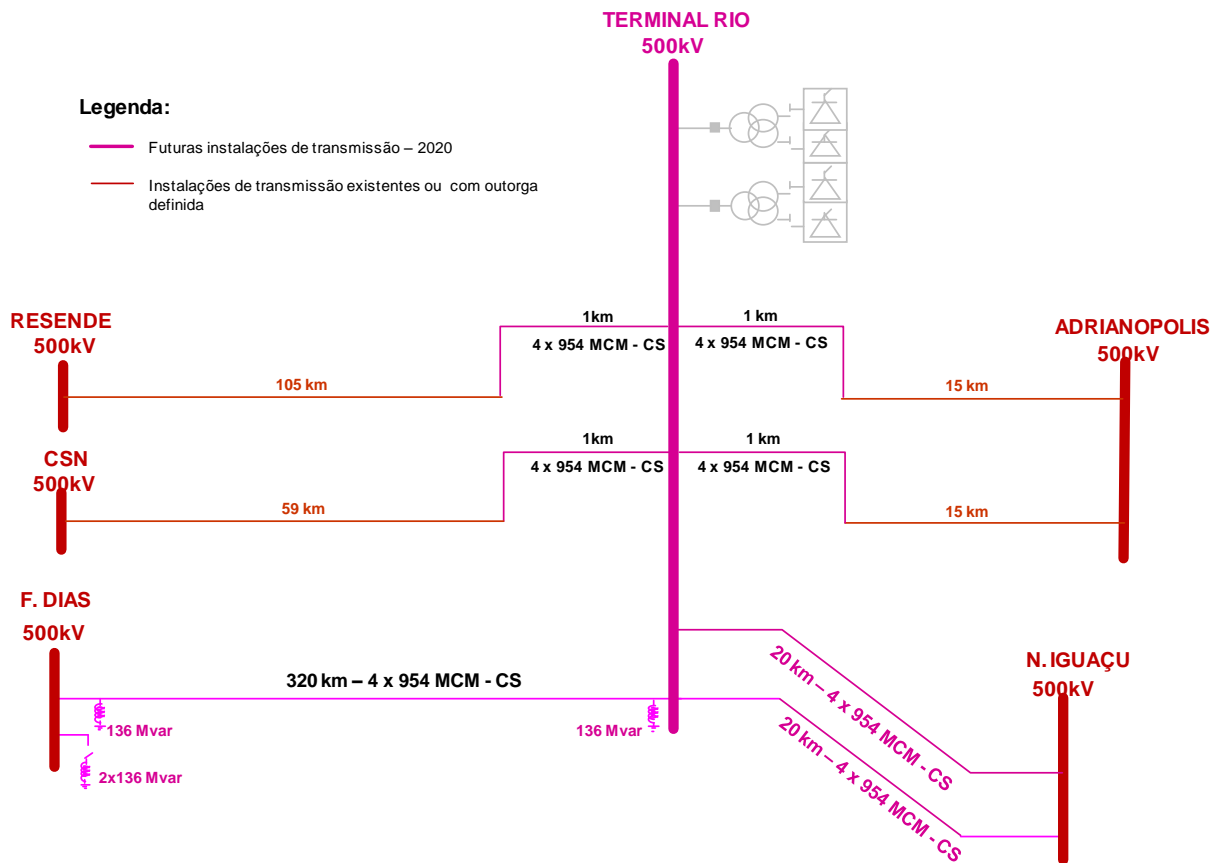
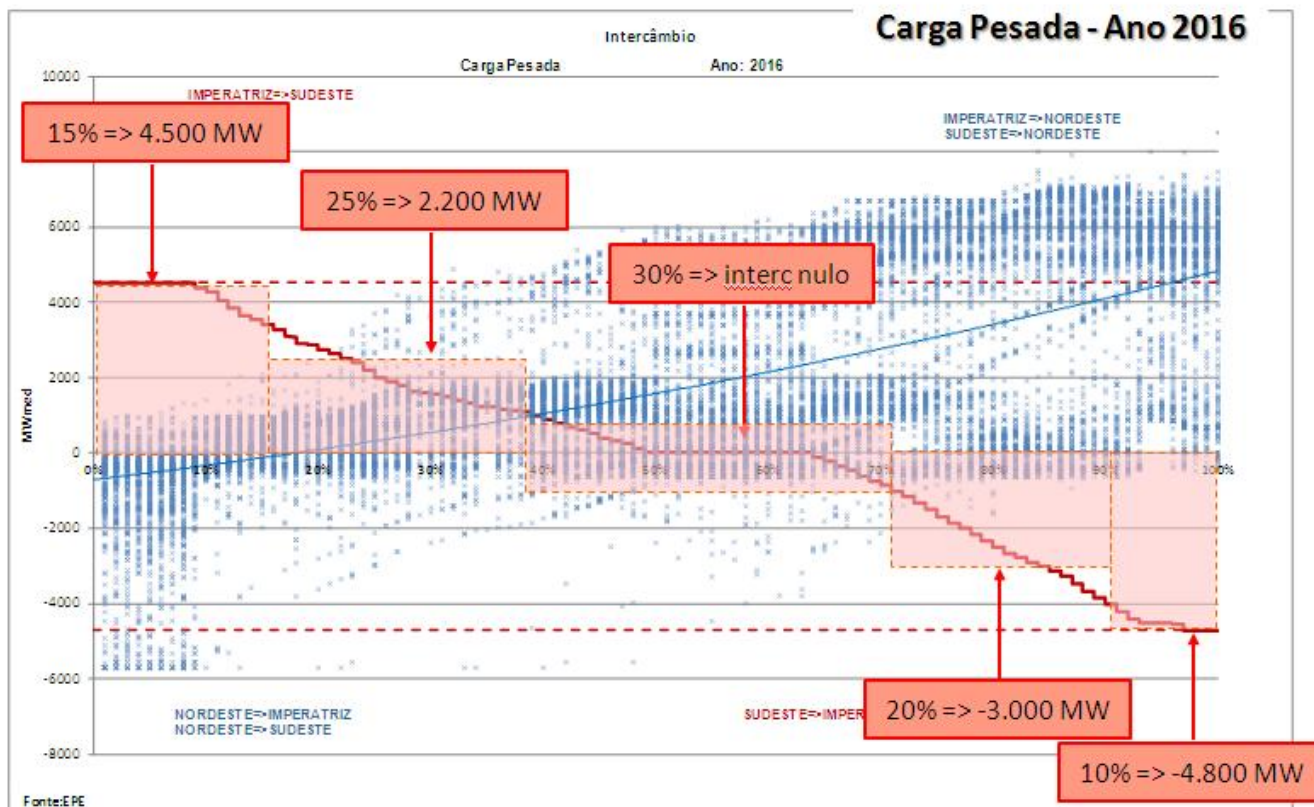
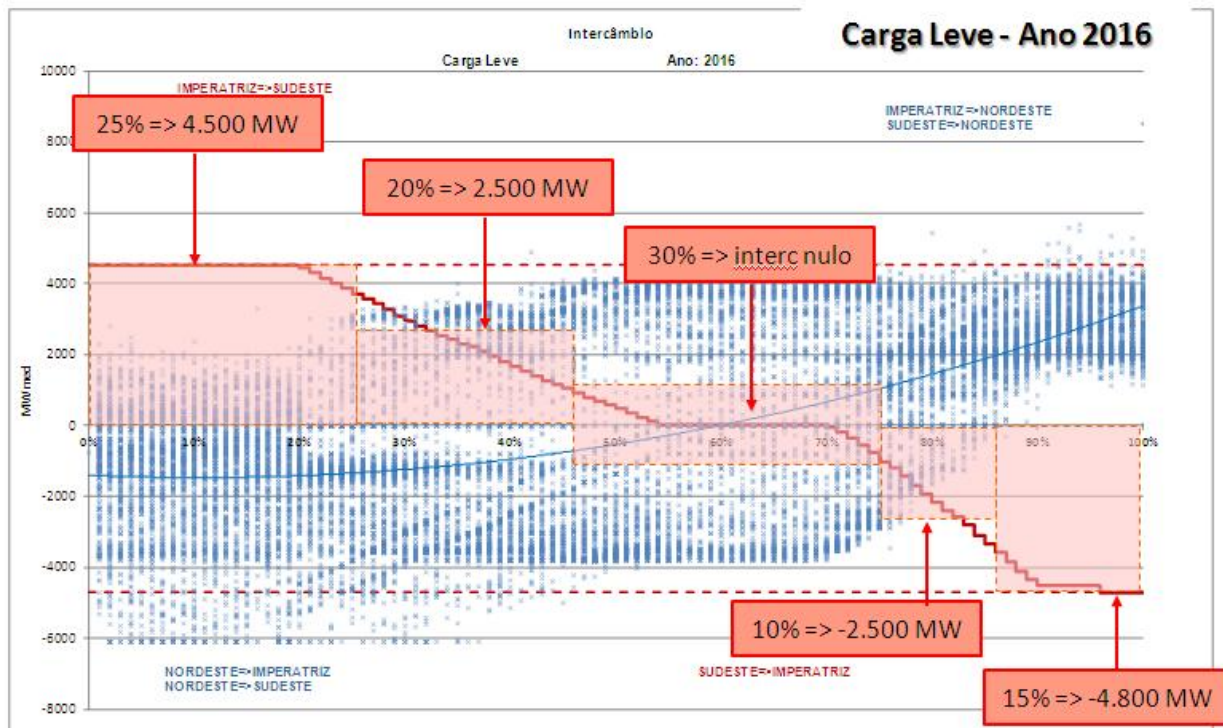


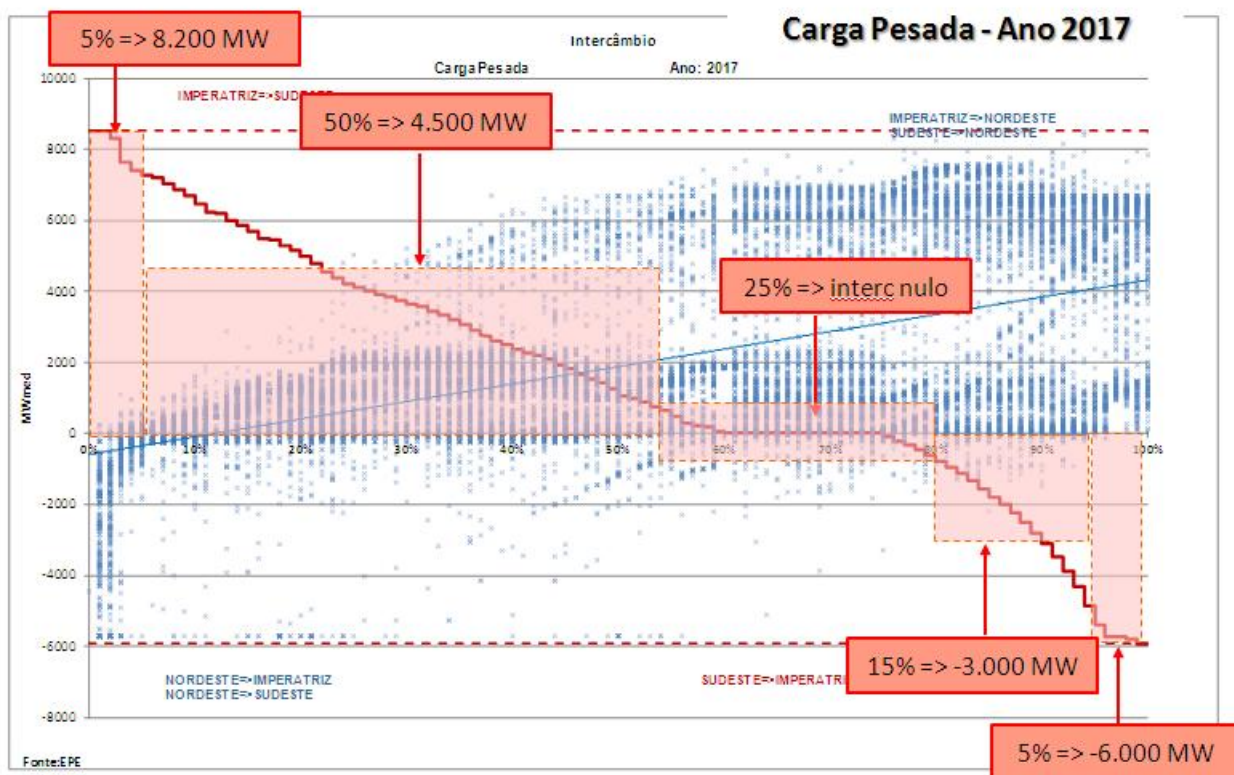
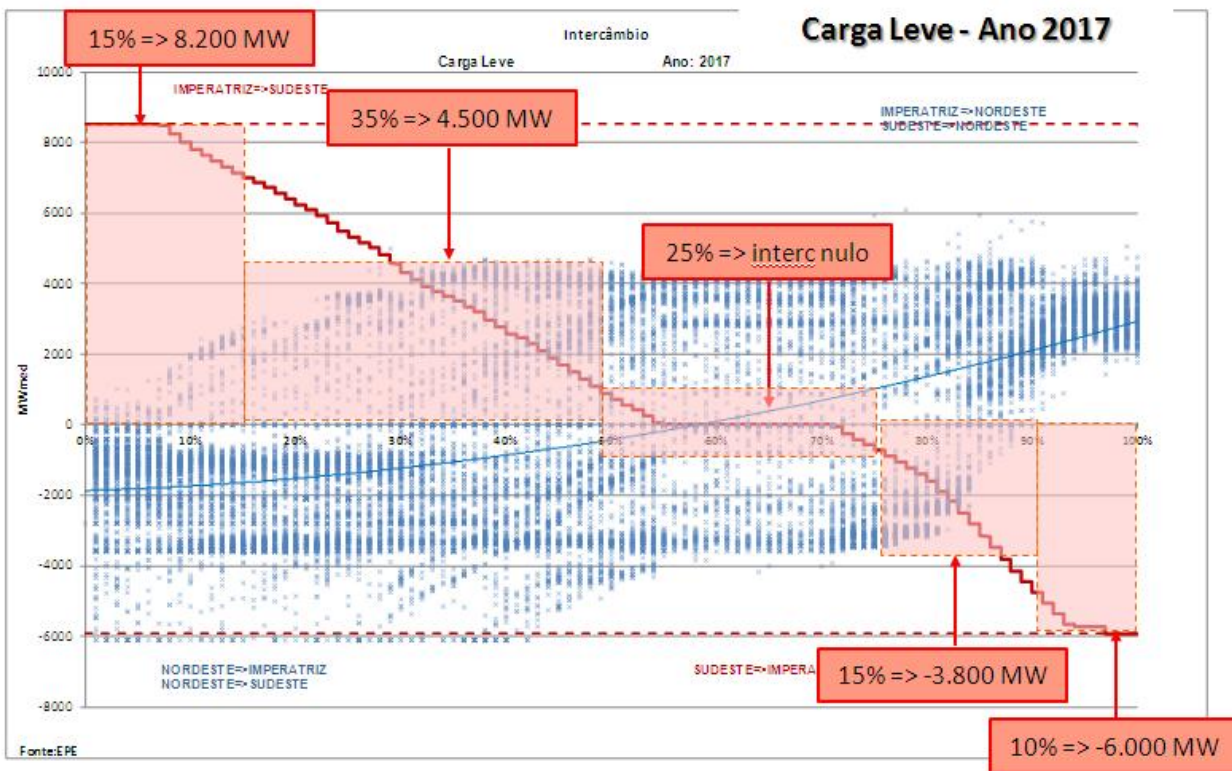
Figura 280 – Plano de Obras de Reforços no Sudeste (Terminal Rio)

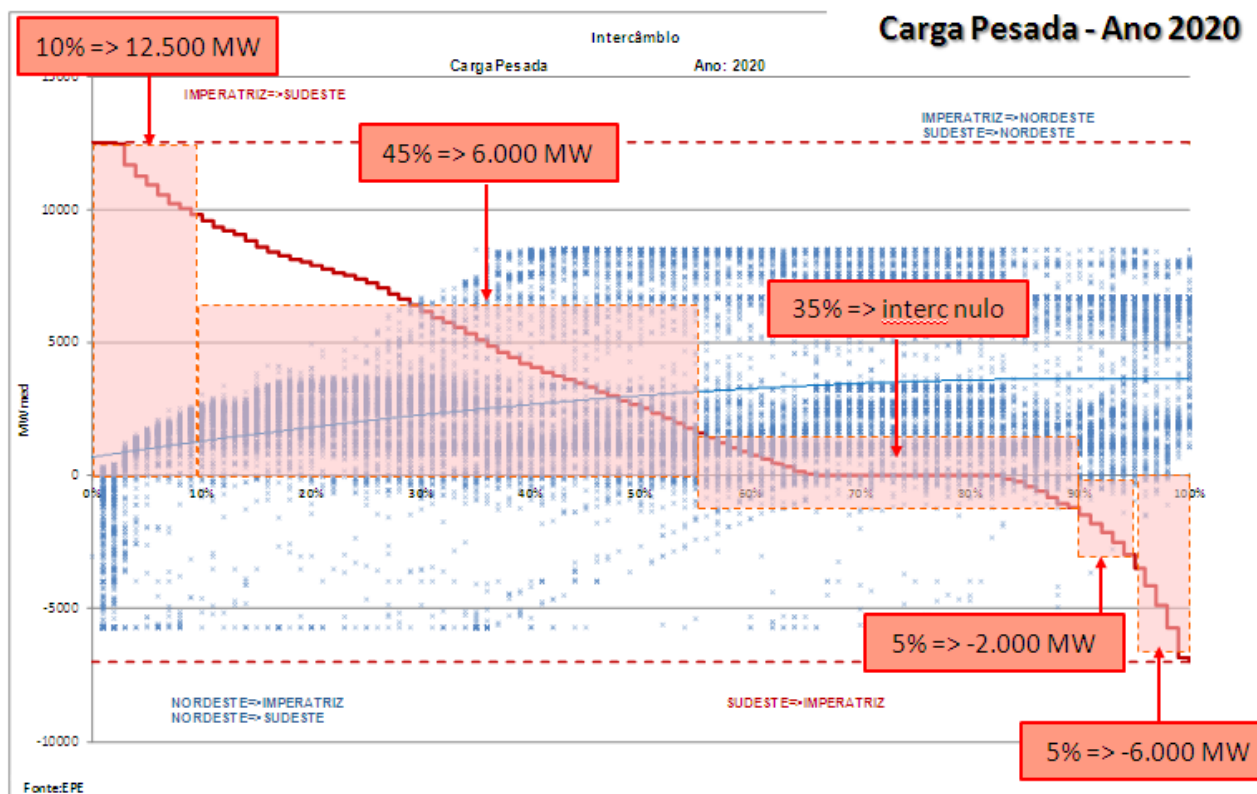
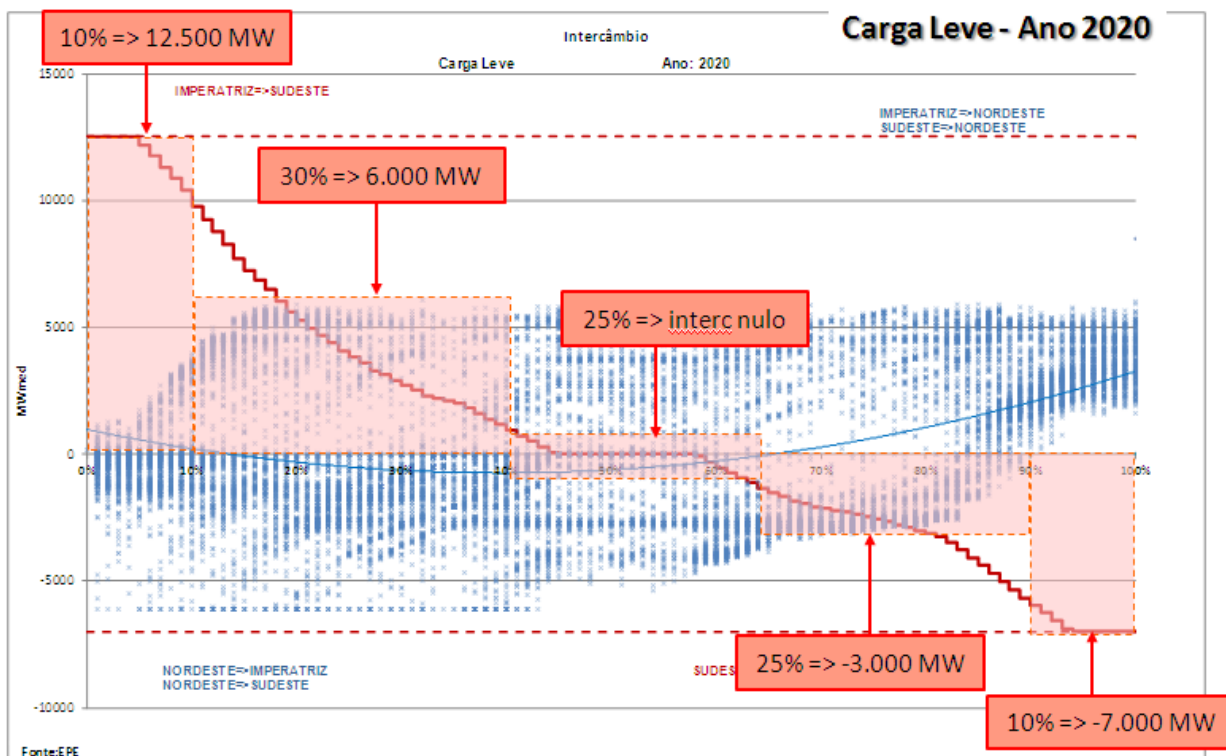
15. REFERÊNCIAS

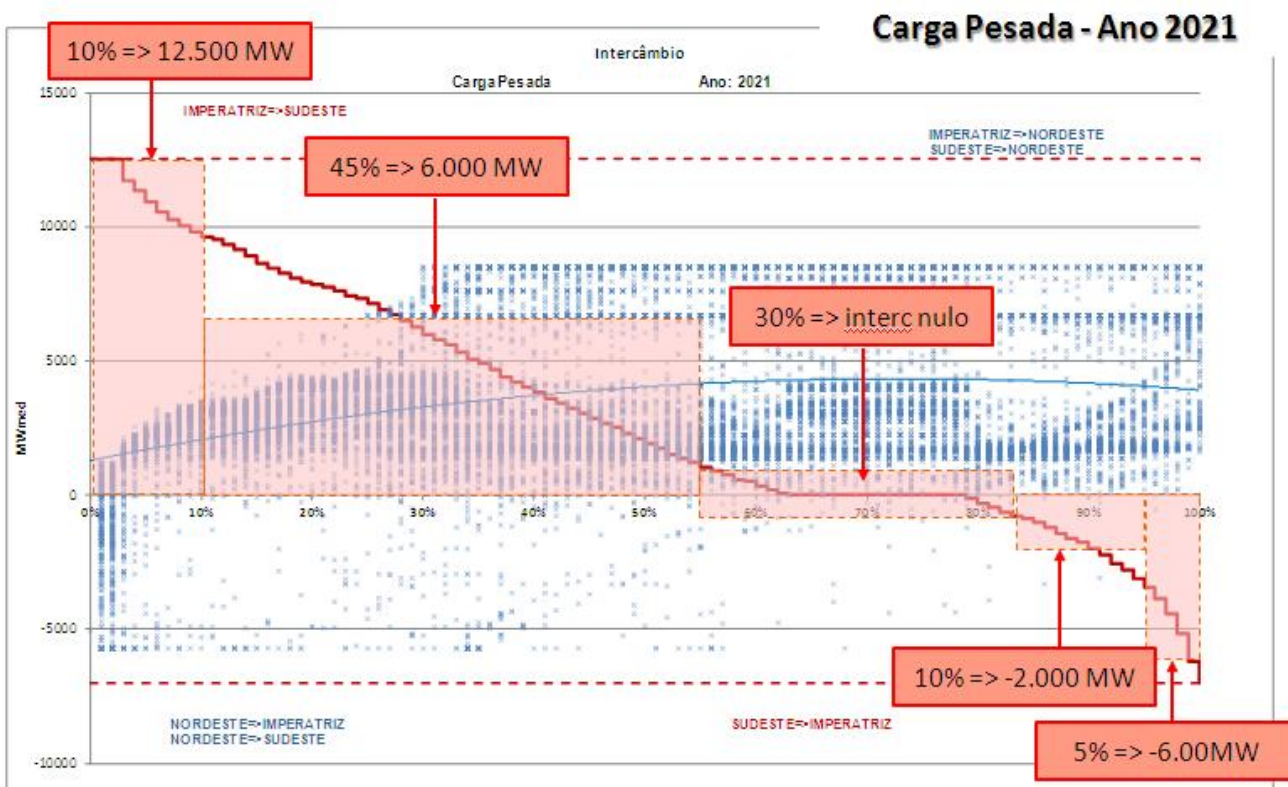
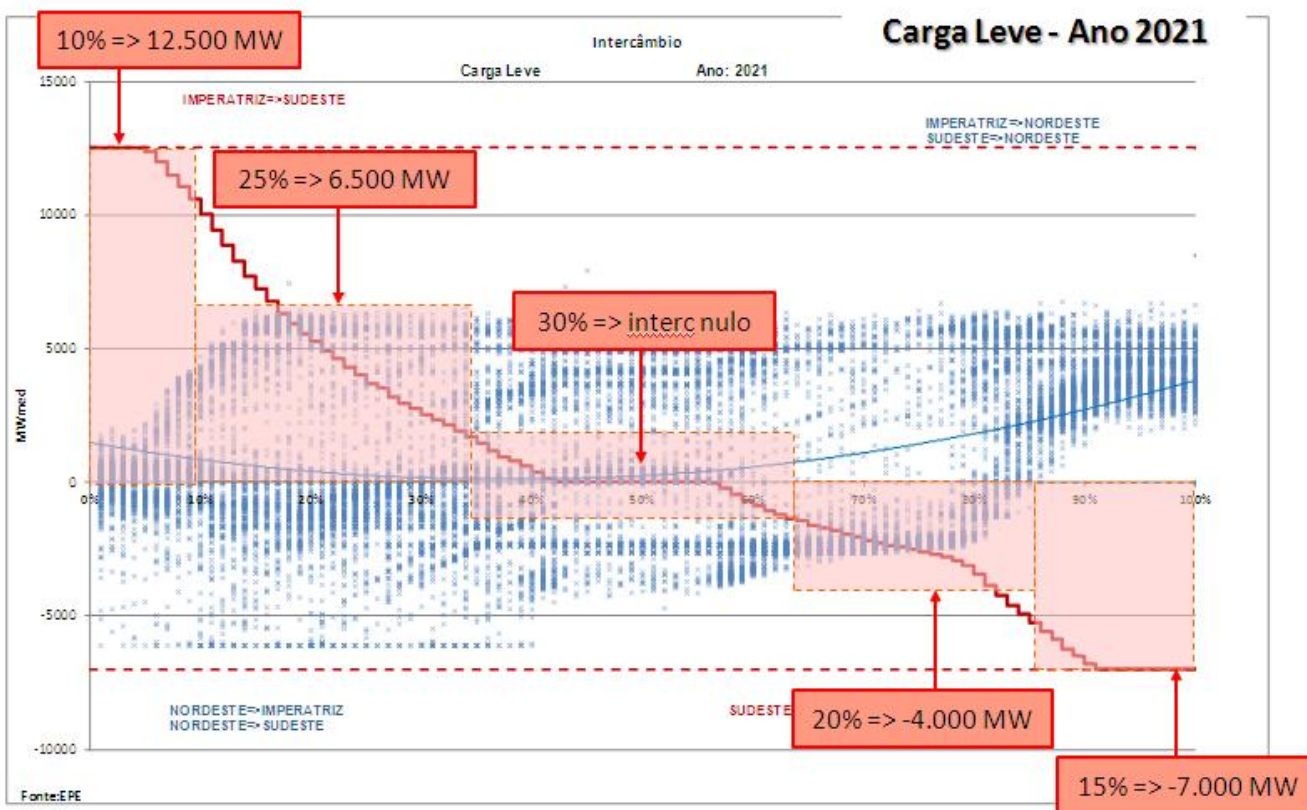
- [1] Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica.
- [2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.
- [3] Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Escoamento da Usina de Belo Monte e Reforços no SIN. EPE-DEE-RE-040/2011-r0 de agosto/2011.
- [4] Estudo para Definição da Quantidade de Máquinas na UHE Belo Monte que deverão operar como Compensadores Síncronos. EPE-DEE-RE-020/2010-r0 de 18 de fevereiro de 2010
- [5] Análise do Sistema de Integração da UHE Belo Monte ao Sistema Interligado. Desempenho Dinâmico. EPE-DEE-RE-017/2012-rev0.
- [6] Avaliação do Ponto de Chegada do Elo CCAT na Região Sudeste. Desempenho Dinâmico. EPE-DEE-RE-018/2012-rev0.
- [7] Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Teles Pires e Reforços no SIN. EPE-DEE-RE-050/2011-r0 de julho/2011.
- [8] Análise da Expansão da Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste. EPE-DEE-RE-058/2011-rev2, de 10 de novembro de 2011.
- [9] Estudo da Interligação Boa Vista - Manaus. EPE-DEE-RE-047/2010-r2 de 06 de maio de 2011
- [10] Estudo de Reforços na região Sudeste - Pré Belo Monte. EPE-DEE-RE-059/2011-r0 de 23 de setembro de 2011.
- [11] Impacto da Exportação de Mato Grosso do Sul ao Sistema São Paulo, através da futura SE Ilha Solteira II 440/230 kV e Rede Existente. EPE-DEE-RE-079/2009-r0.
- [12] Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Belém. EPE-DEE-RE-077/2009-r0 de 21 de dezembro de 2009.
- [13] Reforço à Região Sudeste do Pará. EPE-DEE-RE-054/2009-r2 de 13 outubro de 2009.
- [14] Estudo para Ampliação das Interligações para Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia. EPE-DEE-RE-036/2011-r0 de 08 de junho de 2011
- [15] Ampliação das Interligações Norte/Nordeste/Sudeste para Escoamento da Geração Excedente nas Regiões N/NE EPE-DEE-RE-063/2011-r0 de setembro de 2011.
- [16] Terminal Rio CCAT – Análise da Configuração de sua Integração à Rede Básica. Nota Técnica DPT.E 006.2012 de abril de 2012.
- [17] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE – Novembro 2002.
- [18] Procedimentos de Rede Submódulo 2.5 e 23.3 do ONS, Revisão 002/2011 de 11/11/2011.
- [19] Base de Preços ANEEL– (Referência de 01/06/2009).
- [20] Impacts of HVDC Lines on the Economics of Projects, Broch.388, Cigre, ago/09
- [21] Paulo Fischer; Multiple Infeed SCR – Aspects Related to Multiple HVDC into Network
- [22] Expansão das Interligações entre os Subsistemas. EPE-DEE-RE-027/2010-r0, 24 de junho de 2010.
- [23] Systems with Multiple DC Infeed. Working Group B4.41. CIGRE. December 2008.

ANEXO I – PERMANÊNCIA DE CENÁRIOS DE INTERCÂMBIO









ANEXO II – PROGRAMA DE OBRAS – PLANILHA DE CUSTOS

Obras	Quantidade	Ano de entrada	Custo Unitário (milhares R\$)	Custo (Milhões R\$)
SE Tucuruí 2 (Secionadora) 500 kV				13,55
MG Tucuruí Reforço	1	2016	1.195,66	1,1957
IB 500 DJM	1	2016	5.983,13	5,9831
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,3710
'LTs 500 kV SE Tucuruí 2-Itacaiúnas				174,44
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	272	2016	641,32	174,43904
SE Vila do Conde 500 kV				24,54
MG Vila do Conde Reforço	1	2016	2.391,32	2,39132
IB 500 DJM	1	2016	5.983,13	5,98313
Conexão Cap Série 500 DJM	1	2016	1.780,89	1,78089
Capac Série 313 Mvar 500 kV T	1	2016	14.381,77	14,38177
SE Utinga 230 kV				57,64
MG Utinga Reforço	1	2017	448,92	0,44892
CE 300 Mvar 230 kV	1	2017	54.432,18	54,43
Conexão compensador 230 BD4	1	2017	1.183,75	1,18
IB 230 BD4	1	2017	1.572,70	1,57
SE Itacaiunas 500 kV				118,81
MG Itacaiunas Acesso s/comp.	1	2016	5.978,31	5,98
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,37
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,37
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,37
IB 500 DJM	2	2016	5.983,13	11,97
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	4	2016	3.393,92	13,58
Reator 84 Mvar M 500 kV	4	2016	4.276,70	17,11
Conexão reator de barra 500 DJM	1	2016	5.269,91	5,27
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	3	2016	3.393,92	10,18
Conexão Cap Série 500 DJM	1	2016	1.780,89	1,78
Capac Série 428 Mvar 500 kV T	1	2016	18.824,64	18,82
Conexão Cap Série 500 DJM	1	2016	1.780,89	1,78
Capac Série 285 Mvar 500 kV T	1	2016	13.231,60	13,23
LT 500 kV SE Itacaiunas-Colinas				186,62
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	291	2016	641,32	186,62
SE Colinas 500 kV				23,73
MG Colinas Reforço	1	2016	1.195,66	1,20
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,37
IB 500 DJM	1	2016	5.983,13	5,98
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	3	2016	3.393,92	10,18
'LT 500 kV SE Parauapebas -Itacaiunas				73,75
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	115	2016	641,32	73,75
SE Xingu 500 kV				1.758,16
MG Xingu Acesso s/comp.	1	2016	10.411,40	10,41
MG Xingu 2017 Acesso s/comp.	1	2017	12.059,97	12,06
MG Xingu 2020 Acesso s/comp.	1	2020	12.059,97	12,06
EL 500 DJM	2	2016	6.370,97	12,74
IB 500 DJM	2	2016	5.983,13	11,97
IB 500 DJM	2	2017	5.983,13	11,97
Eletrodo de terra 800kVcc	1	2017	17.766,00	17,77
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2017	804.760,00	804,76
IB 500 DJM	2	2020	5.983,13	11,97
Eletrodo de terra 800kVcc	1	2020	17.766,00	17,77
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2020	804.760,00	804,76
Reator 100 Mvar M 500 kV	7	2016	4.276,70	29,94
'LT 500 kV SE Xingu-Parauapebas				676,05
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1670-CS	410	2016	824,45	338,02
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1670-CS	410	2016	824,45	338,02

Obras	Quantidade	Ano de entrada	Custo Unitário (milhares R\$)	Custo (Milhões R\$)
SE Parauapebas 500 kV				260,58
MG Parauapebas Nova SE	1	2016	13.774,81	13,77
EL 500 DJM	2	2016	6.370,97	12,74
EL 500 DJM	2	2016	6.370,97	12,74
EL 500 DJM	1	2016	6.370,97	6,37
IB 500 DJM	2	2016	5.983,13	11,97
IB 500 DJM	2	2016	5.983,13	11,97
Conexão reator de barra 500 DJM	2	2016	5.269,91	10,54
Reator 60 Mvar M 500 kV	7	2016	3.823,57	26,76
Reator 100 Mvar M 500 kV	7	2016	4.276,70	29,94
Reator 100 Mvar M 500 kV	7	2016	4.276,70	29,94
Capac Série 394 Mvar 500 kV T	2	2016	17.558,16	35,12
Conexão Cap Série 500 DJM	2	2016	1.780,89	3,56
Capac Série 639 Mvar 500 kV T	2	2016	25.800,78	51,60
Conexão Cap Série 500 DJM	2	2016	1.780,89	3,56
'LT 500 kV SE Parauapebas -Miracema				676,05
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1670-CS	410	2016	824,45	338,02
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1670-CS	410	2016	824,45	338,02
SE Miracema 500 kV				91,21
MG Miracema Acesso s/comp.	1	2016	6.172,56	6,17256
EL 500 DJM	2	2016	6.370,97	12,74193
IB 500 DJM	1	2016	5.983,13	5,98313
Reator 100 Mvar M 500 kV	7	2016	4.276,70	29,93693
Capac Série 364 Mvar 500 kV T	2	2016	16.407,87	32,81574
Conexão Cap Série 500 DJM	2	2016	1.780,89	3,56177
'LT CC 800 kV Xingu-T.Minas				2.420,40
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1590 MCM LAWPIING	2140	2017	1.131,03	2.420,40
'LT CC 800 kV Xingu-T.Rio				2.758,58
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1590 MCM LAWPIING	2439	2020	1.131,03	2.758,58
SE Terminal Minas 500 kV				936,82
MG Terminal Minas 2017 Nova SE	1	2017	19.431,77	19,43177
MG Terminal Minas 2020 Reforço	1	2020	2.391,32	2,39132
Conversora 3850 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2017	774.581,50	774,58150
Eletrodo de terra 800kVcc	1	2017	17.766,00	17,76600
EL 500 DJM	2	2017	6.244,75	12,48951
EL 500 DJM	2	2017	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	4	2017	5.819,34	23,27734
IB 500 DJM	2	2020	5.819,34	11,63867
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	7	2017	3.284,88	22,99413
Reator 80 Mvar M 500 kV	7	2020	3.895,49	27,26845
EL 500 DJM	2	2020	6.244,75	12,48951
SE Estreito 500 kV				19,58
MG Estreito Reforço	1	2017	1.274,44	1,27444
EL 500 DJM	2	2017	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	1	2017	5.819,34	5,81934
'LT 500 kV SE T.Minas-Estreito				12,83
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	10	2017	641,32	6,4132
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	10	2017	641,32	6,41
'LT 500 kV Terminal Minas-Fernão Dias				355,72
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CD	310	2017	1.147,47	355,72

Obras	Quantidade	Ano de entrada	Custo Unitário (milhares R\$)	Custo (Milhões R\$)
SE Fernão Dias 500 kV e 440 kV				290,59
MG Fernão Dias 2017 Reforço	1	2017	5.097,75	5,10
MG Fernão Dias 2020 Reforço	1	2020	2.548,88	2,55
EL 500 DJM	2	2017	6.244,75	12,49
EL 500 DJM	1	2020	6.244,75	6,24
EL 500 DJM	1	2017	6.244,75	6,24
IB 500 DJM	2	2017	5.819,34	11,64
IB 500 DJM	1	2017	5.819,34	5,82
IB 500 DJM	1	2020	5.819,34	5,82
Auto trafo 400 MVA 500-400 kV Mono c/LTC S	7	2017	12.906,55	90,35
Conexão trafo 500 DJM	2	2017	5.501,14	11,00
Conexão trafo 500 DJM	2	2017	5.501,14	11,00
Conexão reator de barra 500 DJM	2	2020	5.131,56	10,26
Reator 60 Mvar M 750 kV	7	2020	3.861,58	27,03
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	3	2020	3.284,88	9,85
CE 500 Mvar 500 kV	1	2020	69.420,00	69,42
Conexão compensador 500 DJM	1	2020	5.767,27	5,77
LT 500 kV SE T.Minas-C.Paulista				538,74
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1460-CS	340	2017	792,26	269,37
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1460-CS	340	2017	792,26	269,37
SE C.Paulista 500 kV				48,13
MG Cachoeira Paulista Reforço	1	2020	2.548,88	2,5489
EL 500 DJM	2	2020	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	1	2020	5.819,34	5,8193
Reator 80 Mvar M 500 kV	7	2020	3.895,49	27,2685
LT 500 kV Fernão Dias-T.Rio				205,22
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	320	2020	641,32	205,22
SE T. Rio 500 kV				906,55
MG Terminal Rio Nova SE	1	2020	22.430,88	22,43088
Conversora 3850 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2020	774.581,50	774,58150
Eletrodo de terra 800kVcc	1	2020	17.766,00	17,76600
EL 500 DJM	1	2020	6.244,75	6,24475
EL 500 DJM	1	2020	6.244,75	6,24475
EL 500 DJM	1	2020	6.244,75	6,24475
EL 500 DJM	2	2020	6.244,75	12,48951
EL 500 DJM	2	2020	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	6	2020	5.819,34	34,91601
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	4	2020	3.284,88	13,13950
LT 500 kV N.Iguaçu-T.Rio				25,65
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	20	2020	641,32	12,82640
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	20	2020	641,32	12,82640
LT 500 kV Sec's C.Paulista-Adrianópolis				2,57
LT 500 kV 4x954 MCM RAIL-SIL 1200-CS	4	2020	641,32	2,56528
SE Nova Iguaçu 500 kV				19,58
MG Nova Iguaçu Reforço	1	2020	1.274,44	1,27444
EL 500 DJM	2	2020	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	1	2020	5.819,34	5,81934
SE Marimbondo2 500 kV				73,43
MG Marimbondo2 Reforço	1	2016	2.548,88	2,54888
MG Marimbondo2 2020 Reforço	1	2020	1.274,44	1,27444
EL 500 DJM	2	2016	6.244,75	12,48951
IB 500 DJM	1	2016	5.819,34	5,81934
Conexão reator de barra 500 DJM	2	2020	5.131,56	10,26312
Reator 60 Mvar M 750 kV	7	2020	3.861,58	27,03109
Reator 52,3 Mvar M 500 kV	4	2016	3.501,49	14,00596

Obras	Quantidade	Ano de entrada	Custo Unitário (milhares R\$)	Custo (Milhões R\$)
SE Campinas 500 kV				46,89
MG Campinas 2016 Reforço	1	2016	1.274,44	1,27444
MG Campinas 2020 Reforço	1	2020	1.274,44	1,27444
EL 500 DJM	1	2016	6.244,75	6,24475
IB 500 DJM	1	2016	5.819,34	5,81934
Reator 52,3 Mvar M 500 kV	4	2016	3.501,49	14,00596
Conexão reator de barra 500 DJM	1	2020	5.131,56	5,13156
Reator 45,3 Mvar M 500 kV	4	2020	3.284,88	13,13950
'LT 500 kV Marimbondo-Campinas				305,05
LT 500 kV 6x795 MCM TERN-SIL 1670-CS	370	2020	824,45	305,04650
'LT 440 kV Cabreúva-Fernão Dias				38,84
LT 440 kV 4x 636.0 AWG GROSBEAK AA CS	66	2017	588,56	38,84491
SE Cabreúva 440 kV				13,34
MG Cabreúva Reforço	1	2017	1.274,44	1,27
EL 500 DJM	1	2017	6.244,75	6,24
IB 500 DJM	1	2017	5.819,34	5,82
SE Taubaté 500 kV				93,35
MG Taubaté 2017 Reforço	1	2017	1.755,85	1,76
MG Taubaté 2020 Reforço	1	2020	1.274,44	1,27
IB 500 DJM	1	2017	5.819,34	5,82
IB 230 BD4	1	2017	1.572,70	1,57
Auto trafo 100 MVA 500-230 kV MONO c/LTC c/Terciário	3	2017	9.825,66	29,48
Conexão trafo 500 DJM	1	2017	5.501,14	5,50
Conexão trafo 230 BD4	1	2017	2.092,99	2,09
IB 500 DJM	1	2020	5.819,34	5,82
Auto trafo 300 MVA 500-440 kV Mono c/LTC S	3	2020	9.679,91	29,04
Conexão trafo 500 DJM	1	2020	5.501,14	5,50
Conexão trafo 500 DJM	1	2020	5.501,14	5,50
SE Bauru 440 kV				82,28
MG Bauru Reforço	1	2020	1.274,44	1,27
CE 400 Mvar 500 kV	1	2020	69.420,00	69,42
Conexão compensador 500 DJM	1	2020	5.767,27	5,77
IB 500 DJM	1	2020	5.819,34	5,82
SE Luziânia 500 kV				74,86
MG Luziânia Reforço	1	2017	1.274,44	1,27
CE 400 Mvar 500 kV	1	2017	61.996,00	62,00
Conexão compensador 500 DJM	1	2017	5.767,27	5,77
IB 500 DJM	1	2017	5.819,34	5,82
SE Sobral 500 kV				75,01
MG Sobral Reforço	1	2016	1.194,03	1,19
CE 400 Mvar 500 kV	1	2016	61.996,00	62,00
Conexão compensador 500 DJM	1	2016	5.877,19	5,88
IB 500 DJM	1	2016	5.939,70	5,94
Total Plano de Obras (R\$ milhões)				13.479,14

ANEXO III – COMPARAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE CONFIGURAÇÃO DE LINHAS

▪ ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA

ALTERNATIVA 1 - 6x1113 & 6x1590 MCM					
Obras	Quant. /km	Ano Entrada	Unitário (R\$)	VPL (milhões R\$) 2017	Custo (milhões R\$)
SE 500 kV Xingu				1.443,60	1.609,52
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2017	804.760,00	804,76	804,76
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2020	804.760,00	638,84	804,76
LT CC 800 kV Xingu-Terminal Minas				4.176,05	4.744,78
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1113 MCM BLUEJAY	2140	2017	928,13	1.986,20	1.986,20
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1590 MCM LAPWING	2439	2020	1.131,03	2.189,85	2.758,58
SE Terminal Minas				758,86	758,86
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.772	2017	201,19	758,86	758,86
SE Terminal Rio				609,96	768,37
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.819	2020	201,19	609,96	768,37
Total Plano de Obras (R\$ milhões)				6.988,47	7.881,53
Alternativa 2 - 6x1590 & 6x1590 MCM					
Obras	Quant. /km	Ano Entrada	Unitário (R\$)	VPL (milhões R\$) 2017	Custo (milhões R\$)
SE 500 kV Xingu				1.443,60	1.609,52
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2017	804.760,00	804,76	804,76
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2020	804.760,00	638,84	804,76
LT CC 800 kV Xingu-Terminal Minas				4.610,26	5.178,99
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1590 MCM LAPWING	2140	2017	1.131,03	2.420,40	2.420,40
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1590 MCM LAPWING	2439	2020	1.131,03	2.189,85	2.758,58
SE Terminal Minas				772,83	772,83
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.841	2017	201,19	772,83	772,83
SE Terminal Rio				609,96	768,37
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.819	2020	201,19	609,96	768,37
Total Plano de Obras (R\$ milhões)				7.436,65	8.329,71
Alternativa 3 - 6x1351 & 6x1351 MCM					
Obras	Quant. /km	Ano Entrada	Unitário (R\$)	VPL (milhões R\$) 2017	Custo (milhões R\$)
SE 500 kV Xingu				1.443,60	1.609,52
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2017	804.760,00	804,76	804,76
Conversora 4000 MW 800 kV c/sobrecarga	1	2020	804.760,00	638,84	804,76
LT CC 800 kV Xingu-Terminal Minas				4.352,64	4.889,59
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1351 MCM DIPPER	2140	2017	1.067,83	2.285,16	2.285,16
Linha CC 800 kV 4000 MW 6x1351 MCM DIPPER	2439	2020	1.067,83	2.067,49	2.604,44
SE Terminal Minas				767,17	767,17
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.813	2017	201,19	767,17	767,17
SE Terminal Rio				604,83	761,91
Inversora 800 kV c/sobrecarga	3.787	2020	201,19	604,83	761,91
Total Plano de Obras (R\$ milhões)				7.168,24	8.028,19

ANEXO IV – DADOS DE LINHAS E EQUIPAMENTOS – CARACTERÍSTICAS DAS INSTALAÇÕES

Linhas de Transmissão (LT)

⇒ Parâmetros elétricos:

Tabela IV.1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Reforços Norte

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
500 kV Xingu -Paraúpebas (C1 e C2)	500	AA,CS	410	6	Tern	795
500 kV Tucuruí II- Itacaiunas	500	AA,CS	272	6	Tern	795
500 kV Itacaiunas - Colinas C2	500	AA,CS	291	4	Rail	954
500 kV Paraúpebas - Itacaiunas	500	AA,CS	115,47	4	Rail	954
500 kV Paraúpebas -Miracema (C1 e C2)	500	AA,CS	410	6	Tern	795

Legenda:
 2016 - mar
 2016 - dez

Tabela IV.2 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão – Reforços Sudeste

Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
500 kV Estreito - Terminal Minas (C1 e C2)	500	AA,CD	10	4	Rail	954
500 kV Fernão Dias - Terminal Minas (C1 e C2)	500	AA,CD	310	4	Rail	954
500 kV C. Paulista - Terminal Minas (C1 e C2)	500	AA,CS	340	6	Tern	795
500 kV Fernão Dias - Nova Iguaçu	500	AA,CS	340	4	Rail	954
500 kV Nova Iguaçu -Terminal Rio (C2)	500	AA,CS	20	4	Rail	954

Legenda:
 2017
 2020

* O circuito C1 será o seccionamento da LT 500 kV Fernão Dias-Nova Iguaçu

Tabela IV.3 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão - Reforços Norte

Linha de Transmissão (500 kV)	Extensão (km)	SIL	Parâmetros elétricos ¹											
			Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes ²					
			Seqüência positiva			Seqüência zero			Seqüência positiva			Seqüência zero		
			R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (%)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (%)
Xingu -Paraúpebas (C1 e C2)	410	1670	0,0139	0,1920	22,98	0,3216	1,4003	8,6322	0,207	3,005	909,27	4,002	20,281	356,56
Tucuruí II- Itacaiunas	272	1460	0,0139	0,1920	22,98	0,3216	1,4003	8,6322	0,177	2,862	426,15	2,250	9,865	250,68
Itacaiunas - Colinas C2	291	1200	0,0170	0,2685	16,45	0,2254	0,9437	9,5275	0,189	3,053	456,60	2,377	10,493	269,03
Paraúpebas - Itacaiunas	115	1200	0,017	0,2685	16,45	0,2254	0,9437	9,5275	0,078	1,236	179,38	1,025	4,328	104,57
Paraúpebas -Miracema (C1 e C2)	410	1670	0,0139	0,1920	22,98	0,3216	1,4003	8,6322	0,207	3,005	909,27	4,002	20,281	356,56

Legenda:

2016 - mar ¹Parâmetros elétricos calculados para frequência nominal de 60 Hz e temperatura de 50 °C

2016 - dez ²Considerada a correção hiperbólica. Valores na base de 100 MVA e na tensão nominal do sistema.

Tabela IV.4 - Parâmetros Elétricos das Linhas de Transmissão - Reforços Sudeste

Linha de Transmissão (500 kV)	Extensão (km)	SIL	Parâmetros elétricos ¹											
			Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes ²					
			Seqüência positiva			Seqüência zero			Seqüência positiva			Seqüência zero		
			R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (%)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (%)
Marimbondo II - Campinas	370	1460	0,0134	0,2212	19,6840	0,3216	1,4003	8,6322	0,1837	3,153	699,56	3,8145	18,7392	317,67
Estreito - Terminal Minas (C1 e C2)	10	1200	0,0170	0,2669	16,5540	0,3980	1,3823	8,5600	0,007	0,107	15,60	0,157	0,580	6,80
Fernão Dias - Terminal Minas (C1 e C2)	310	1200	0,0170	0,2669	16,5540	0,3980	1,3823	8,5600	0,200	3,222	490,58	3,938	16,023	259,44
Fernão Dias - Cabreúva	66	1200	0,0247	0,3373	12,9200	0,3293	1,5300	8,0800	0,084	1,149	62,27	1,115	5,199	38,99
C. Paulista - Terminal Minas (C1 e C2)	340	1670	0,0134	0,1920	22,9800	0,3216	1,4003	8,6322	0,171	2,529	748,41	3,568	17,067	280,14
Fernão Dias - Terminal Rio	320	1200	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5275	0,217	3,536	535,83	2,674	12,054	317,20
Nova Iguaçu -Terminal Rio (C1 e C2)	20	1200	0,0170	0,2685	16,4524	0,2254	0,9437	9,5275	0,014	0,215	31,01	0,180	0,755	18,05

Legenda:

2017 ¹Parâmetros elétricos calculados para frequência nominal de 60 Hz e temperatura de 50 °C

2020 ²Considerada a correção hiperbólica. Valores na base de 100 MVA e na tensão nominal do sistema.

⇒ Fluxo Máximos e Médios Esperados

Reforços na Região Norte

A seguir é apresentado um resumo dos fluxos nas LTs de reforço à Região Norte para os diversos cenários e em todo o período analisado, tanto para condição normal, quanto para emergência.

Ano 2016 - Lista casos:

CASO 01 - PESADA CICLO 15-16 NORTE EXP SE
 CASO 02 - PESADA CICLO 15-16 NORTE EXP NE
 CASO 03 - LEVE CICLO 15-16 NORTE EXP 10 MQ
 CASO 04 - 2016 LEVE NORTE EXP CONFIG PRE B. MONTE COM 4 MAQ
 CASO 05 - 2016 * LEVE * PRE-BELO MONTE
 CASO 06 - 2016 * LEVE

Fluxo LT	Fluxo (MW)					
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Tucuruí-Itacaiúnas	1251	1252	1218	1355	49	66
Itacaiúnas-Colinas	1317	1308	1281	1446	-430	-303
Parauapebas-Itacaiúnas	120	194	31	0	0	297

Ano 2017 - Lista casos:

CASO 01 - PESADA ** 16-17 ** NORTE SECO
 CASO 02 - PESADA ** 16-17 ** NORTE EXP-NE REF
 CASO 03 - PESADA ** 16-17 ** NORTE EXP-NE REF
 CASO 04 - PESADA * 16-17 ** NE EXP
 CASO 05 - 2017 NE IMP 7500 MW LEVE REF 18 MQ BM

Fluxo LT	Fluxo (MW)				
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Tucuruí-Itacaiúnas	485	1181	1181	-75	1426
Itacaiúnas-Colinas	215	1197	1197	-231	1366
Parauapebas-Itacaiúnas	157	54	54	-354	-286

Ano 2020 - Lista casos:

CASO 01 - PDE 2021 - PES ANO 2020 + CE LUZ + CE FDIAS
 CASO 02 - PESADA **ANO 2020 ** CEN 1
 CASO 03 - PESADA **ANO 2020 ** CEN 5
 CASO 04 - LEVE **ANO 2020 ** CEN 1
 CASO 05 - LEVE **ANO 2020 ** CEN 2
 CASO 06 - LEVE **ANO 2020 ** CEN 5

Fluxo LT	Fluxo (MW)				
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Tucuruí-Itacaiúnas	748	757	356	770	407
Itacaiúnas-Colinas	731	655	144	641	268
Parauapebas-Itacaiúnas	-566	-523	163	-459	-179

Reforços nas Interligações

Permanência dos Intercâmbios

CARGA PESADA

	2016					2017					2020				
	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5
Ger Swing (Ilha Solteira)	2419	2626	3305	2978	3315	1734	3304	3323	1799	2501	2689	2683	3333	1643	1931
BIPOLO XINGU->T.MG	-	-	-	-	-	4000	4000	400	-	-	4000	2800	400	-	-
BIPOLO T.MG->XINGU	-	-	-	-	-	-	-	-	1700	2500	-	-	-	1800	2600
BIPOLO XINGU->T.RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4000	2800	400	-	-
BIPOLO T.RIO->XINGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	2600
LT 500kV Xingu -Parauapebas	309	990	321	-230	-387	-120	330	337	99	99	1041	933	621	-5	496
LT 500 kV Parauapebas-Miracema	418	1139	299	-460	-670	-161	347	55	-222	-483	915	446	-265	140	233
LT 500 kV Parauapebas-Itacaiúnas	-221	-332	41	461	563	-444	-553	-20	38	502	-570	-272	-107	46	179
LT 500 kV Tucuruí II-Itacaiúnas	109	852	259	-364	-457	-193	416	15	-133	-336	647	467	-119	104	145
LT 500 kV T. MG-F. Dias	-	-	-	-	-	1338	1054	444	174	-314	828	482	255	100	-44
LT 500 kV T. MG-C. Paulista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1215	744	478	404	301
LT 500 kV F. Dias-T. Rio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	385	330	441	667	807
LT 500 kV Marimondo II-Campinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLX N-S	3276	2766	-121	-	-	6682	5526	946	-	-	11557	6439	903	-	-
FLX NE-SE	1962	117	-965	-	-	2281	3	-79	-	-	1246	-381	173	-	-
FLX NNE-SE	5238	2883	-1087	-	-	8963	5529	867	-	-	12803	6057	1076	-	-
FLX S-N	-2481	-1536	1098	2994	4243	-6043	-4437	29	2971	6050	-6782	-2547	468	2565	3597
FLX SE-NE	-1961	-114	968	1305	2098	-2279	-1	81	356	1686	-1245	384	-172	442	743
FLX S-NNE	-4443	-1651	2066	4300	6340	-8323	-4439	109	3327	7736	-8028	-2163	296	3007	4340
FLX SE-S	3826	3556	2321	-660	-2183	6543	6334	4549	686	-1828	6639	2923	1250	1163	-870

CARGA LEVE

	2016					2017					2020				
	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5	CEN_1	CEN_2	CEN_3	CEN_4	CEN_5
Ger Swing (Ilha Solteira)	2200	3050	2616	3345	2527	604	2595	2840	3300	2913	3041	3269	3208	2730	3101
BIPOLO XINGU->T.MG	-	-	-	-	-	4000	4000	400	-	-	4000	3350	500	-	-
BIPOLO T.MG->XINGU	-	-	-	-	-	-	-	-	800	1600	-	-	-	1700	2600
BIPOLO XINGU->T.RIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4000	3350	500	-	-
BIPOLO T.RIO->XINGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1700	2600
LT 500kV Xingu -Parauapebas	686	1151	-14	-147	-254	-2	390	122	287	206	1041	1045	472	-28	810
LT 500 kV Parauapebas-Miracema	800	1287	-164	-335	-558	-51	392	-137	-85	-267	968	249	-345	396	481
LT 500 kV Parauapebas-Itacaiúnas	-243	-319	301	376	605	-265	-519	-51	147	328	-482	-192	-14	141	374
LT 500 kV Tucuruí II-Itacaiúnas	413	953	-267	-293	-384	-188	454	-86	9	-66	650	273	-231	259	376
LT 500 kV T. MG-F. Dias	-	-	-	-	-	875	411	-332	-573	-932	393	101	-96	-235	-384
LT 500 kV T. MG-C. Paulista	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	459	76	59	55	-77
LT 500 kV F. Dias-T. Rio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-47	373	700	792
LT 500 kV Marimondo II-Campinas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLX N-S	3563	3020	-206	-	-	7293	5766	776	-	-	11613	7327	1153	-	-
FLX NE-SE	1668	235	-121	-	-	2455	153	-85	-	-	1095	-516	-106	-	-
FLX NNE-SE	5231	3255	-328	-	-	9748	5919	689	-	-	12708	6811	1046	-	-
FLX S-N	-2840	-1967	878	2190	3987	-6266	-4666	219	2754	4992	-6820	-2945	641	2319	4380
FLX SE-NE	-1667	-233	122	890	1956	-2453	-151	87	1190	2077	-1094	518	108	631	1523
FLX S-NNE	-4508	-2200	1000	3079	5943	-8720	-4818	306	3944	7069	-7915	-2427	749	2950	5903
FLX SE-S	2850	2654	-2368	-3632	-3596	2838	2665	-685	-1312	-3516	2796	2345	782	-820	-1219

Dado dos Transformadores das Conversoras

A seguir são apresentados os valores assumidos de nominal para os transformadores das conversoras dos Bipolos.

A seguir são apresentados os valores nominais assumidos para os transformadores dos Bipolos. Com base nos valores nominais dos transformadores das conversoras calculados (4.000 MW), assumiu-se uma folga de 4,6% no lado da retificadora (Xingu) e de cerca de 10,6% no lado da inversora (T. Minas ou T. Rio). Esses valores são similares ao adotados no projeto do Madeira.

Tabela IV-5. Nominal dos transformadores das conversoras

XINGU-T. MINAS	Nominal Retificadora (MVA)	Nominal Inversora (MVA)	Fator Potência (RET)	Fator Potência (INV)
Recomendado	1235	1256	0,81	0,76

XINGU-T. RIO	Nominal Conversora (MVA)	Nominal Inversora (MVA)	RET (MVA)	INV (MVA)
Recomendado	1235	1181	0,81	0,80

No caso da reatância dos transformadores das conversoras, com base nos valores das reatâncias adotados no projeto do Madeira (ABB e ALSTOM), assumiu-se a condição mais adversa sob o aspecto de superação ($X_{TR}=15\%$, na base do conversor de 6 pulsos). A tabela IV.6 apresenta os valores dos transformadores das conversoras do Bipolos do Madeira bem como os valores a utilizados para os Bipolos do Terminal Minas e Terminal Rio.

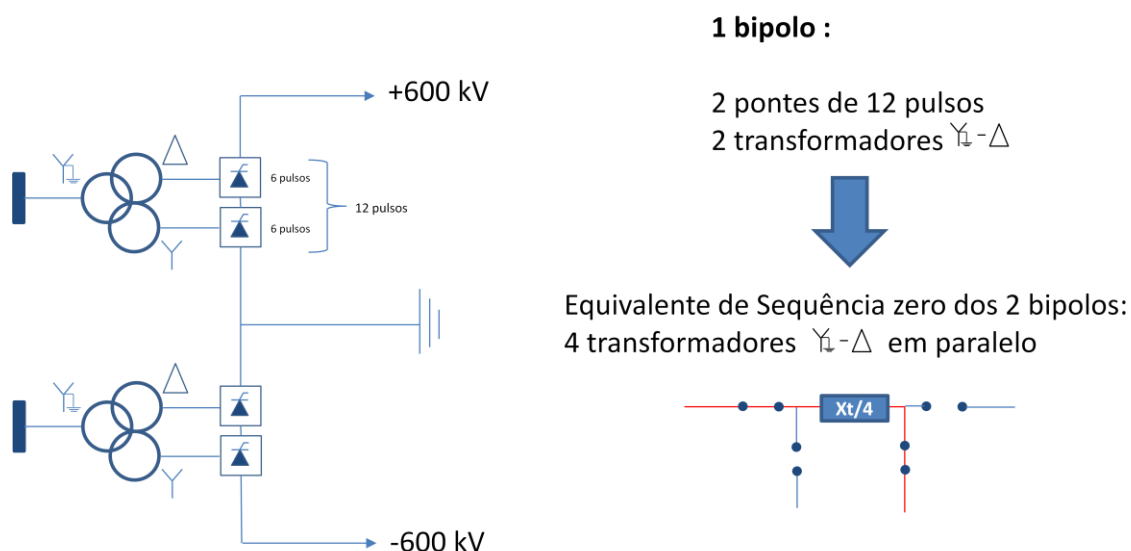


Figura IV.1 – Modelagem considerada para os equivalentes das conversoras (transformador de 3 enrolamentos).

Tabela IV-6. Valores dos nominais e reatâncias dos transformadores das conversoras do Madeira e dos Bipolos do Belo Monte

Elo	(Anarede)	(Anarede)	(Anafas)	(Anarede)	(Anarede)	(Anafas)
	Nominal TR (MVA)	x(%) Base conversor de 6 pulsos	$x_{equ}(\%)$ Conjunto	Nº Bipolo	Número pontes 6 pulsos por Polo	$x_{equ}(\%)$ Conjunto
Araraquara (ALSTOM)	902	15	1,663	2	2	0,416
Araraquara (ABB)	876,3	17,5	1,997	2	2	0,499
Xingu Bipolo 1	1235	15	1,214	1	2	0,607
T. Minas Bipolo 1	1256	15	1,194	1	2	0,597
Xingu Bipolo 2	1235	15	1,214	1	2	0,607
T. Rio Bipolo 2	1181	15	1,270	1	2	0,635

Dados dos Filtros

A reatância dos filtros das Bipolos é indicado a seguir:

Tabela IV-7. Reatância dos filtros dos Bipolos do Belo Monte

Elo	Tensão AC	Bancos (Mvar)	$x_{equ}(\%)$ Base BC	$x_{equ}(\%)$ Base 100
Belo Monte (T. Minas)	500	7 x 340	-105,04	-4,202
Belo Monte (T. Rio)	500	7 x 340	-105,04	-4,202

Reatância das Linhas CC

A tabela a seguir apresenta os valores a serem consideradas nas avaliações dinâmicas da reatância das linhas de corrente contínua.

Tabela IV.8 – Base de cálculo dos valores calculados da reatância das linhas CC

XINGU-T.Minas ** 6xLapwing **		XINGU-T.RIO ** 6xLapwing **	
PARÂMETROS UNITÁRIOS		PARÂMETROS UNITÁRIOS	
Comprimento	2140 km	Comprimento	2439 km
Frequência	0,1 Hz	Frequência	0,1 Hz
$X_{próprio}$	1,54E-06 Ohm/m	$X_{próprio}$	1,54E-06 Ohm/m
$X_{mútuo}$	1,02E-06 Ohm/m	$X_{mútuo}$	1,02E-06 Ohm/m
X_{LT}	5,20E-07 Ohm/m	X_{LT}	5,20E-07 Ohm/m
X_{LT}	0,82813 mH/km	X_{LT}	0,82813 mH/km
LT XINGU-T.Minas CORREÇÃO HIPERBÓLICA		LT XINGU-T.RIO CORREÇÃO HIPERBÓLICA	
$X_{próprio}$	3,29 Ohm	$X_{próprio}$	3,75 Ohm
$X_{mútuo}$	2,17 Ohm	$X_{mútuo}$	2,48 Ohm
X_{LT}	1,11 Ohm	X_{LT}	1,27 Ohm
X_{LT}	1773,06 mH	X_{LT}	2021,08 mH

ANEXO V – PARÂMETROS E MODELOS DAS CONVERSoras CCAT

Os estudos de regime permanente e dinâmico das alternativas que incluem elos de CCAT basearam-se nos recursos de controle e modelos do elo CCAT do Madeira, especificamente do consórcio ETE (fornecedor ABB), nos quais se procederam alguns ajustes de parâmetros no sentido de melhorar o desempenho para o caso do sistema associado ao UHE Belo Monte. A Tabela V.1 apresenta um resumo dos principais ajustes adotados do modelo “built-in” disponibilizado no ANATEM.

Tabela V.1 – Principais ajustes adotados do modelo das conversoras CCAT do Belo Monte

Retificador – Norte Exportador												
(Vmn)	(Tvp)	(Tx1)	(Td1)	(Yal)	(Tmx)	(Amx)	(Gmx)	(Stx)	F	(Tfv)		
0.45	0.5	10.0	5.00	33.0	0.8	3.0	.0514	050.0				
(Tvd)	(Tvs)	(Vdn)	(Vdx)	(Frn)	(Imn)	(Imx)	(Img)	(Ki)	(Kp)	(To)	(Kcg)	(Kca)
.0100	.160	10.	82.	35.0	10.	150.		7000.	180.	.0014		
(Tri)	(Lri)	(Tof1)	(Tof2)	(Ari)	(Laml)	(Ton1)	(Ton2)	(Tof3)	(Saml)	(Aml1)	(Aml2)	(Tcf)
300.	2.	.3	5.	15.	89.	300.	0.02	0.05	1.25	32.5	27.0	
(VDmn)	(Thdm)	(Tvdn)	(Telc)	L								
.975	.013	.250	.050									
Inversor – Norte Exportador												
(Vmn)	(Tvp)	(Tx1)	(Td1)	(Yal)	(Tmx)	(Amx)	(Gmx)	(Stx)	F	(Tfv)		
0.45	0.5	10.0	5.00	33.0	0.8	3.0	.0514	050.0	G 0	.02		
(Tvd)	(Tvs)	(Vdn)	(Vdx)	(Frn)	(Imn)	(Imx)	(Img)	(Ki)	(Kp)	(To)	(Kcg)	(Kca)
.0100	.160	5.0	82.	30.0	10.	150.	10.	7000.	120.	.0014	25.0	51.0
(Tri)	(Lri)	(Tof1)	(Tof2)	(Ari)	(Laml)	(Ton1)	(Ton2)	(Tof3)	(Saml)	(Aml1)	(Aml2)	(Tcf)
300.	2.	.3	5.	15.	89.	300.	0.02	0.05	1.25	32.5		.016
(VDmn)	(Thdm)	(Tvdn)	(Telc)	L								
.975	.013	.250	.050									

Vmn	Tensão mínima do conversor, em pu, para liberação da medição do sinal Vrp decorridos Td1 segundos após o congelamento deste sinal
Tvp	Constante de tempo do bloco de medição para a obtenção do sinal Vrp a partir da tensão CC de saída do conversor, em segundos
Tx1	Taxa de Redução da tensão do conversor, em pu de tensão/segundo
Td1	Período de tempo mínimo durante o qual o Vrp ficará congelado, em segundos
Yal	Acréscimo de corrente no conversor que provocará aquecimento das válvulas, em porcentagem da corrente nominal
Tmx	Constante do tempo do integrador do limite de sobrecarga de longa duração, em segundos
Amx	Aquecimento máximo admissível nos equipamentos
Gmx	Ganho do limitador de corrente de sobrecarga de longa duração
Stx	Acréscimo máximo de corrente de curta duração, em porcentagem da corrente nominal
F	Flag para controle de tensão no inversor, G para gama mínimo e A para área mínima de comutação
Tfv	Constante de tempo para medição de tensão CA do primário do transformador conversor, a ser usada para cálculo de alfa máximo para o inversor.
Tvd	Constante de tempo de descida do VDCOL, em segundos
Tvs	Constante de tempo de subida do VDCOL, em segundos
Vdn	Tensão entre os terminais do conversor abaixo da qual a ordem de corrente não sofre mais redução do VDCOL, em porcento
Vdx	Tensão entre os terminais do conversor abaixo da qual a ordem de corrente começa a sofrer redução do VDCOL, em porcento
Frn	Fator de redução da ordem de corrente para tensões CC abaixo de Vdn, em porcento
Imn	Valor mínimo de ordem de corrente do conversor, em porcentagem da corrente nominal
Imx	Valor máximo de ordem de corrente do conversor, em porcentagem da corrente nominal
Img	Margem de corrente do conversor, porcentagem da corrente nominal
Ki	Ganho integral do controlador de corrente
Kp	Ganho proporcional do controlador de corrente
To	Constante de tempo do bloco correspondente ao VCO (Voltage Controlled Oscillation) realimentado, em segundos
Kcg	Ganho do CEC (Current Error Control) para controle de gama constante
Kca	Ganho do CEC (Current Error Control) para controle de área constante
Tri	Constante de tempo do bloco de filtragem do sinal de erro para RIAC, em segundos.
Lri	Valor de referência do erro filtrado de corrente acima do qual há atuação do RIAC, em porcento da corrente nominal no conversor.
Tof1	Tempo durante o qual o sinal de saída do RIAC será mantido no valor ARIACmax após violação do limite REFRIAC em segundos.
Tof2	Tempo durante o qual o RIAC fica bloqueado para novas atuações, em segundos.
Ari	Valor de alfa mínimo ordenado pelo RIAC quando em atuação.
Lam1	Valor de tensão CA no barramento do conversor abaixo do qual o RAML começa seu ciclo de atuação, em porcento do valor da tensão CA em t=0.
Ton1	Período durante o qual a tensão CA deve ficar abaixo do limite REFAML para que o sinal α_{am11} vá para o valor ARAML1max, em segundos.
Ton2	Atraso adicional para que o sinal α_{am12} vá para o valor ARAML2max, em segundos.
Tof3	Período durante o qual a tensão CA deve se manter acima do limite REFAML para que o RAML inicie processo de desligamento, em segundos.
Sam1	Inclinação para redução do sinal α_{am11} até 0 graus, em graus/milissegundos.
Aml1	Valor de alfa mínimo ordenado para o sinal α_{am11} pelo RAML quando em atuação, em graus.
Aml2	Valor de alfa mínimo ordenado para o sinal α_{am12} pelo RAML quando em atuação, em graus.
Tcf	Constante de tempo da proteção de falha de comutação, em segundos. Se igual a 0 a proteção de falha de comutação não é ativada.
VDmn	Nível mínimo da tensão que divide a ordem de potência, em p.u..
Thdm	Tempo do ciclo de cálculo da ordem de potência, em segundos.
Tvdm	Constante de tempo da normalização do VDCOL, em segundos.
Telc	Constante de tempo do filtro que simula o atraso de telecomunicação, em segundos.
L	Indica se o limitador de derivada de α está ativado (S) ou não (N). Se for deixado em branco, será considerado o valor N.

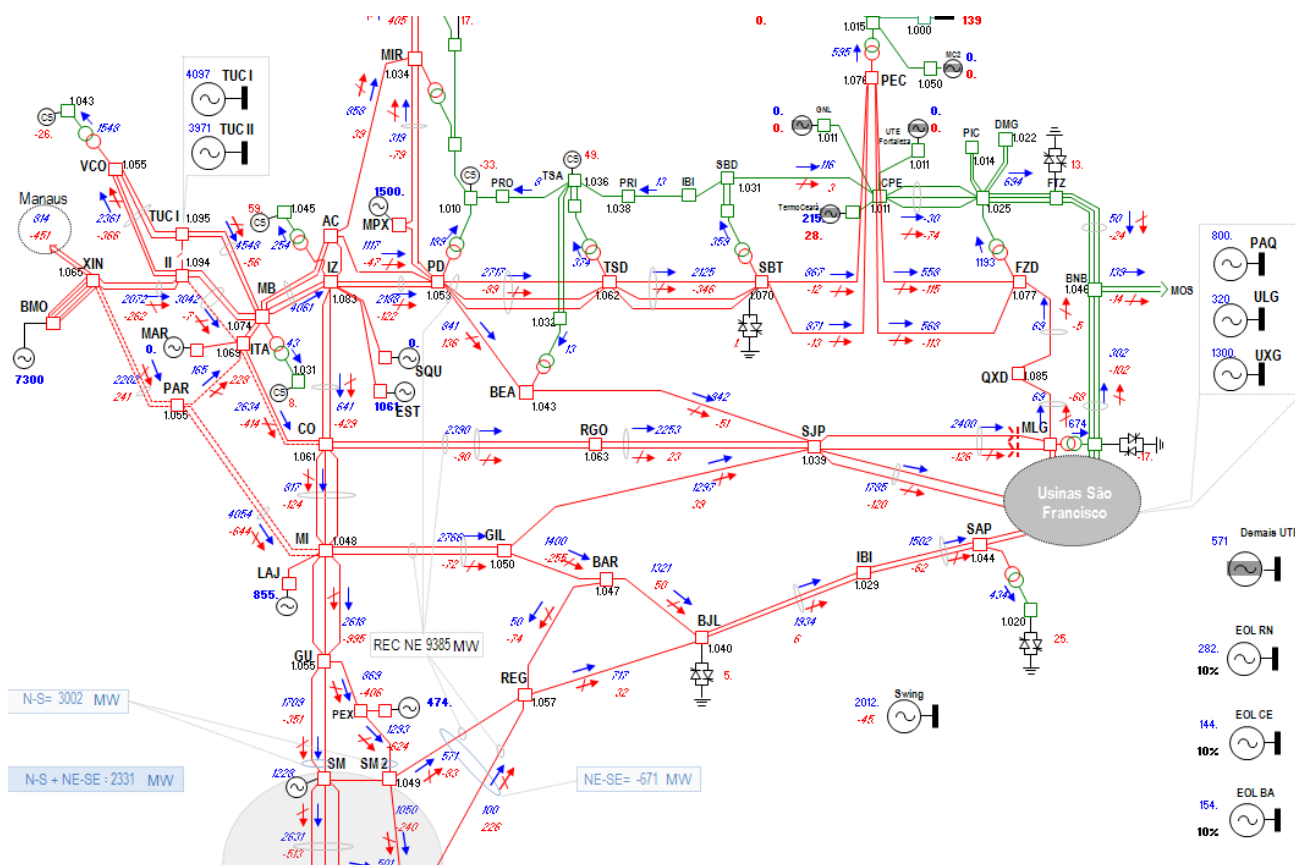


Figura VI.2 – Fluxograma resumido. UHE Belo Monte 12 máquinas. Cenário Norte Exportador para o Nordeste. Ano 2016, patamar de carga pesada. Recebimento NE = 9.380 MW.

A Figura VI.3 apresenta o fluxograma resumido na situação de despacho pleno das máquinas da UHE de Belo Monte, configuração com 1 Bipolo (Terminal Minas) no patamar de carga leve.

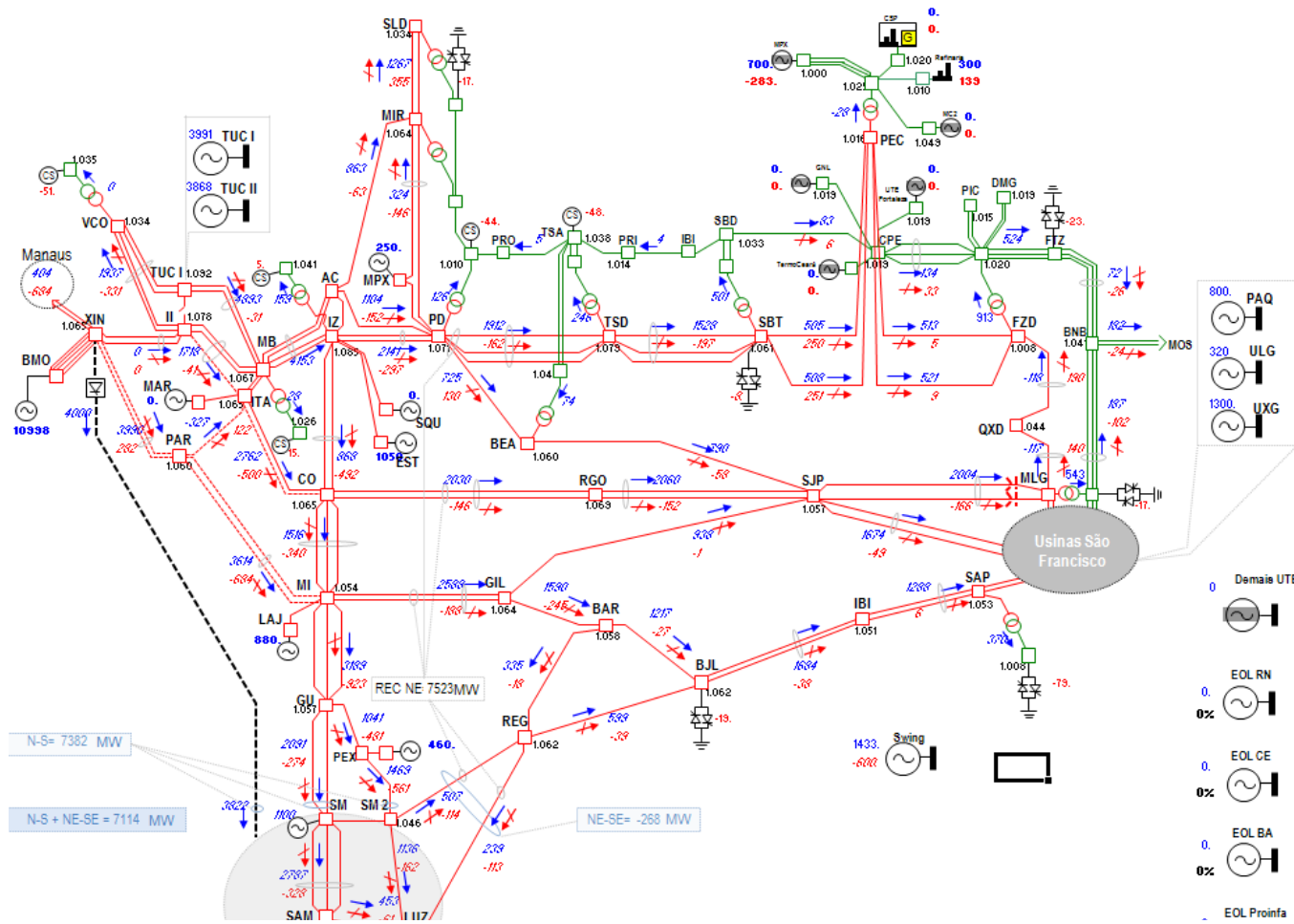


Figura VI.3 – Fluxograma resumido. UHE Belo Monte pleno. Carga Leve. Horizonte 2017. Cenário Norte exportador. Com 1 Bipolo (Terminal Minas).

A Figura VI.4 apresenta um resumo do cenário Norte exportador, patamar de carga pesada.

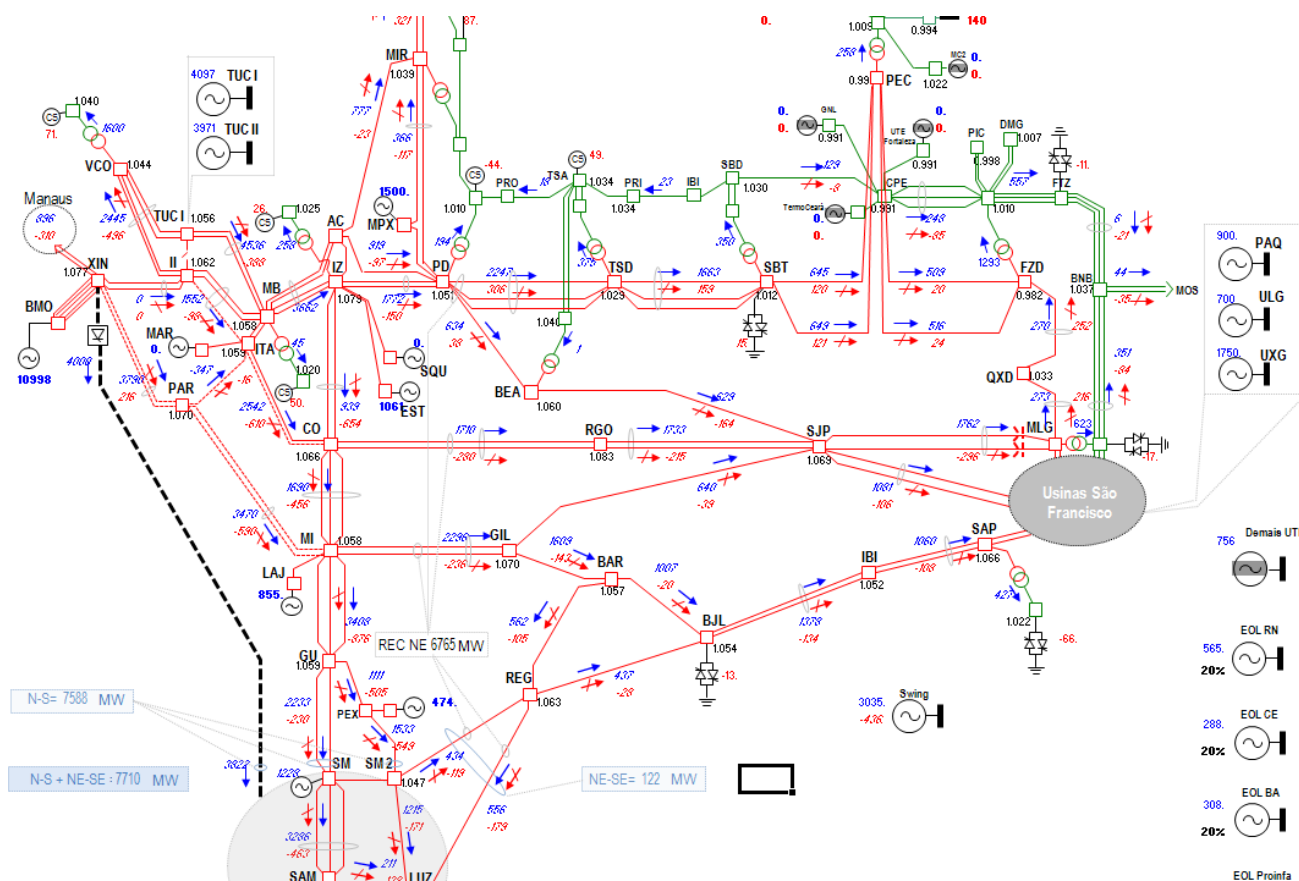


Figura VI.4 – Fluxograma resumido. UHE Belo Monte pleno. Carga Pesada. Horizonte 2017. Cenário Norte exportador para a região SE. Com 1 Bipolo (Terminal Minas).

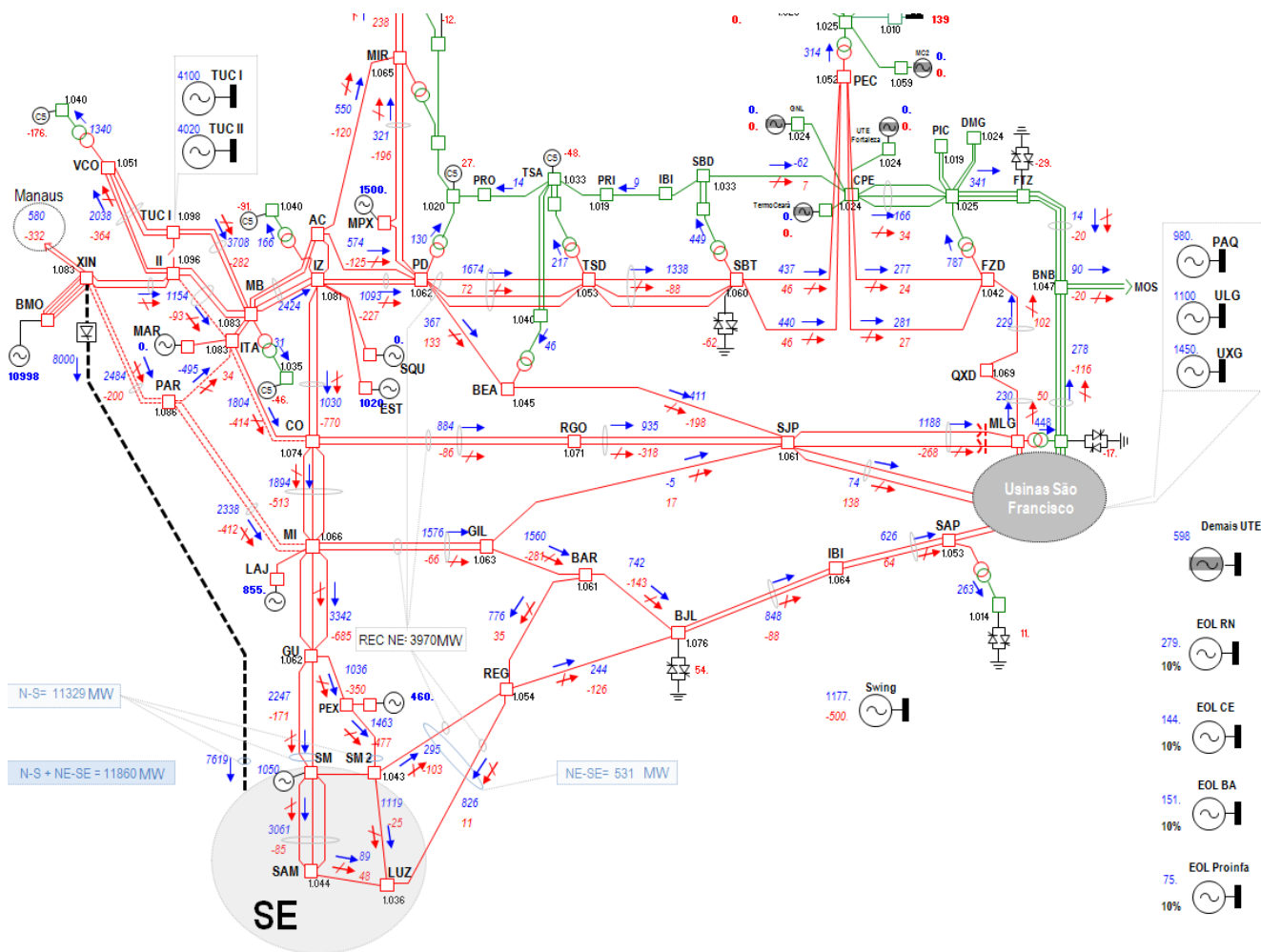


Figura VI.7 – Fluxograma resumido. UHE Belo Monte pleno. Carga Leve. Horizonte 2020. Cenário Norte exportador para a região SE. Com 2 Bipolos (Terminal Minas e Terminal Rio).

A Figura VI.8 e VI.9 apresenta o fluxograma resumido no cenário Norte importador com 1 Bipolo e 2 Bipolos respectivamente.

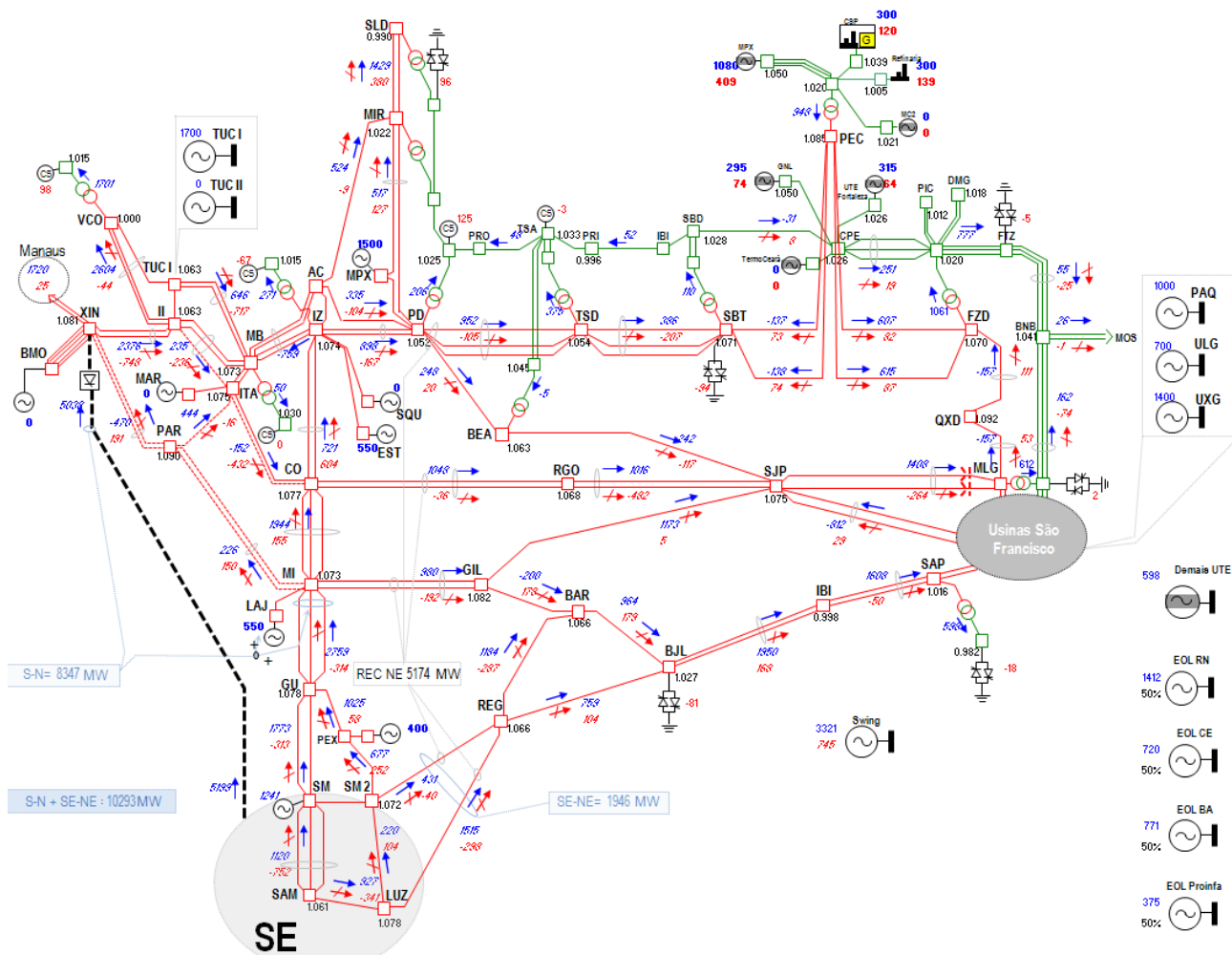


Figura VI.9 – Fluxograma resumido. UHE Belo Monte pleno. Carga Pesada. Horizonte 2020. Cenário Norte importador. Com 2 Bipolo (Terminal Minas e Terminal Rio).

ANEXO VII – MODELOS PRELIMINARES PARA OS ESTUDOS DINÂMICOS DA USINA DE BELO MONTE NO RIO XINGU

VII. 1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O objetivo deste item é apresentar os modelos preliminares dos sistemas de Regulação de Tensão e Regulação de Potência ou Velocidade para a Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Estes modelos foram utilizados nos estudos de avaliação de desempenho dinâmico dessas usinas com o programa de estabilidade eletromecânica ANATEM.

Na fase de preparação da base de dados para os estudos dinâmicos, foram disponibilizados pelos fabricantes diversos modelos para os equipamentos de controle de tensão e velocidade\potência da usina de Belo Monte. Na incerteza de quais equipamentos realmente seriam fornecidos, o grupo de trabalho optou por utilizar apenas os modelos e dados que foram considerados mais completos e consistentes para as análises de desempenho dinâmico das usinas. Desta forma, nos estudos dinâmicos foram considerados, para o regulador de tensão, limitadores e PSS, os modelos fornecidos pela ANDRITZ (CE 130_2012-DFM) e, para o regulador de potência/velocidade, os modelos e parâmetros fornecidos pela ALSTOM para UHE Madeira .

Neste documento são apresentados os ajustes considerados e os resultados de alguns testes de resposta dinâmica dos equipamentos.

VII.2 DADOS DO GERADOR E DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

VII.2.1 Parâmetros do Gerador

Com base nos dados dos geradores e dos transformadores elevadores informados pelo consórcio Norte Energia (CE 130_2012-DFM), a tabela VII.1 e VII.2 apresentam os parâmetros das máquinas adotados para a UHE Belo Monte.

Tabela VII.1 - Dados gerais das unidades geradoras

Fabricantes	Alstom	Andritz	Voith	IMPESA
Tensão Nominal (kV) ± 5%	18,0	18,0	18,0	18,0
Potência Nominal em kVA (potencia nominal do gerador)	679.000	679.000	679.000	679.000
Potência Nominal em kW (potencia nominal da turbina)	620.400	620.400	620.400	620.400
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9
Rotação Nominal (RPM)	85,71	85,71	85,71	90
Frequência (Hz)	60	60	60	60
Quantidade de Unidades Geradores	7	3	4	4
Tipo de Turbinas	Francis	Francis	Francis	Francis
Comprimento conduto forçado (m)				
parte reta	96,027	96,027	96,027	96,027
parte da redução	19,105	19,105	19,105	19,105
Diâmetro conduto forçado (m)				
parte reta	11,60	11,60	11,60	11,60
entrada da redução	11,60	11,60	11,60	11,60
saída da redução	10,417	10,417	10,417	10,417
Constante inércia da água – Cx. Espiral Tw(s)	0,620	0,620	0,620	0,59
Constante inércia da água – Tubo Sucção Tw(s)	0,43	0,43	0,43	0,45
Constante inércia da água – Conduto forçado - parte reta Tw(s)	0,950	0,950	0,950	0,82
Constante inércia da água – Conduto forçado - parte da redução Tw(s)	0,220	0,220	0,220	0,19

Tabela VII.2 Dados Básicos dos Geradores (reatâncias não saturadas)

Fabricante	Tubina	Quant	Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X'q (%)	X''d (%)	Xl (%)	T'do (s)	T'qo (s)	T''do (s)	T''qo (s)	Ra (%)	H ^(*) (s)	D	S _{base} (MVA)	V _{base} (kV)
Alstom	Francis	7	100	70	35	70	27	18	7,60	0,00	0,10	0,18	0,17	4,5	2	679	18
Andritz	Francis	3	95	70	31	70	22	14	10,9	0,00	0,07	0,12	0,14	4,5	2	679	18
Voith	Francis	4	102	74	35	74	28	13	7,4	0,00	0,09	0,01	0,16	4,5	2	679	18
Impsa	Francis	4	100	69	33	69	26	18	9,22	0,15	0,08	0,15	0,197	5,7	3,77	679	18

Curva de Saturação				
Fabricante	N°.	Tipo	Ag	Bg
Alstom		-	0,0193	8,322
Andritz	v. item 3.1.4	-	0,0154	7,9316
Voith		-	0,0351	6,5266
Impsa	v. item 3.2.4	-	0,0351	6,388

Notas: (*) - H do conjunto turbina + gerador

VII.2.2 Sistema de Excitação

Nos itens a seguir serão apresentadas as funções de transferência e parâmetros referentes ao sistema de excitação que foram modelados no programa ANATEM. O modelo completo do regulador automático de tensão em formato CDU é apresentado no Item V.5.

▪ **REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO E EXCITATRIZ**

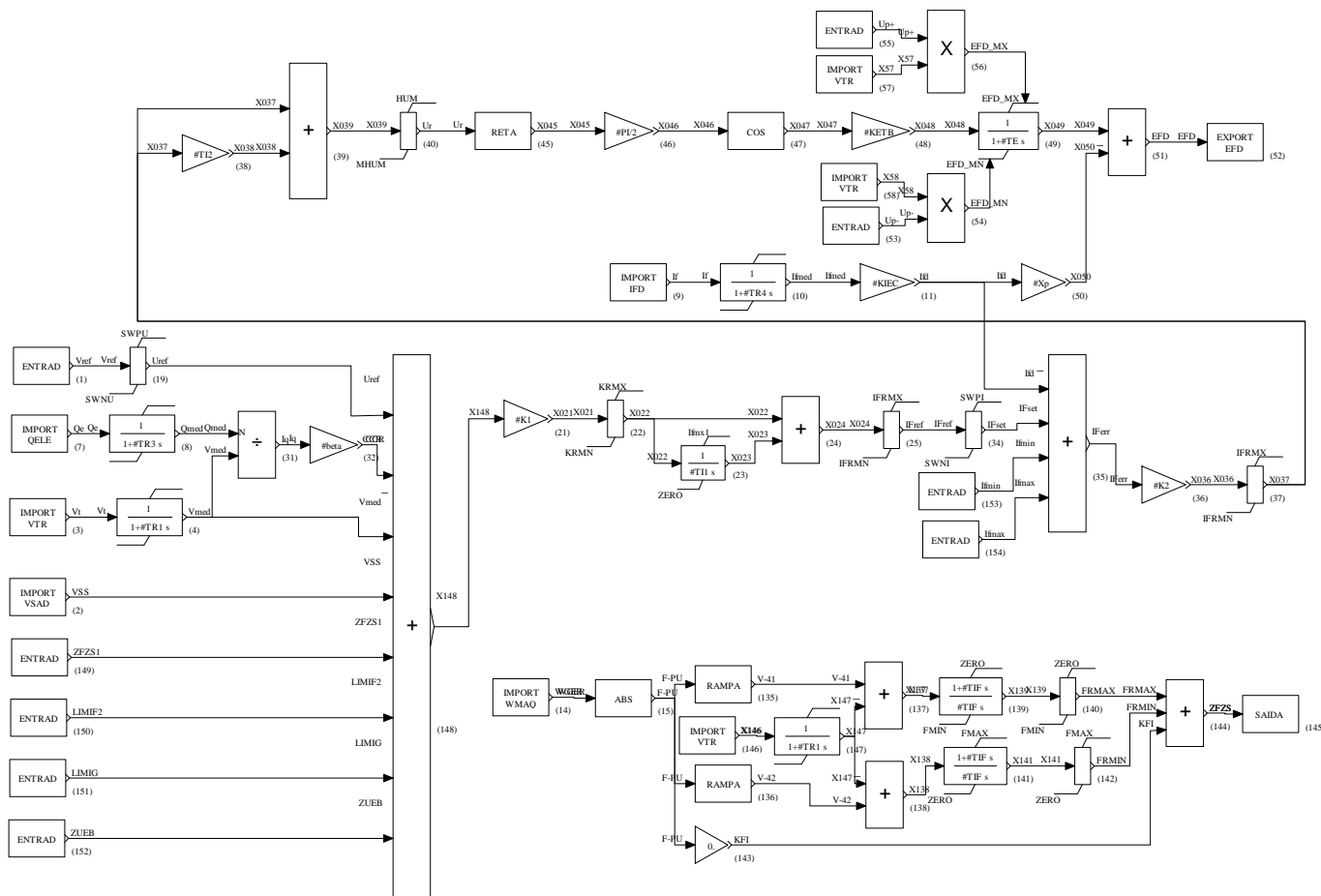


Figura VII.1 – Diagrama de blocos do Regulador Automático de Tensão

▪ **LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO E SOBREEXCITAÇÃO**

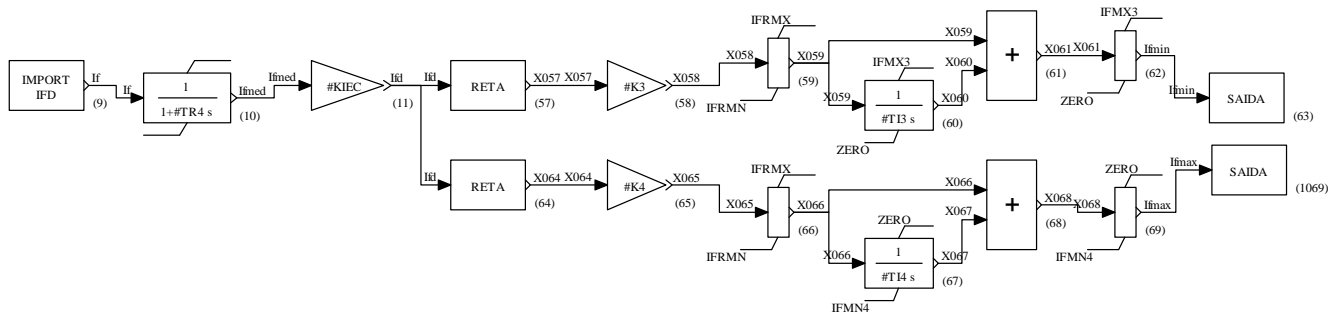


Figura VII.2 – Diagrama de blocos do limitador de subexcitação e sobreexcitação

▪ **LIMITADOR VOLT/HERTZ**

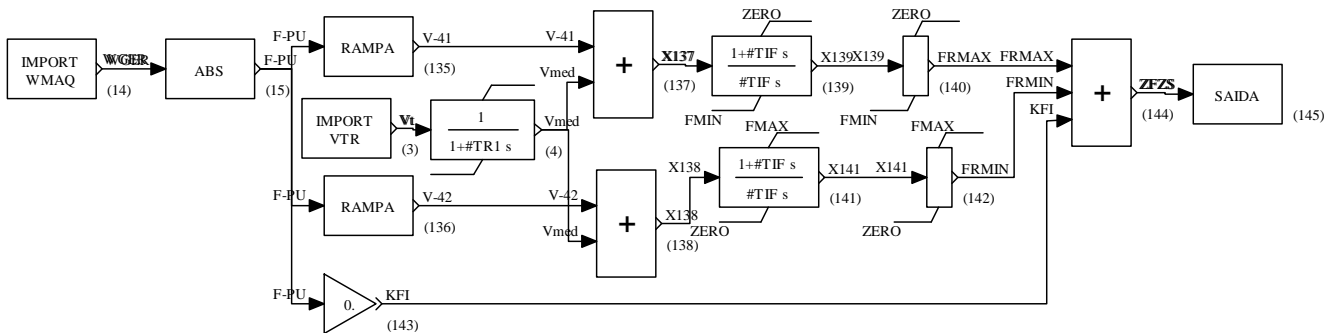


Figura VII.3 – Diagrama de blocos do limitador Volt/Hertz

▪ **LIMITADOR DE CORRENTE**

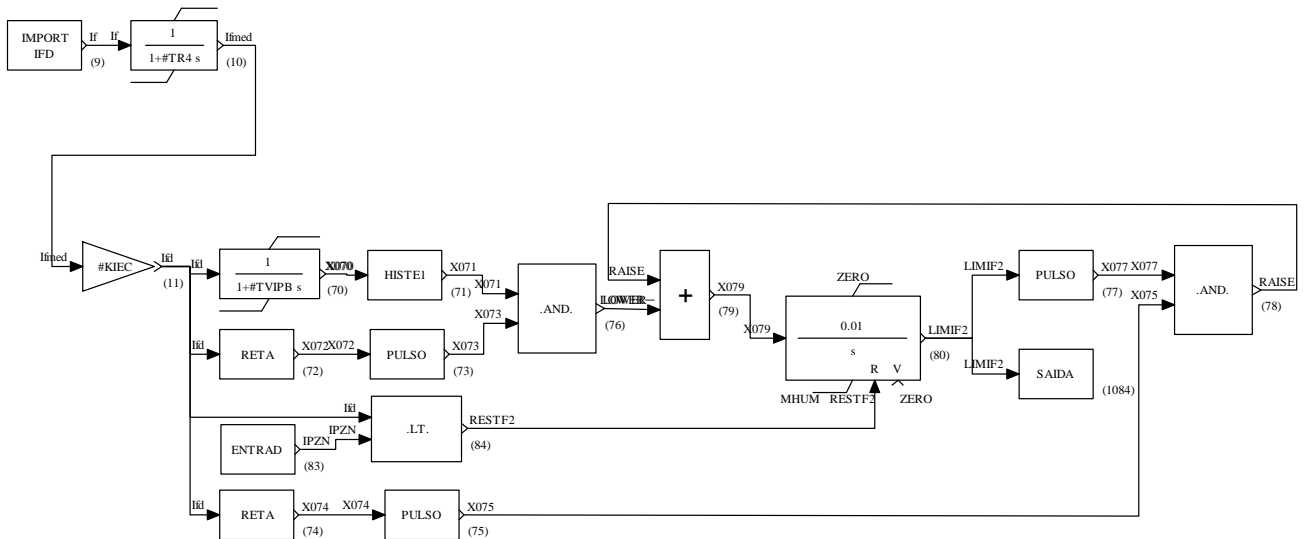


Figura VII.4 – Diagrama de blocos do limitador de corrente.

▪ **LIMITADOR DE CORRENTE DO ESTATOR**

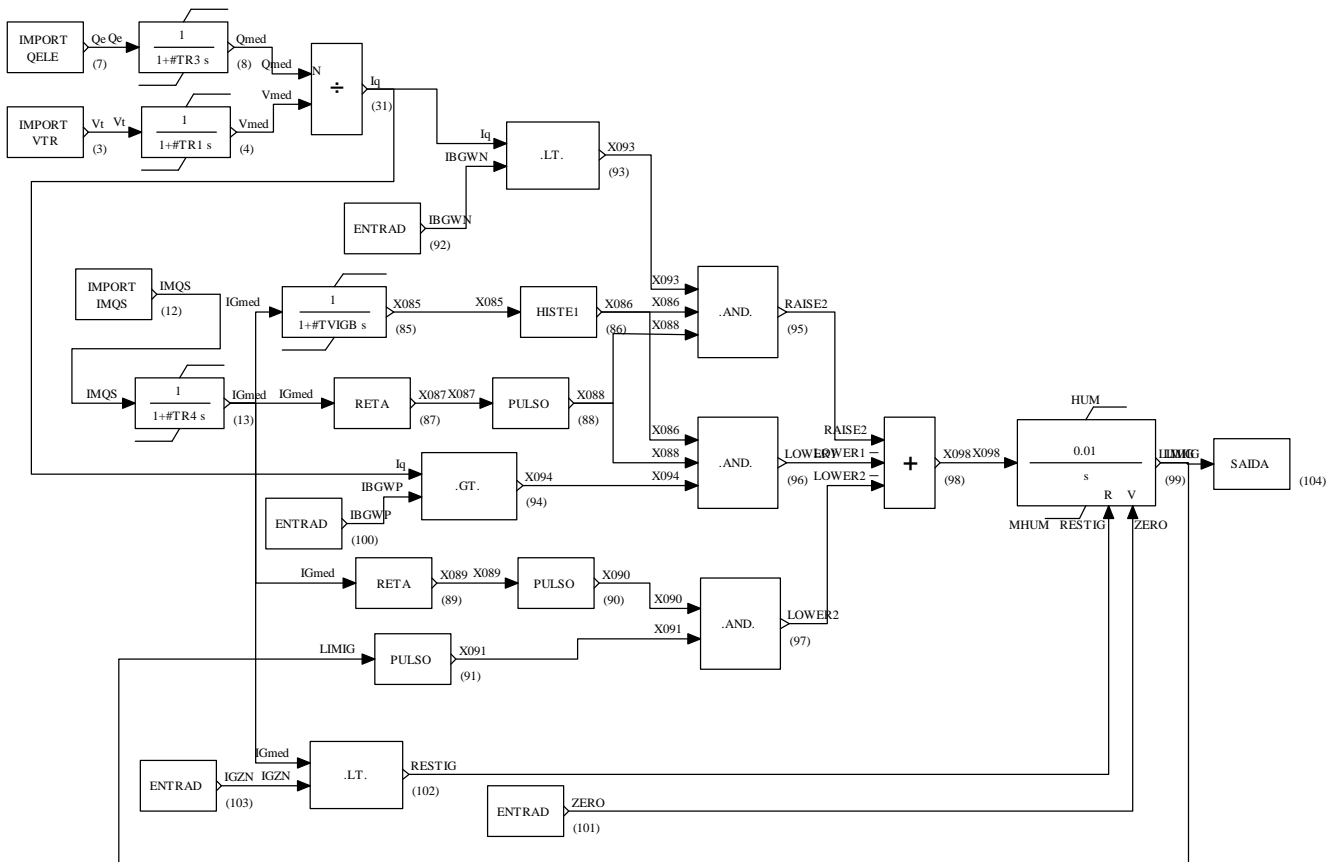


Figura VII.5 – Diagrama de blocos do limitador de corrente do estator.

▪ **LIMITADOR DE ÂNGULO DE CARGA**

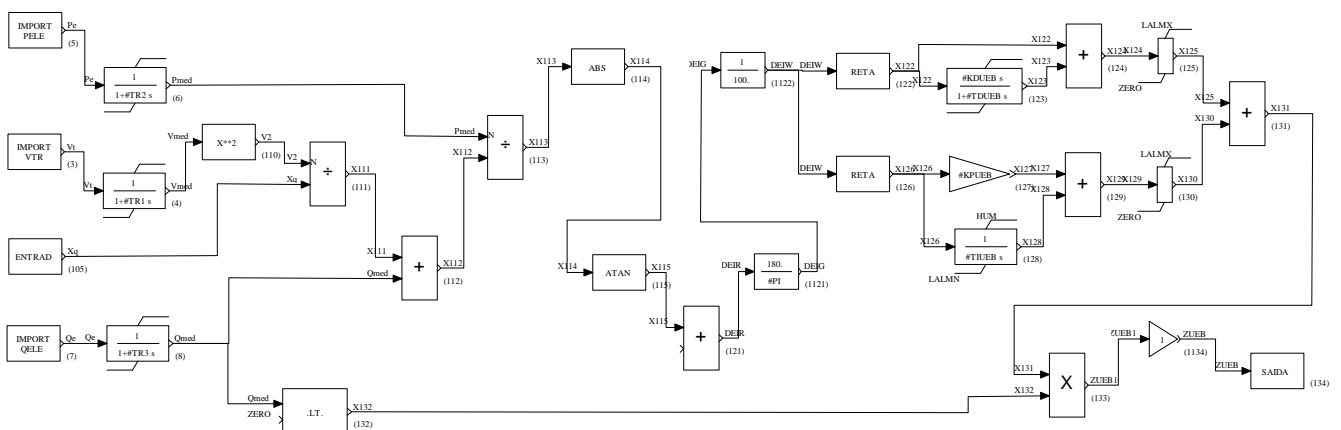


Figura VII.6 – Diagrama de blocos do limitador de ângulo de carga.

▪ **SINAL ADICIONAL ESTABILIZADOR (PSS 2A)**

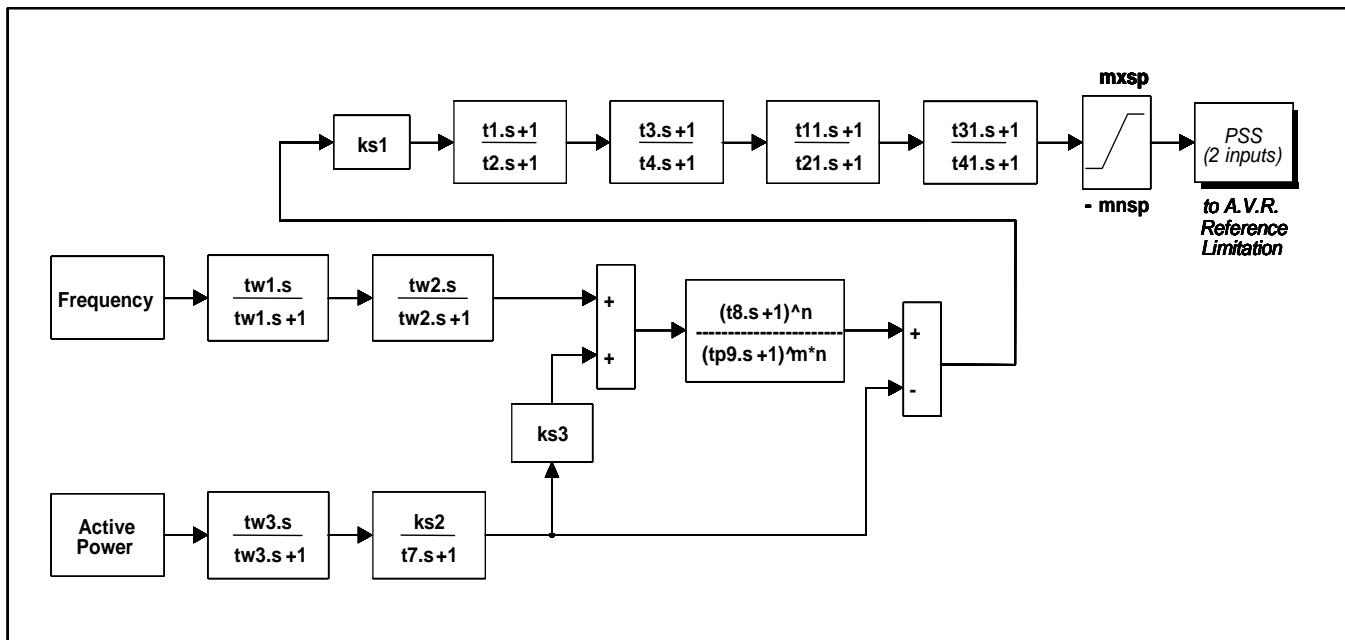


Figura VII.7 – Diagrama de blocos do PSS2A

VII.2.3 Testes no Sistema de Excitação

Para verificar se o sistema de excitação das unidades geradoras foi modelado corretamente e avaliar os ajustes de seus parâmetros, foram simulados alguns testes no RAT utilizando o programa ANATEM.

- **DEGRAU NA REFERÊNCIA DO RAT COM GERADOR EM VAZIO**

A figura 6 apresenta a variação da tensão terminal para a aplicação de um degrau de 5% na referência do RAT da UHE Belo Monte, com o gerador em vazio, desconectado do sistema, considerando os parâmetros de gerador da tabela V.1 e os ajustes do sistema de excitação apresentados no Item VII.5. A tabela VII.3 apresenta os índices de desempenho obtidos.

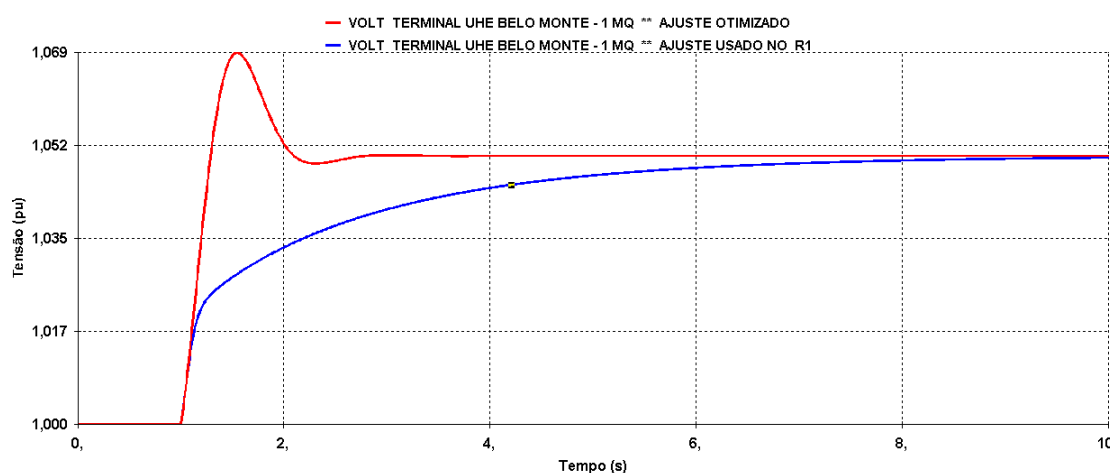


Figura VII.8 – Degrau de 5% RAT de Belo Monte em Vazio – Variação da Tensão Terminal (pu)

Conforme observado na figura anterior os ajustes utilizados na curva vermelha apresentam um desempenho melhor do sistema de excitação que os ajustes usados neste relatório de detalhamento, curva azul. Apesar de ser possível otimizar os ajustes, com pode ser visto na curva vermelha, de forma a ter uma robustez maior, foram utilizados neste relatório de detalhamento os ajustes propostos na curva em azul.

▪ **DEGRAU NA REFERÊNCIA DO RAT COM GERADOR EM CARGA**

Para verificar os ajustes do Regulador de Tensão e do PSS, com as unidades geradoras em carga nominal, foram realizadas simulações de aplicação de degrau na referência do RAT do gerador equivalente da usina de Belo Monte, considerando 1 unidade geradora com uma carga 611 MW. As figuras VII.7 a VII.10 apresentam as variações da tensão terminal, tensão de campo, potência ativa e saída do sinal estabilizador de potência (PSS).

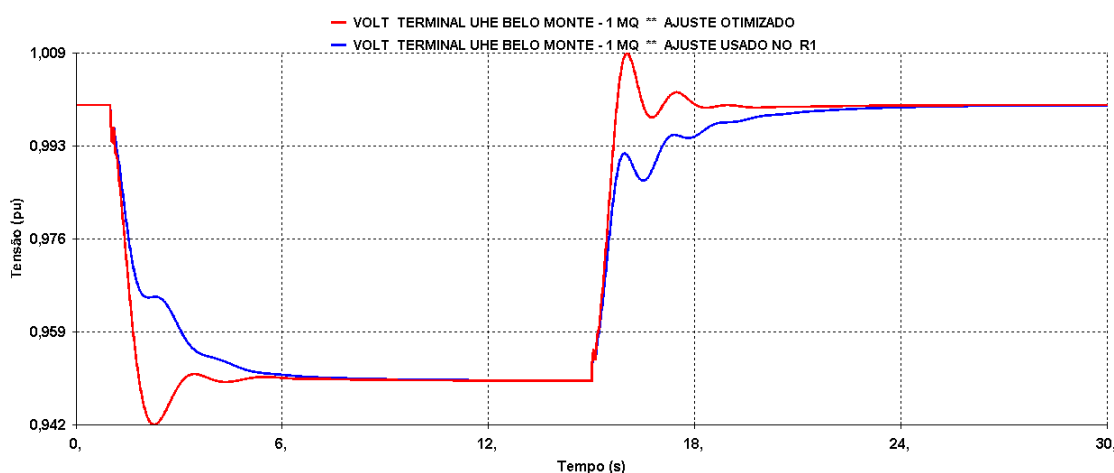


Figura VII.9 – Degrau de +/-5% no RAT de Belo Monte – Variação da Tensão Terminal (pu)

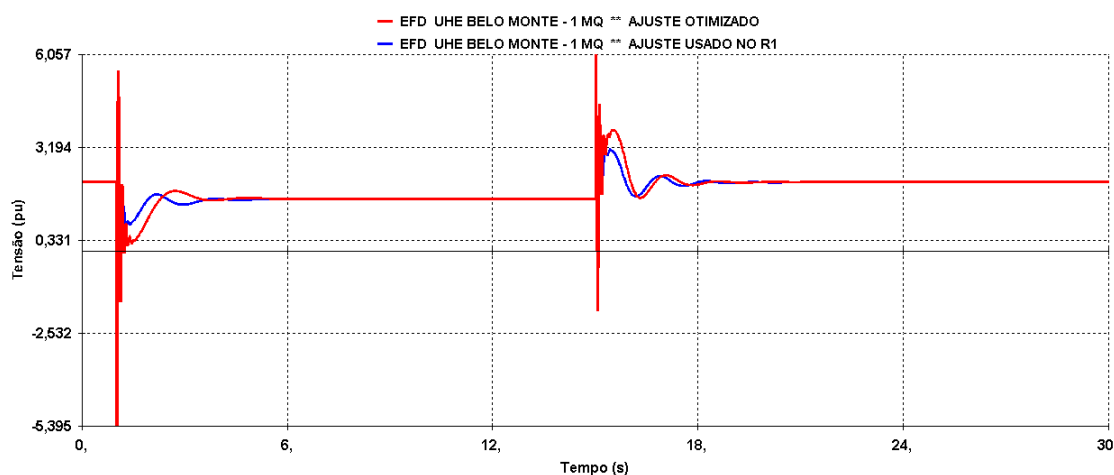


Figura VII.10 – Degrau de +/-5% no RAT de Belo Monte – Variação da Tensão de Campo (pu)

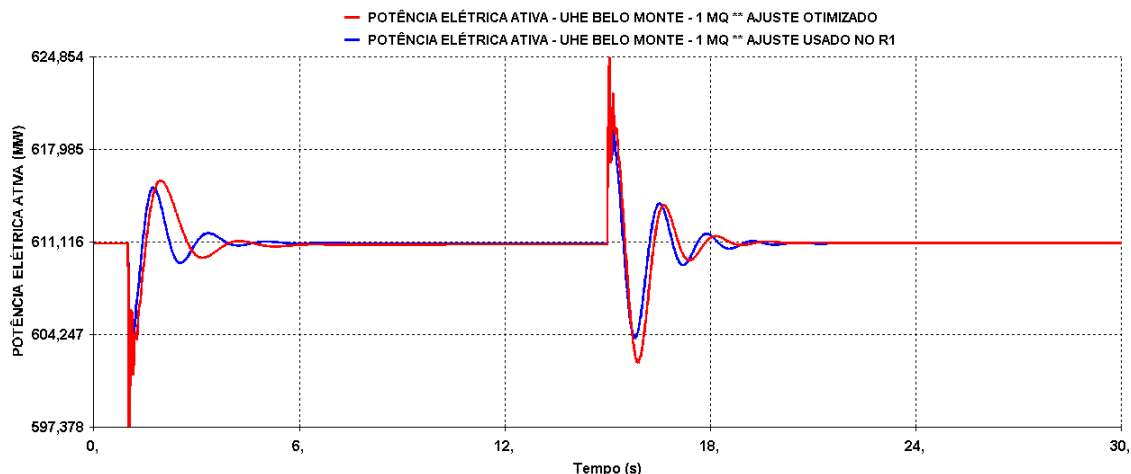


Figura VII.11 – Degrau de -/+5% no RAT de Belo Monte – Variação da P. Elétrica (MW)

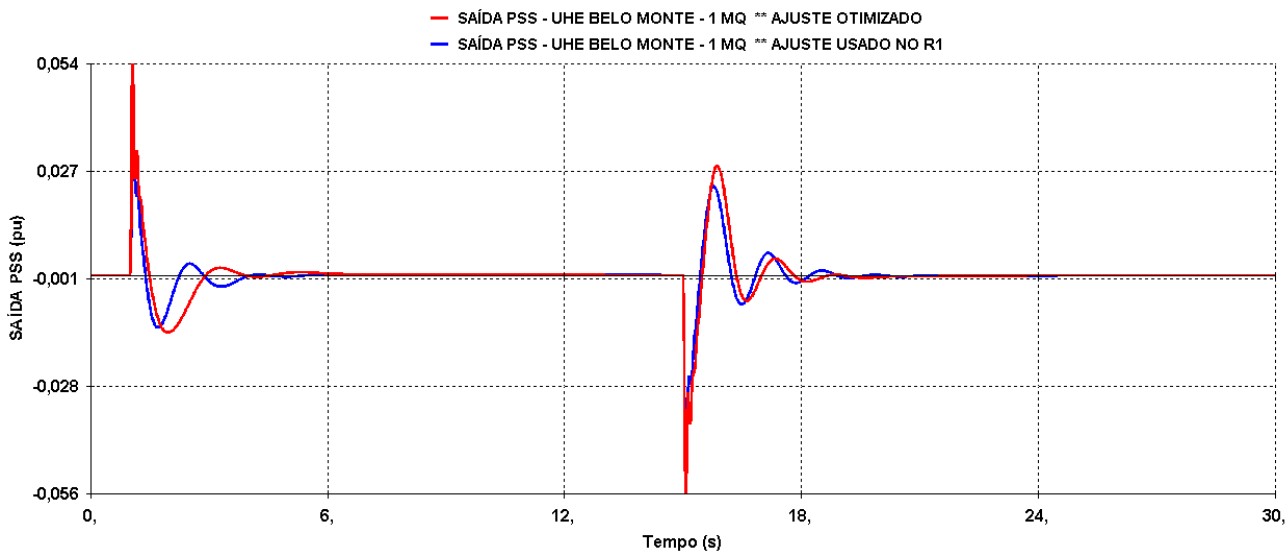


Figura VII.12– Degrau de -/+5% no RAT de Belo Monte – Sinal de Saída do PSS (pu)

A figura VII.13 mostra o desempenho do PSS e a potência elétrica de um gerador de Belo Monte quando aplicado um degrau de -5% no RAT, considerando os ajustes usados neste relatório de detalhamento.

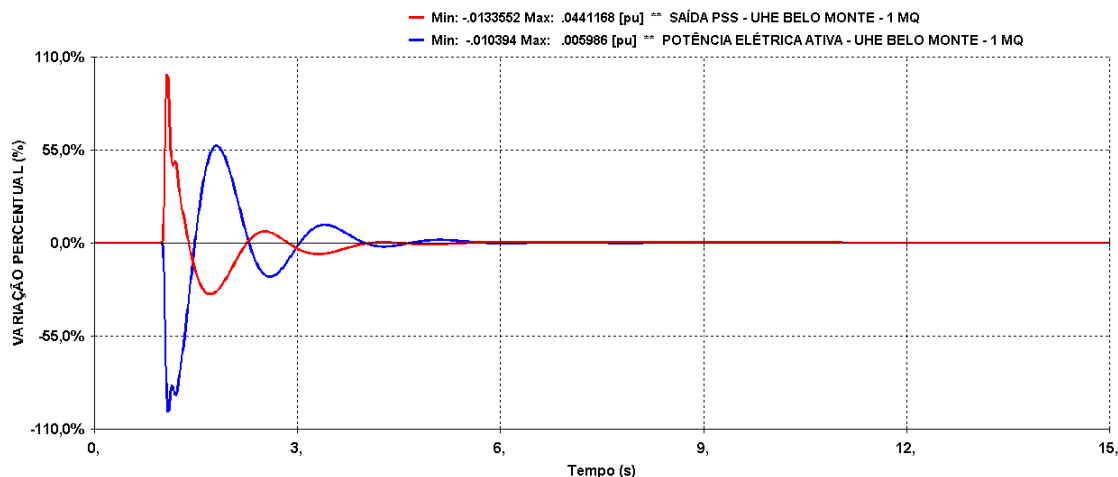


Figura VII.13 – Degrau de -5% no RAT de Belo Monte – Variação percentual do sinal de Saída do PSS (pu) e potência elétrica (pu), considerando ajustes usados neste relatório de detalhamento.

▪ **CONCLUSÕES SOBRE OS MODELOS DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO**

Os modelos preliminares para o sistema de excitação da Usina de Belo Monte utilizados no programa de estabilidade eletromecânica ANATEM foram desenvolvidos em CDU e estão apresentados no Item VII.5.

Os parâmetros utilizados nos limitadores do sistema de excitação não foram fornecidos nos documentos recebidos do fabricante.

Para os testes realizados os modelos apresentaram resultados satisfatórios, sendo necessária uma avaliação do desempenho dinâmico das usinas para situações de emergência mais críticas para confirmar a adequação dos ajustes considerados para os controles.

VII.3. SISTEMAS DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA/VELOCIDADE E MALHA HIDRÁLICA

Nos itens a seguir serão apresentadas as funções de transferência e parâmetros referentes aos sistemas de regulação de potência/velocidade e malha hidráulica e que foram modelados no programa ANATEM. O modelo completo do Regulador de Potência/Velocidade em formato CDU é apresentado no Item VII.5.

VII.3.1 Regulação de Potência de Potência/Velocidade e Malha Hidráulica

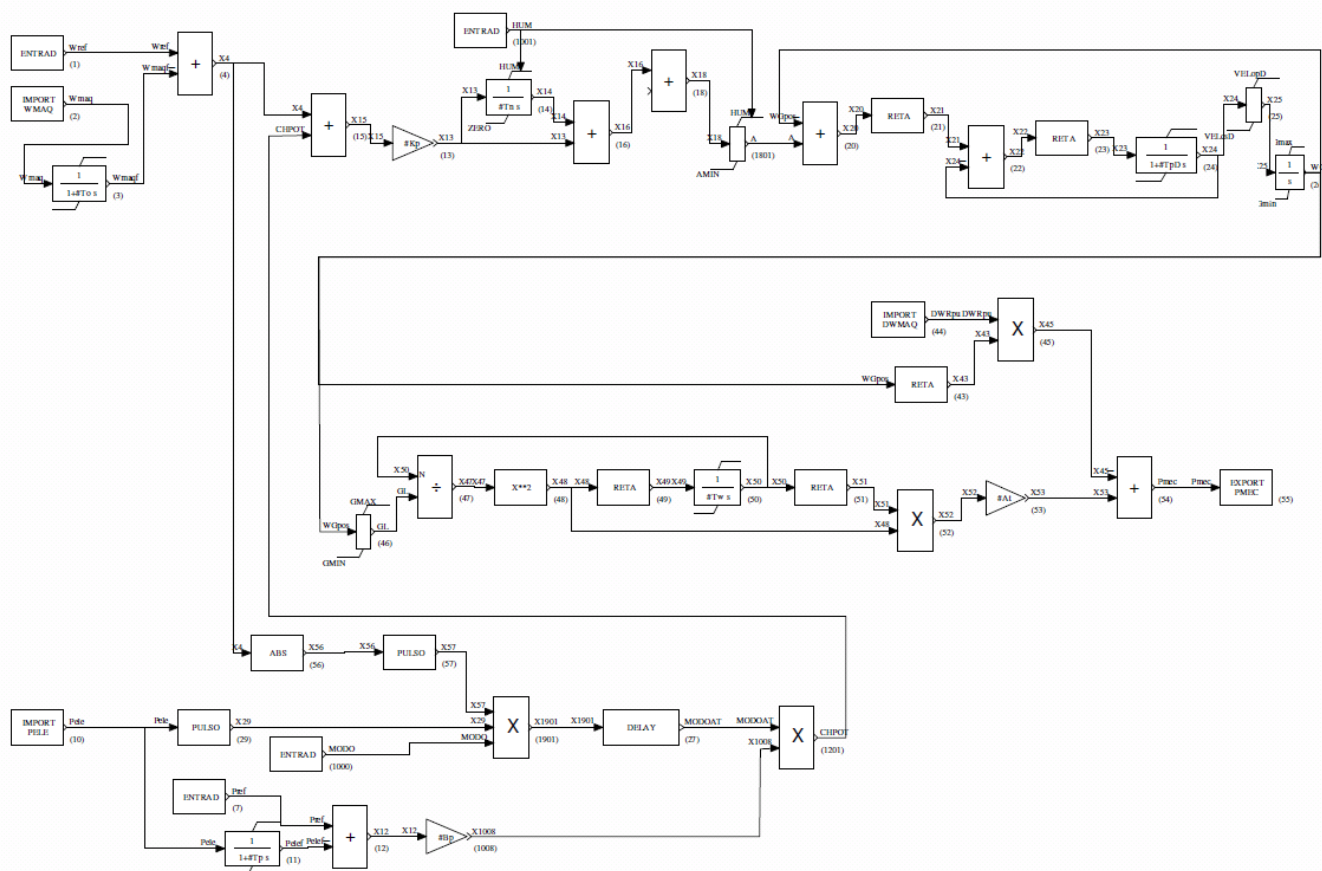


Figura VII.14 – Regulação de Potência de Potência/Velocidade e Malha Hidráulica

VII.3.5 Testes nos Sistemas de Regulação de Potência e Velocidade

Para verificar se os sistemas de regulação de potência e de velocidade das unidades geradoras foram modelados corretamente e avaliar os seus ajustes, foram realizados alguns testes dinâmicos utilizando o programa ANATEM.

▪ **DEGRAU NA REFERÊNCIA DO REGULADOR DE POTÊNCIA**

Para avaliar o desempenho do Regulador de Potência foram realizadas simulações de aplicação de degrau e -2% na referência de potência da UHE Belo Monte considerando 1 unidade geradora com uma carga total de 611 MW e a mesma configuração para o sistema de transmissão dos testes anteriores.

A figura VII.15 apresenta as variações da potência ativa e da posição do distribuidor quando aplicado o degrau de -2% na referência de potência da UHE Belo Monte.

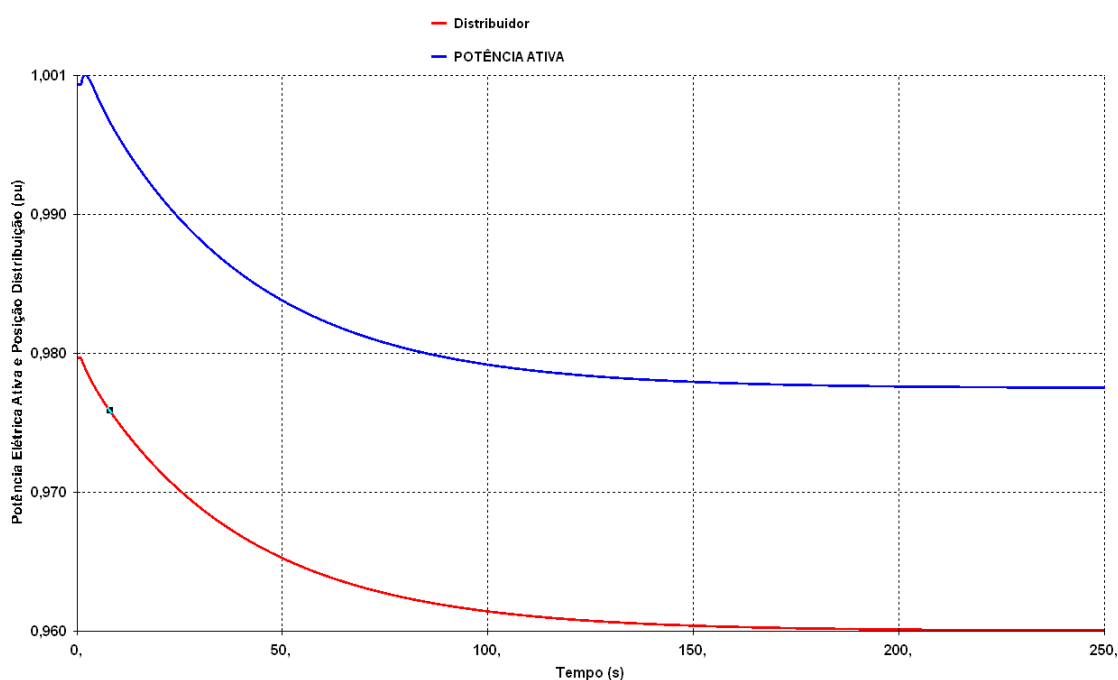


Figura VII.15 – Degrau de -2% na referência de Potência do RV – P. Ativa e Posição do Distribuidor

▪ **REJEIÇÃO TOTAL DE CARGA**

A figura VII.16 apresenta as variações da frequência da UHE Belo Monte para uma rejeição total de carga da usina. Inicialmente a usina operava em controle de potência e com a rejeição de carga ocorreu a comutação automática para controle de velocidade para limitar a sobrefrequência máxima.

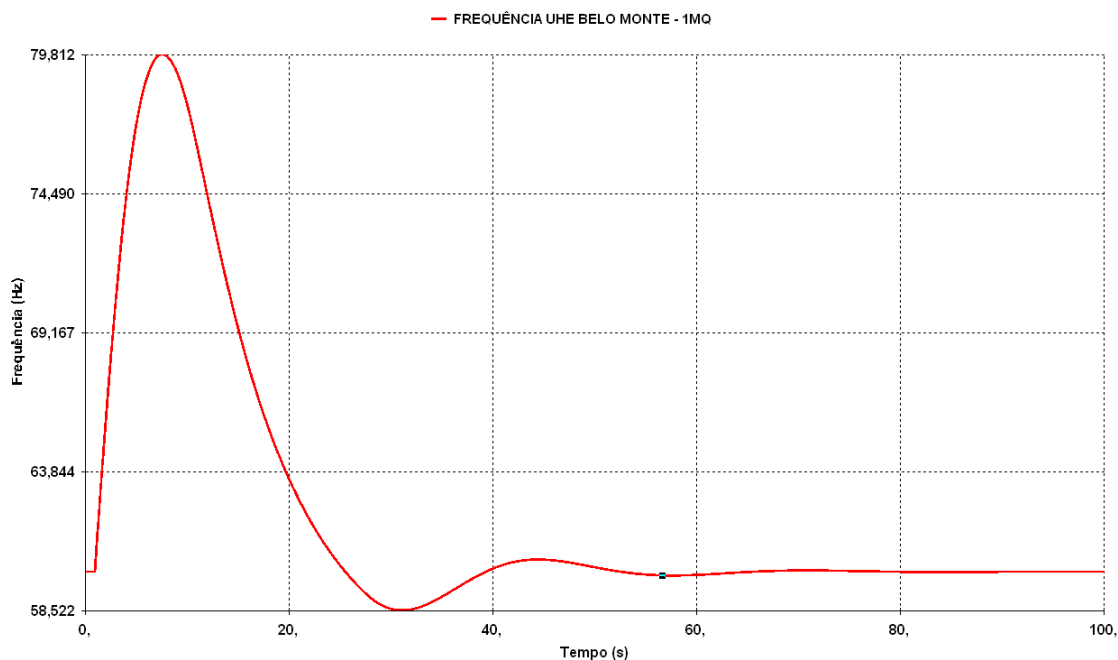


Figura VII.16 – Variação da Frequência da UHE Belo Monte durante rejeição total

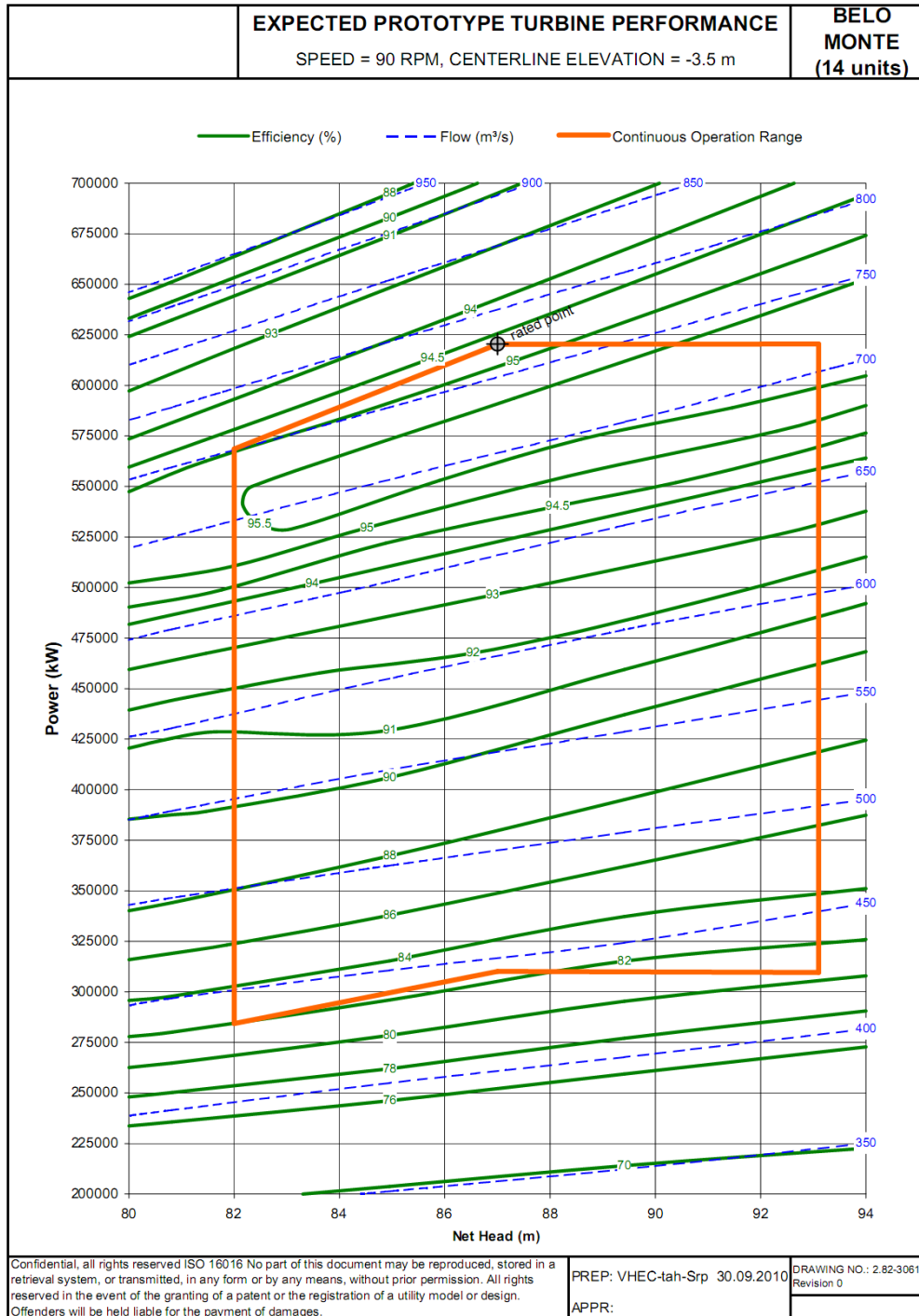
▪ **CONCLUSÕES SOBRE OS MODELOS DE REGULAÇÃO DE POTÊNCIA E VELOCIDADE**

Os modelos preliminares para o sistema de regulação de potência/velocidade das turbinas tipo francis de Belo Monte para o programa de estabilidade eletromecânica ANATEM foram desenvolvidos em CDU e estão apresentados no Item VII.5.

Os modelos apresentaram resultados satisfatórios para os testes realizados. Os parâmetros utilizados não foram fornecidos pelos fabricantes e seus ajustes não visaram a máxima otimização.

VII. 4. CURVAS ASSOCIADAS À OPERAÇÃO DOS GERADORES

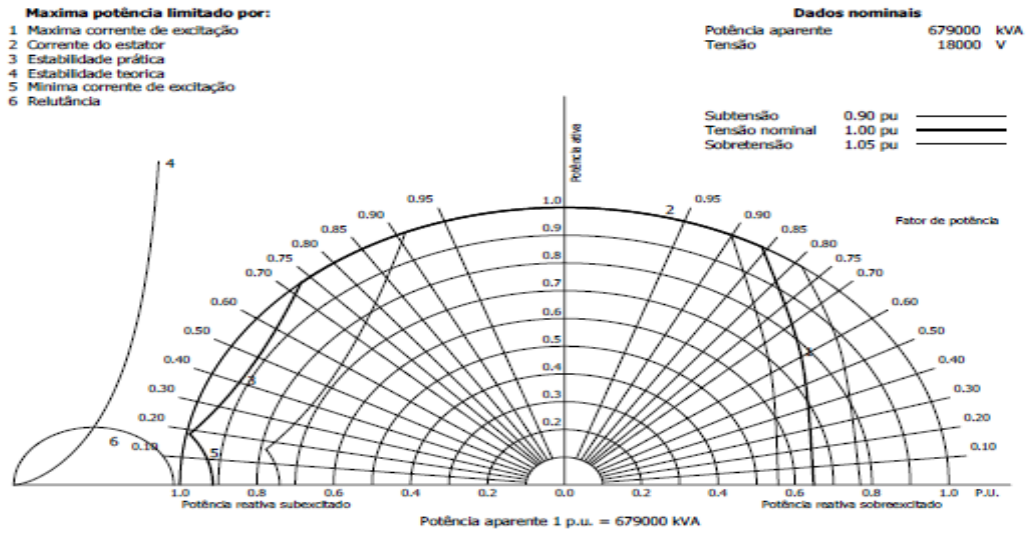
VII.4.1 Curvas de Colinas



VII.4.2 Curva de Capacidade (Atualização_R1)

▪ **Alstom**

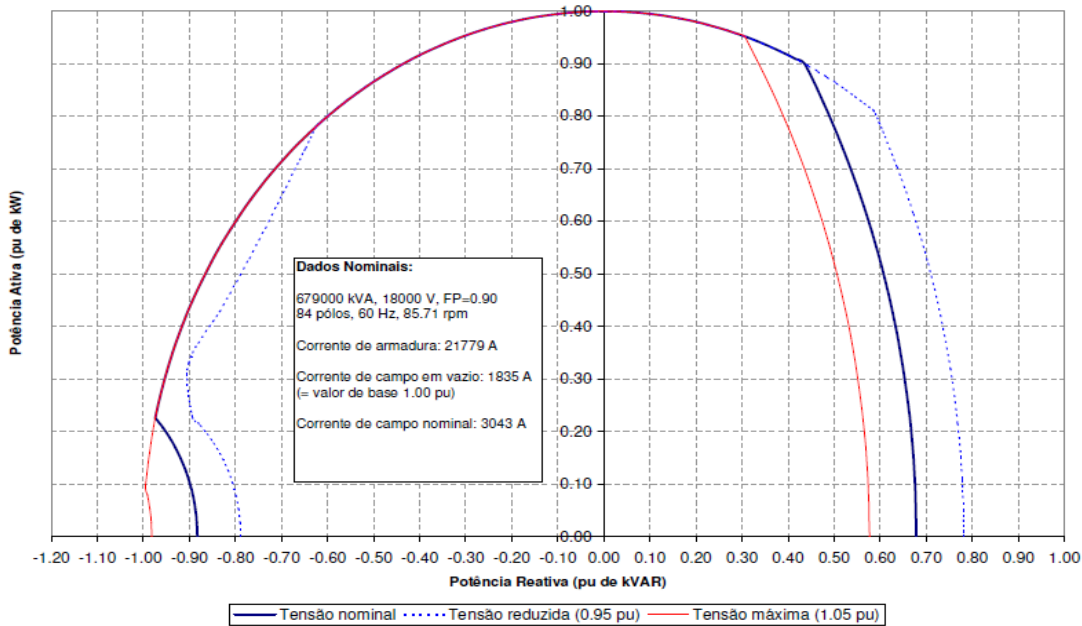
**Maximum continuous output 679000 kVA (1,00 pu)
Maximum output at rated-, over- and undervoltage**



▪ **Andritz**



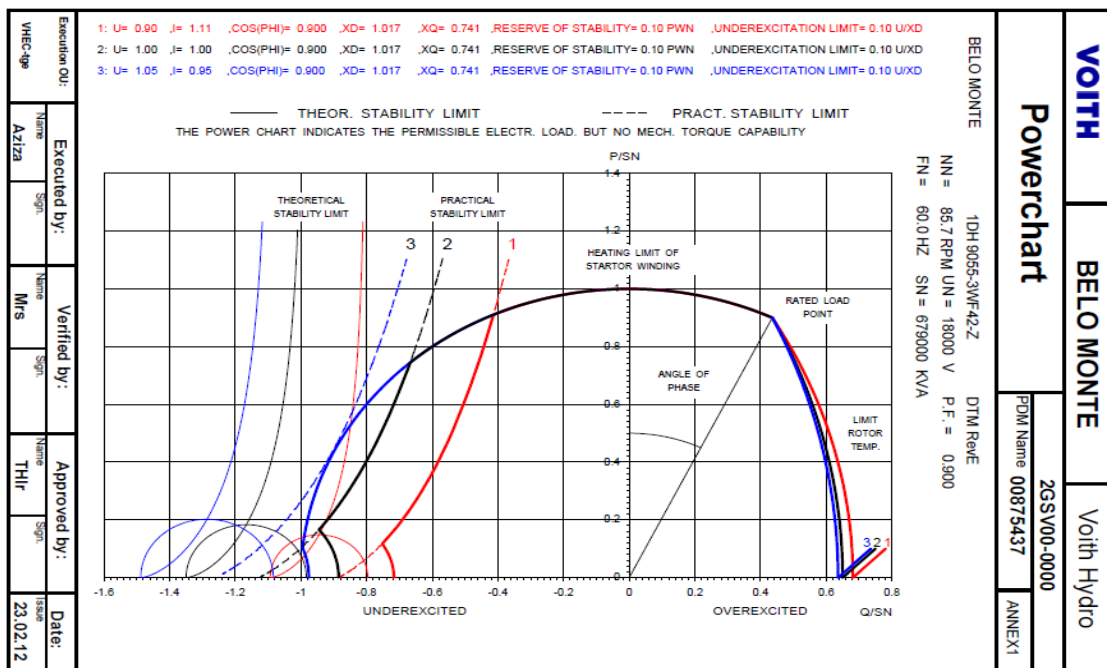
Belo Monte 85.71rpm - Curvas de Capabilidade do Gerador



Preparado por: TCuyabano

Andritz Hydro Inepar do Brasil S.A.

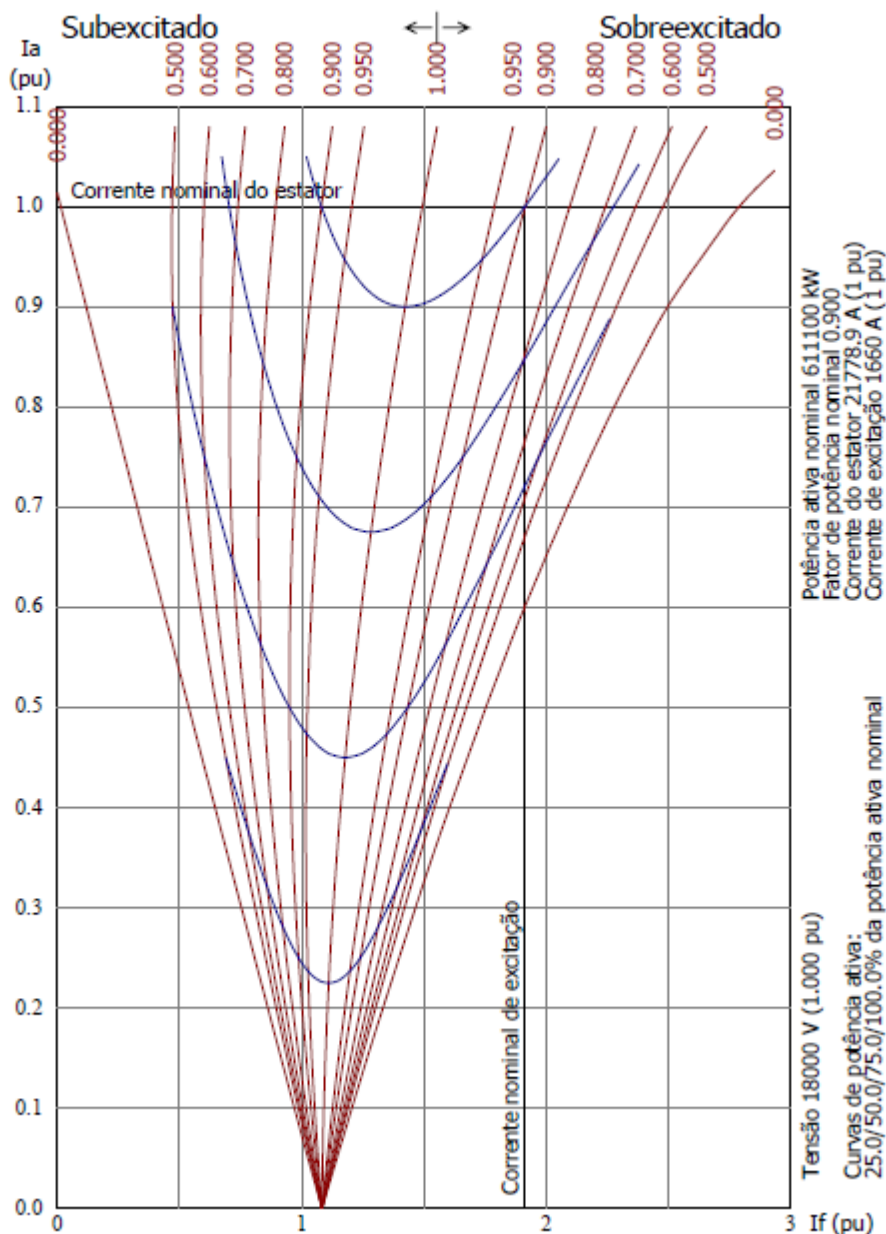
▪ **Voith**



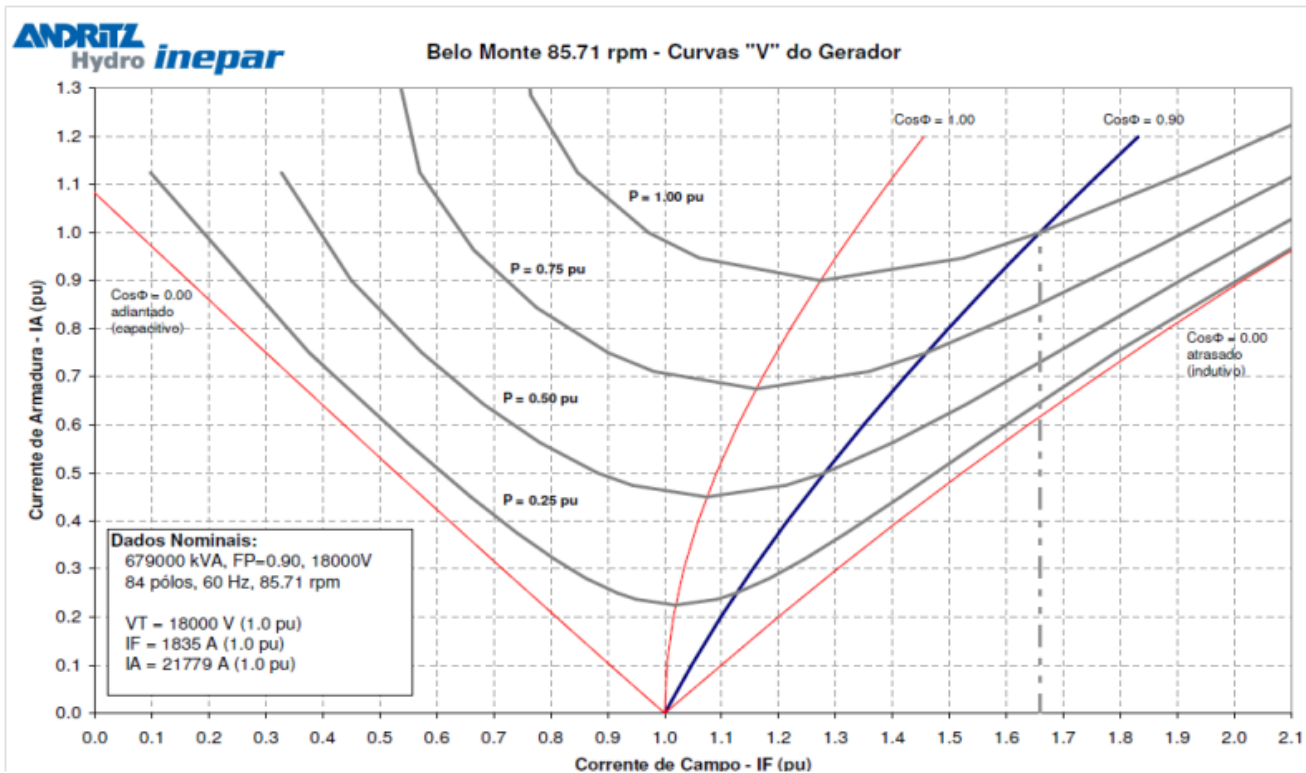
VII.4.3 Curvas V (Atualização_R1)

- **Alstom**

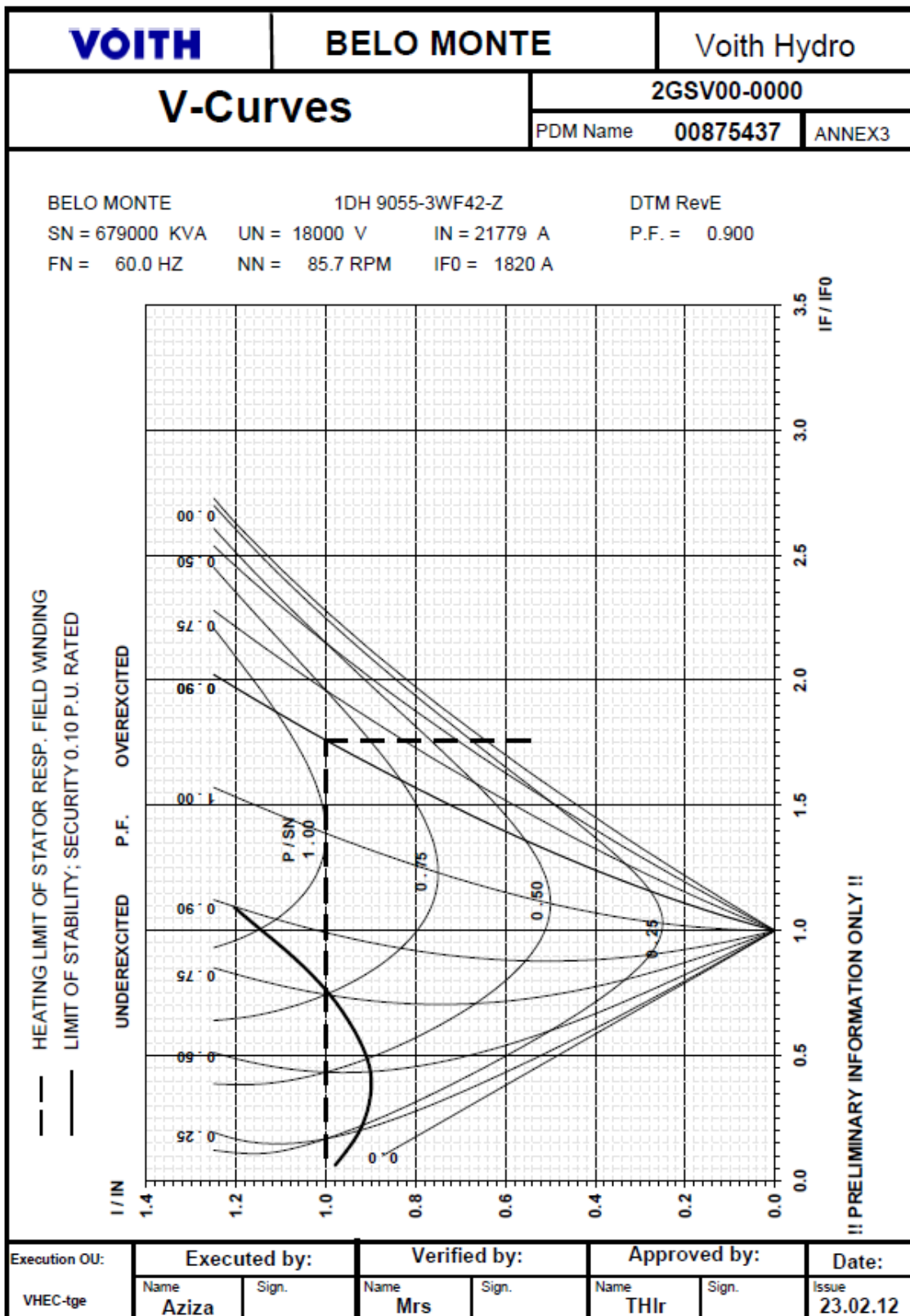
Voltage 18000 V (1,00 pu)
Active power curves at 25/50/75/100 % of rated active power



▪ **Andritz**



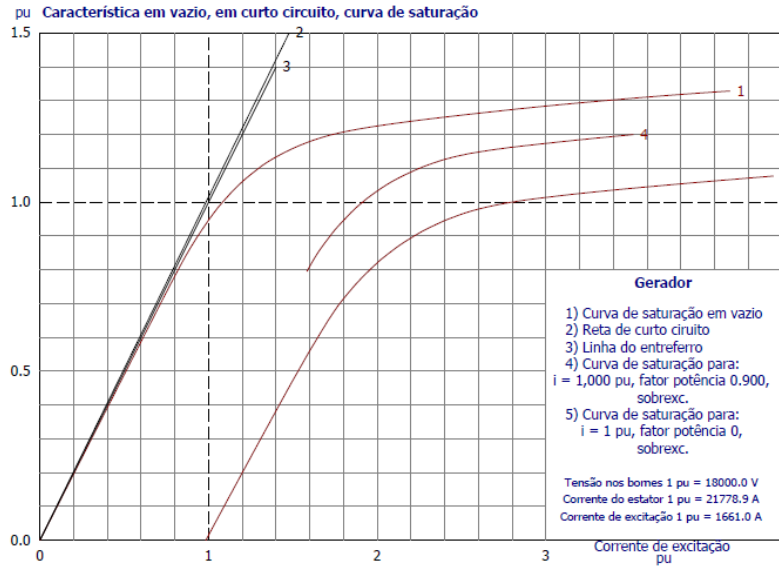
▪ **Voith**



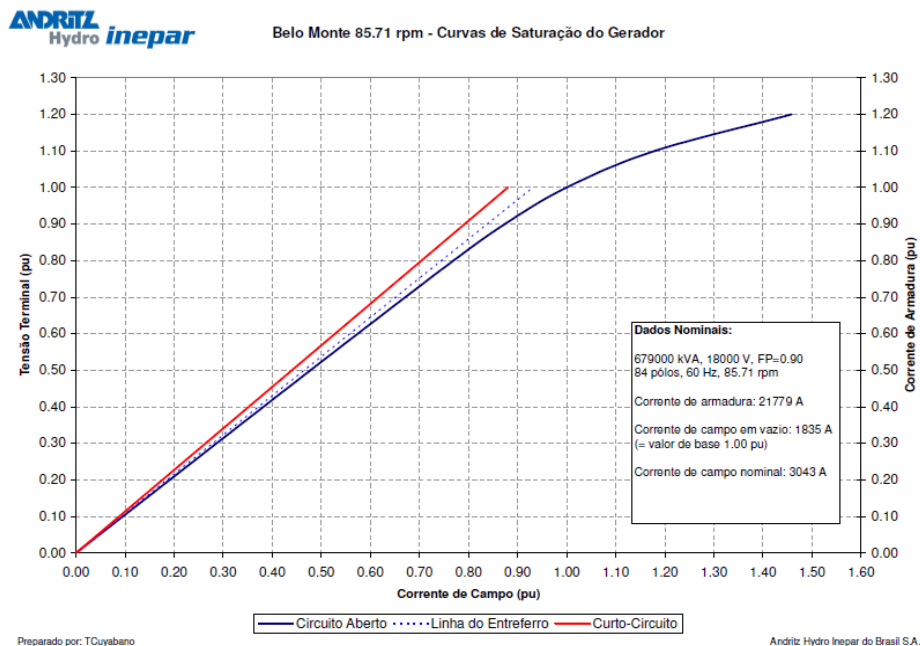
VII.4.4 Curvas de Saturação (Atualização_R1)

▪ **Alstom**

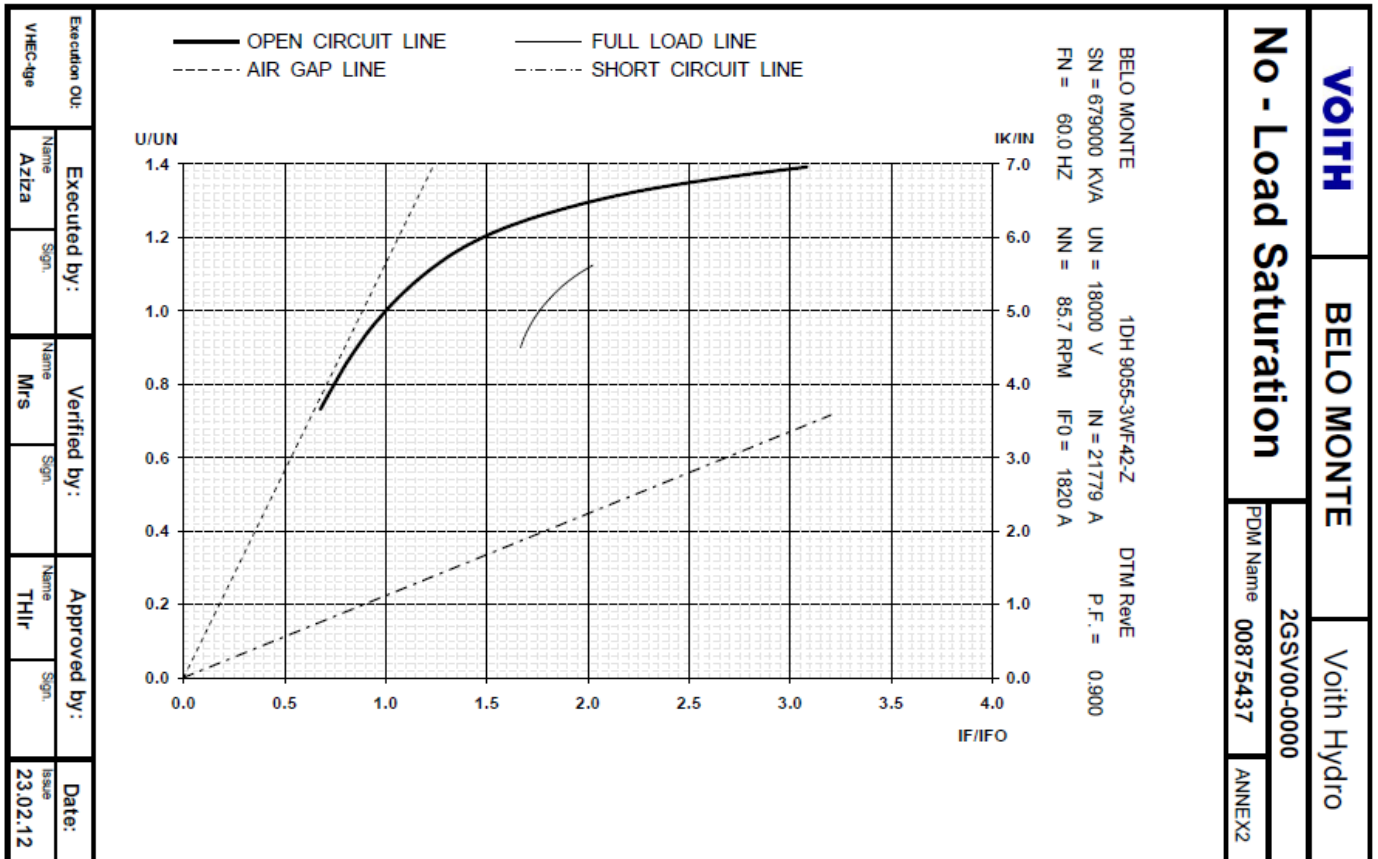
Generator operation
Output saturation at 21779 A (1,00 pu), $\cos \phi = 0,900$, OverExcited



▪ **Andritz**



▪ **Voith**



VII. 5. MODELOS DAS USINAS DE BELO MONTE PARA O PROGRAMA ANATEM

```

DCDU
(-----)
(ncdu) ( nome cdu )
80501 RT_BMONT-14MQ (ANDRITZ)
(-----)
(-----)
(-----)
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----)
( General Variables
DEFPAR #alfa      0.00  Active Power Compensation (Droop) Factor
(DEFPAR #beta    -0.05  Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #beta      0.0   Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #TR1      0.0500 0.0226 Time Const. Voltage Sensing
DEFPAR #TR2      0.0500 0.0226 Time Const. Active Power Compensation
DEFPAR #TR3      0.0500 0.0226 Time Const. Reactive Power Compensation
DEFPAR #TR4      0.0177 Time Const. Field current Sensing
DEFPAR #KIEC     0.3378 KIEC = Ifag/Ifn 1pu/2.96pu - [dado velho de 2011 1PU/2.51PU-2.519pu](modelo maquina NESA)
(KIEC = Field current in air-gap for nominal stator current/field current at nominal rated power
(
( Thyristor bridge
DEFPAR #PI/2     1.570796326795
DEFPAR #KETB     6.2291 Amplification Excitation Transformer and Rectifier
DEFPAR #TE       0.0014 Time Const. Rectifier
DEFPAR #Xp      0.2235 Voltage Drop in Power Circuit
DEFPAR #Up+     6.2054 Pos. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Current
DEFPAR #Up-    -5.3947 Neg. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Currenr
(
( Voltage Regulator - PID 1
DEFPAR #K1       2.5   Proportional Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #KD1      0.000 Differential Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #TB1      0.000 Differential-Damping Const. Voltage Regulator
DEFPAR #TI1      0.65  0.20 0.120 Integration Const. Voltage Regulator
DEFPAR #SWPU     1.10  1.80 VOLTAR COM=1.10 Upper limit set value Voltage Regulator
DEFPAR #SWNU     0.90  0.50 VOLTAR COM =0.90 0.50 Lower limit set value Voltage Regulator
(
( Current Regulator - PID 2
DEFPAR #K2       5.8   5.8 8.8Proportional Amplification Current Regulator
DEFPAR #TI2      0.00  Integration Const. Current Regulator
DEFPAR #SWPI     2.000 Upper limit set value Current Regulator
DEFPAR #SWNI    -0.100 -2.000teste 0.100-Voltar com este valor --- Lower limit set value Current Regulator
(
( Minimum Field Current Limiter - PID 3
DEFPAR #K3       1.0000 Proportional Amplification Min1 Regulator
DEFPAR #TI3      0.8000 Integration Const. Min1 Regulator
DEFPAR #Ifmnr   0.0100 0.1000 0.076 Lower limit Field Current - alteração sugerida pelo Nilo - ???
DEFPAR #IFMX3   3.5600 1.4795(teste) IFMX3 = 3.56
(
( Maximum Field Current Limiter, undelayed - PID 4
DEFPAR #K4       1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção 1.6000 Proportional Amplification Max1 Regulator
DEFPAR #TI4      0.0600 Integration Const. Max1 Regulator
DEFPAR #Ifmx1   1.5000 voltar com este valor - 5.5000 valor para teste 1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção1.6000 Upper limit Field
Current
DEFPAR #IFMN4   -1.5000 voltar com este valor -9.5000 ajuste anterior -1.4795 (teste) IFMN4 = -3.56 Valor alto para limite do integrador ??? ver com Nilo
(
( Maximum Field Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIPB   12.000 20.000 0.5pu 9.0s Delay Time Field Current Limiter 1pu=100segundos(uso fabricante)
DEFPAR #Ifmx2   1.1000 1.1900 1.1300 Upper Limit Field Current delayed - valor típico da SIEMENS
DEFPAR #Ifx2    -1.1000 -1.1900 (=> Ifmx2 *-1.0)
DEFPAR #IPZN    1.0500 1.0900 1.0300 (=> Ifmx2_IPZONE)- Valor de drop-out ou resset
DEFPAR #Ifres   1.0200 resset Maximum Limit Field Current delayed
(
( Maximum Generator Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIGB   12.000 1.000 1.5 8.0000 Delay Time Generator Current Limiter - segundos 1 pu = 100 segundos (software fabricante)
DEFPAR #IGmax   1.1000 Max. Limit Generator Current (valor utilizado no RT da Usina S_Antonio do Madeira
DEFPAR #IGMX    -1.1000 (=> IGMX = IGmax *-1.0)
DEFPAR #IGZN    1.0200 1.0000 1.0300 1.07 - 1.03(=> IGMX2_IGZONE)- Valor de drop-out ou resset
(
( Load Angle Limiter
DEFPAR #KPUEB   0.500 0.100 0.20 0.500 Proportional Amplification Under-excitation Limiter ???

```

```

DEFPAR #TIUEB      1.00 04.50 1.050 Integration Time Under-excitation Limiter
DEFPAR #KDUEB      0.010 0.100 0.500 1.500 0.001 1.500 Differential Amplification Under-excitation Limiter
DEFPAR #TDUEB      0.100 0.100 Differential Damping Under-excitation Limiter
DEFPAR #DESW       -0.650 -0.400 -0.650 Stationary load-angle limit
DEFPAR #DESWD      -0.800 -0.550 -0.800 Differential load-angle limit
(
(DEFPAR #Xd        1.000 0.055 1.000/18 pu direct axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
DEFPAR #Xq        0.70 0.660 0.037 0.660/18 pu quadrature axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
(DEFPAR #Xe        0.010 0.101 0.016 71.9315 0.016 pu external reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
(
Reatancia Xe para curto 3- na barra, contribuição somente do sistema (500 kV)
(DEFPAR #Xt        0.150 0.0078 0.140/18 pu transformer reactance - generator MVA base
DEFPAR #PI        3.14159265 radianos
(
(Volt/Hertz Limiter
DEFPAR #KPF        1.0000 1.0000 Proportional Amplification VHZ Limiter
DEFPAR #TIF        0.0249 Integration Time VHZ Limiter
DEFPAR #FMXUG      1.0700 1.8000teste VOLTAR COM = 1.0700 1.1500 aberto limite para teste 1.0700 Maximum U Limit value
DEFPAR #FMNUG      0.8500 0.5000teste VOLTAR COM= 0.8500 0.5000 aberto limite para teste 0.8500 Minimum U Limit value
DEFPAR #FMXFG      1.000 Maximum F Limit value
DEFPAR #FMNFG      1.000 Minimum F Limit value
DEFPAR #FMXFO      0.000 BASE POINT UPPER LIMIT CURVE
(
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(
( ***** GENERAL VARIABLES *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD      Vref
0002 IMPORT VSAD  VSS
0003 IMPORT VTR   Vt
0004 LEDLAG      Vt Vmed 1.0 0.0 1.0 #TR1
0005 IMPORT PELE  Pe
0006 LEDLAG      Pe Pmed 1.0 0.0 1.0 #TR2
0007 IMPORT QELE  Qe
0008 LEDLAG      Qe Qmed 1.0 0.0 1.0 #TR3
0009 IMPORT IFD   If
0010 LEDLAG      If Ifmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
(0016 ENTRAD      DEGIF
(0017 SOMA        Ifmed1 Ifmed
(
DEGIF Ifmed
0011 GANHO        Ifmed Ifd #KIEC
0012 IMPORT IMQS  IMQS
0013 LEDLAG      IMQS IGmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0014 IMPORT WMAQ  WGER
0015 FUNCAO ABS  WGER F-PU
(
( ***** VOLTAGE REGULATOR - PID 1 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0019 LIMITA      Vref Uref SWNU SWPU
0020 SOMA        Uref Uerr
-Vmed Uerr
CCR Uerr
LIMIF2 Uerr
LIMIG Uerr
ZUEB Uerr
ZFZS Uerr
VSS Uerr
0021 GANHO        Uerr X021 #K1
0022 LIMITA      X021 X022 KRMN KRMX
0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 ZERO Ifmx1
(0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 IFRMN Ifmx1
0024 SOMA        X022 X024
X023 X024
0025 LIMITA      X024 IFref IFRMN IFRMX
(
( ***** REACTIVE LOAD COMPENSATION *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0031 DIVSAO      Qmed Iq
Vmed Iq
0032 GANHO        Iq CCR #beta
(
( ***** CURRENT REGULATOR - PID 2 *****

```



```
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0034 LIMITA IFref IFset SWNI SWPI
0035 SOMA IFset IFerr
-lfd IFerr
lfmin IFerr
lfmax IFerr
0036 GANHO IFerr X036 #K2
0037 LIMITA X036 X037 IFRMN IFRMX
(0038 PROINT X037 X038 1.0 0.0 #TI2 MHUM HUM
0038 GANHO X037 X038 #TI2
0039 SOMA X037 X039
X038 X039
0040 LIMITA X039 Ur MHUM HUM
(
( ***** CONVERTER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0045 FUNCAO RETA Ur X045 -1.00 1.00
(1045 LIMITA X045 X1045 ALFAMN ALFAMX
0046 GANHO X045 X046 #PI/2
0047 FUNCAO COS X046 X047
(1047 MULTPL X047 X1047
( Vt X1047
0048 GANHO X047 X048 #KETB
0049 LEDLAG X048 X049 1.0 0.0 1.0 #TE EFD_MN EFD_MX
0050 GANHO lfd X050 #Xp
0051 SOMA X049 EFD
-X050 EFD
1052 IIMITA EFD EFD1 EFD_MN EFD_MX
0052 EXPORT EFD EFD1
(
0053 ENTRAD Up-
0054 MULTPL Up- EFD_MN
( Vt EFD_MN
0055 ENTRAD Up+
0056 MULTPL Up+ EFD_MX
( Vt EFD_MX
(
( ***** MINIMUM CURRENT LIMITER - PID 3 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0057 FUNCAO RETA lfd X057 -1.0 #lfmnr
0058 GANHO X057 X058 #K3
0059 LIMITA X058 X059 IFRMN IFRMX
0060 PROINT X059 X060 1.0 0.0 #TI3 ZERO IFMX3
0061 SOMA X059 X061
X060 X061
0062 LIMITA X061 lfmin ZERO IFMX3
0063 SAIDA lfmin
(
( ***** UNDELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER - PID 4 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0064 FUNCAO RETA lfd X064 -1.0 #lfmx1
0065 GANHO X064 X065 #K4
0066 LIMITA X065 X066 IFRMN IFRMX
0067 PROINT X066 X067 1.0 0.0 #TI4 IFMN4 ZERO
0068 SOMA X066 X068g
X067 X068g
1068 GANHO X068g X068 1.0 deve ser ajustado para 1.0
0069 LIMITA X068 lfmax IFMN4 ZERO
1069 SAIDA lfmax
(
( ***** DELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0070 LEDLAG lfd X070 1.0 0.0 1.0 #TVIPB
0071 FUNCAO HISTE1 X070 X071 #lfmx2 0.0 1.0
#IPZN 1.0
0072 FUNCAO RETA lfd X072 1.0 -#IPZN #lfx2
0073 FUNCAO PULSO X072 X073 0.0 1.0 1.0 1.0
0074 FUNCAO RETA lfd X074 -1.0 #lfmx2 #IPZN
0075 FUNCAO PULSO X074 X075 0.0 1.0 1.0 1.0
0076 LOGIC .AND. X071 LOWER
X073 LOWER
1077 GANHO LIMIF2 LIMIF3 -1.0
0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 0.0 1.0 1.0 1.0
```

```

(0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 -9999.1.0 0.0 0.0
0078 LOGIC .AND. X075 RAISE
      X077 RAISE
0079 SOMA -LOWER X079
      RAISE X079
(0080 LEDLAG X079 LIMIF1 1.0 0.0 1.0 01.00 MHUM ZERO
0080 INTRES X079 LIMIF1 0.015 MHUM ZERO
      RESTF2 LIMIF1
      ZERO LIMIF1
0083 ENTRAD Ifres IPZN
0084 COMPAR .LT. x070 RESTF2
      Ifres RESTF2
0184 GANHO LIMIF1 LIMIF2 1.0 valor original=1.00
1084 SAIDA LIMIF2
(
( ***** STATOR CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0085 LEDLAG IGmed X085 1.0 0.0 1.0 #TVIGB
0086 FUNCAO HISTE1 X085 X086 #IGmax 0.0 1.0
      #IGZN 1.0
0087 FUNCAO RETA IGmed X087 1.0 #IGMX
0088 FUNCAO PULSO X087 X088 0.0 9999.1.0 1.0
0089 FUNCAO RETA IGmed X089 -1.0 #IGZN
0090 FUNCAO PULSO X089 X090 0.0 9999.1.0 1.0
0091 FUNCAO PULSO LIMIG X091 0.0 9999.1.0 1.0
0092 ENTRAD IBGWN
0093 COMPAR .LT. Iq X093
      IBGWN X093
0094 COMPAR .GT. Iq X094
      IBGWP X094
0095 LOGIC .AND. X093 RAISE2
      X086 RAISE2
      X088 RAISE2
0096 LOGIC .AND. X086 LOWER1
      X088 LOWER1
      X094 LOWER1
0097 LOGIC .AND. X090 LOWER2
      X091 LOWER2
0098 SOMA RAISE2 X098
      -LOWER1 X098
      -LOWER2 X098
(0099 INTRES X098 LIMIG 1.0 MHUM HUM
0099 INTRES X098 LIMIG1 0.01 MHUM HUM
      RESTIG LIMIG1
      ZERO LIMIG1
0100 ENTRAD IBGWP
0101 ENTRAD ZERO
0102 COMPAR .LT. IGmed RESTIG
      IGZN RESTIG
0103 ENTRAD IGZN
0204 GANHO LIMIG1 LIMIG 1.0 VALOR ORIGINAL=1.0
0104 SAIDA LIMIG
(
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0105 ENTRAD Xq
(0106 ENTRAD Xt
(0107 ENTRAD Xe
(0108 SOMA Xt Xn
( Xe Xn
0110 FUNCAO X**2 Vmed V2
((
0111 DIVSAO V2 X111
      Xq X111
0112 SOMA Qmed X112
      X111 X112
0113 DIVSAO Pmed X113
      X112 X113
(0113 DIVSAO Pmed X113
( Qmed X113
0114 FUNCAO ABS X113 X114
0115 FUNCAO ATAN X114 X115
(

```

```

(0116 DIVSAO V2 X116
( Xn X116
(0117 SOMA Qmed X117
( -X116 X117
(0118 DIVSAO Pmed X118
( X117 X118
(0119 FUNCAO ABS X118 X119
(0120 FUNCAO ATAN X119 X120
(
0121 SOMA X115 DEIR
( X120 DEIR
(
1121 FRACAO DEIR DEIG 180. 0.0 #PI
1122 FRACAO DEIG DEIW 1.0 100.
(
0122 FUNCAO RETA DEIW X122 1.0 #DESWD
0123 WSHOUT X122 X123 #KDUEB 1.0 #TDUEB
0124 SOMA X122 X124
X123 X124
0125 LIMITA X124 X125 ZERO LALMX
0126 FUNCAO RETA DEIW X126 1.0 #DESW
0127 GANHO X126 X127 #KPUEB
(0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB MHUM HUM
0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB LALMN HUM
0129 SOMA X127 X129
X128 X129
0130 LIMITA X129 X130 ZERO LALMX
0131 SOMA X125 X131
X130 X131
0132 COMPAR .LT. Qmed X132
ZERO X132
0133 MULTPL X131 ZUEB1
X132 ZUEB1
1134 GANHO ZUEB1 ZUEB 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0134 SAIDA ZUEB
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0135 FUNCAO RAMPa F-PU V-41 #FMXFO 0.0 #FMXFG#FMXUG
0136 FUNCAO RAMPa F-PU V-42 0.0 0.0 #FMNFG#FMNUG
0137 SOMA V-41 X137
-Vmed X137
0138 SOMA V-42 X138
-Vmed X138
0139 PROINT X137 X139 1.0 #TIF #TIF FMIN ZERO
0140 LIMITA X139 FRMAX FMIN ZERO
0141 PROINT X138 X141 1.0 #TIF #TIF ZERO FMAX
0142 LIMITA X141 FRMIN ZERO FMAX
0143 GANHO F-PU KFI 0.0
0144 SOMA FRMAX ZFZS1
FRMIN ZFZS1
KFI ZFZS1
0146 GANHO ZFZS1 ZFZS 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0145 SAIDA ZFZS
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0150 IMPORT DELT DELT
0151 FRACAO DELT DELTG 180. 0.0 #PI
0152 FRACAO DELTG DELTPU 1.0 100.
0153 SAIDA DELTPU
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----)
( PID 1
DEFVAL SWNU #SWNU
DEFVAL SWPU #SWPU
DEFVAL IFRMN -16.0
DEFVAL IFRMX 16.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL Ifmx1 #Ifmx1
DEFVAL KRMN -0.75
DEFVAL KRMX 0.75

```

```

DEFVAL Uerr 0.0
( PID 2
DEFVAL SWNI #SWNI
DEFVAL SWPI #SWPI
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL MHUM -1.0
DEFVAL X038 0.0
( PID 3
DEFVAL IFMX3 #IFMX3
( PID 4
DEFVAL IFMN4 #IFMN4
( STATOR CURRENT LIMITER
DEFVAL IBGWN -0.01 -0.10
DEFVAL IBGWP 0.01 0.10
DEFVAL IGZN #IGZN
(
DEFVAL UP- #UP-
DEFVAL UP+ #UP+
(DEFVAL ALFAMN 0.1745
(DEFVAL ALFAMX 2.6180
( ***** Maximum Field Current Limiter, delayed *****
(DEFVAL IPZN #IPZN
DEFVAL Ifres #Ifres
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
DEFVAL LALMX 1.0
DEFVAL Xq #Xq
(DEFVAL Xe #Xe
(DEFVAL Xt #Xt
DEFVAL ZUEB 0.0
DEFVAL X124 0.0
(DEFVAL X128 0.0
DEFVAL X129 0.0
DEFVAL X130 0.0
DEFVAL LALMN 0.0 -0.32 0.0 -0.26
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
DEFVAL FMIN -0.5 -1.5teste VOLTAR PARA= -0.5
DEFVAL FMAX 0.2 1.5teste VOLTAR PARA = 0.2 0.7 valor de teste 0.2 valor ajustado fabrica
(
(INTEGRADORES
DEFVAL LIMIF2 0.
DEFVAL LIMIG 0.
DEFVAL RESTIG 1.
DEFVAL ZFZS 0.
DEFVAL FRMAX 0.
DEFVAL FRMIN 0.
DEFVAL Ifmin 0.
DEFVAL Ifmax 0.
DEFVAL x067 0.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
80513 RT_BMONT-4MQ (ANDRITZ - ATUALIZACAO 15-03-2010) 4 MÁQUINAS IMPSA
(-----
(-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----
( General Variables
DEFPAR #alfa 0.00 Active Power Compensation (Droop) Factor
(DEFPAR #beta -0.05 Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #beta 0.0 Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #TR1 0.0500 0.0226 Time Const. Voltage Sensing
DEFPAR #TR2 0.0500 0.0226 Time Const. Active Power Compensation
DEFPAR #TR3 0.0500 0.0226 Time Const. Reactive Power Compensation
DEFPAR #TR4 0.0177 Time Const. Field current Sensing
DEFPAR #KIEC 0.3378 KIEC = Ifag/Ifn 1pu/2.96pu - [dado velho de 2011 1PU/2.51PU-2.519pu](modelo maquina NESAs)
( KIEC = Field current in air-gap for nominal stator current/field current at nominal rated power
( Thyristor bridge
DEFPAR #PI/2 1.570796326795
DEFPAR #KETB 6.2291 Amplification Excitation Transformer and Rectifier
DEFPAR #TE 0.0014 Time Const. Rectifier
DEFPAR #Xp 0.2235 Voltage Drop in Power Circuit
DEFPAR #Up+ 6.2054 Pos. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Current
    
```

```

DEFPAR #Up-      -5.3947 Neg. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Currenr
( Voltage Regulator - PID 1
DEFPAR #K1      2.5 2.5 Proportional Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #KD1     0.000 Differential Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #TB1     0.000 Differential-Damping Const. Voltage Regulator
DEFPAR #TI1     0.65 0.20 0.120 Integration Const. Voltage Regulator
DEFPAR #SWPU    1.10 1.80 VOLTAR COM=1.10 Upper limit set value Voltage Regulator
DEFPAR #SWNU    0.90 0.50 VOLTAR COM =0.90 0.50 Lower limit set value Voltage Regulator
( Current Regulator - PID 2
DEFPAR #K2      5.8 5.8 8.8Proportional Amplification Current Regulator
DEFPAR #TI2     0.00 Integration Const. Current Regulator
DEFPAR #SWPI    2.000 Upper limit set value Current Regulator
DEFPAR #SWNI    -0.100 -2.000teste 0.100-Voltar com este valor --- Lower limit set value Current Regulator
( Minimum Field Current Limiter - PID 3
DEFPAR #K3      1.0000 Proportional Amplification Min1 Regulator
DEFPAR #TI3     0.8000 Integration Const. Min1 Regulator
DEFPAR #lfmnr  0.0100 0.1000 0.076 Lower limit Field Current - alteração sugerida pelo Nilo - ???
DEFPAR #IFMX3   3.5600 1.4795(teste) IFMX3 = 3.56
( Maximum Field Current Limiter, undelayed - PID 4
DEFPAR #K4      1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção 1.6000 Proportional Amplification Max1 Regulator
DEFPAR #TI4     0.0600 Integration Const. Max1 Regulator
DEFPAR #lfmx1  1.5000 1.5000-voltar com este valor ---- 5.5000 valor para teste 1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção1.6000 Upper limit
Field Current
DEFPAR #IFMN4   -1.5000 -1.5000-voltar com este valor -9.5000 ajuste anterior -1.4795 (teste) IFMN4 = -3.56 Valor alto para limite do integrador ??? ver com Nilo
( Maximum Field Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIPB   12.000 20.000 12.0 0.5pu 9.0000s Delay Time Field Current Limiter 1pu=100segundos(uso fabricante)
DEFPAR #lfmx2  1.1000 1.1900 1.1300 Upper Limit Field Current delayed - valor típico da SIEMENS
DEFPAR #lfx2   -1.1000 -1.1900 (=> lfm2 * -1.0)
DEFPAR #IPZN    1.0500 1.0900 1.0300 (=> lfm2_IPZONE)- Valor de drop-out ou resset
DEFPAR #lfres  1.0200 resset Maximum Limit Field Current delayed
( Maximum Generator Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIGB   12.000 12 segundos 1.000 1.5 8.0000 Delay Time Generator Current Limiter - segundos 1 pu = 100 segundos (software fabricante)
DEFPAR #IGmax  1.1000 Max. Limit Generator Current (valor utilizado no RT da Usina S_Antonio do Madeira
DEFPAR #IGMX   -1.1000 (=> IGMX = IGmax * -1.0)
DEFPAR #IGZN    1.0200 1.0000 1.0300 1.07 - 1.03(=> IGMX2_IGZONE)- Valor de drop-out ou resset
( Load Angle Limiter
DEFPAR #KPUEB   0.500 0.100 0.20 0.500 Proportional Amplification Under-excitation Limiter ???
DEFPAR #TIUEB   1.00 04.50 1.050 Integration Time Under-excitation Limiter
DEFPAR #KDUEB   0.010 0.100 0.500 1.500 0.001 1.500 Differential Amplification Under-excitation Limiter
DEFPAR #TDUEB   0.100 0.100 Differential Damping Under-excitation Limiter
DEFPAR #DESW    -0.650 -0.400 -0.650 Stationary load-angle limit
DEFPAR #DESWD   -0.800 -0.550 -0.800 Differential load-angle limit
DEFPAR #Xq      0.69 0.660 pu quadrature axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
(
Reatancia Xe para curto 3- na barra, contribuição somente do sistema (500 kV)
DEFPAR #PI      3.14159265 radianos
(
( Volt/Hertz Limiter
DEFPAR #KPF     1.0000 1.0000 Proportional Amplification VHZ Limiter
DEFPAR #TIF     0.0249 Integration Time VHZ Limiter
DEFPAR #FMXUG   1.0700 1.8000teste VOLTAR COM = 1.0700 1.1500 aberto limite para teste 1.0700 Maximum U Limit value
DEFPAR #FMNUG   0.8500 0.5000teste VOLTAR COM= 0.8500 0.5000 aberto limite para teste 0.8500 Minimum U Limit value
DEFPAR #FMXFG   1.000 Maximum F Limit value
DEFPAR #FMNFG   1.000 Minimum F Limit value
DEFPAR #FMXFO   0.000 BASE POINT UPPER LIMIT CURVE
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
( ***** GENERAL VARIABLES *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD Vref
0002 IMPORT VSAD VSS
0003 IMPORT VTR Vt
0004 LEDLAG Vt Vmed 1.0 0.0 1.0 #TR1
0005 IMPORT PELE Pe
0006 LEDLAG Pe Pmed 1.0 0.0 1.0 #TR2
0007 IMPORT QELE Qe
0008 LEDLAG Qe Qmed 1.0 0.0 1.0 #TR3
0009 IMPORT IFD If
0010 LEDLAG If lmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0011 GANHO lmed lfd #KIEC
0012 IMPORT IMQS IMQS
0013 LEDLAG IMQS IGmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0014 IMPORT WMAQ WGER

```

```

0015 FUNCAO ABS  WGER F-PU
(
  ***** VOLTAGE REGULATOR - PID 1 *****
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0019 LIMITA  Vref Uref          SWNU SWPU
  0020 SOMA    Uref Uerr
            -Vmed Uerr
            CCR  Uerr
            LIMIF2 Uerr
            LIMIG Uerr
            ZUEB Uerr
            ZFZS Uerr
            VSS  Uerr
  0021 GANHO   Uerr X021 #K1
  0022 LIMITA X021 X022          KRMN KRMX
  0023 PROINT X022 X023 1.0 0.0 #T11 ZERO Ifmx1
  (0023 PROINT X022 X023 1.0 0.0 #T11  IFRMN Ifmx1
  0024 SOMA    X022 X024
            X023 X024
  0025 LIMITA X024 IFref          IFRMN IFRMX
(
  ***** REACTIVE LOAD COMPENSATION *****
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0031 DIVSAO  Qmed Iq
            Vmed Iq
  0032 GANHO  Iq CCR #beta
(
  ***** CURRENT REGULATOR - PID 2 *****
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0034 LIMITA IFref IFset          SWNI SWPI
  0035 SOMA   IFset IFerr
            -Ifd IFerr
            Ifmin IFerr
            Ifmax IFerr
  0036 GANHO  IFerr X036 #K2
  0037 LIMITA X036 X037          IFRMN IFRMX
  (0038 PROINT X037 X038 1.0 0.0 #T12 MHUM HUM
  0038 GANHO  X037 X038 #T12
  0039 SOMA   X037 X039
            X038 X039
  0040 LIMITA X039 Ur          MHUM HUM
(
  ***** CONVERTER *****
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0045 FUNCAO RETA Ur X045 -1.00 1.00
  0046 GANHO  X045 X046 #PI/2
  0047 FUNCAO COS X046 X047
  0048 GANHO  X047 X048 #KETB
  0049 LEDLAG X048 X049 1.0 0.0 1.0 #TE EFD_MN EFD_MX
  0050 GANHO  Ifd X050 #Xp
  0051 SOMA   X049 EFD
            -X050 EFD
  1052 IIMITA EFD EFD1          EFD_MN EFD_MX
  0052 EXPORT EFD EFD1
(
  0053 ENTRAD  Up-
  0054 MULTPL  Up- EFD_MN
            Vt EFD_MN
  0055 ENTRAD  Up+
  0056 MULTPL  Vt EFD_MX
            Up+ EFD_MX
(
  ***** MINIMUM CURRENT LIMITER - PID 3 *****
  (nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  0057 FUNCAO RETA Ifd X057 -1.0 #Ifmnr
  0058 GANHO  X057 X058 #K3
  0059 LIMITA X058 X059          IFRMN IFRMX
  0060 PROINT X059 X060 1.0 0.0 #T13 ZERO IFMX3
  0061 SOMA   X059 X061
            X060 X061
  0062 LIMITA X061 Ifmin          ZERO IFMX3
  0063 SAIDA  Ifmin
(

```

```
( ***** UNDELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER - PID 4 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0064 FUNCAO RETA lfd X064 -1.0 #lfmx1
0065 GANHO X064 X065 #K4
0066 LIMITA X065 X066 IFRMN IFRMX
0067 PROINT X066 X067 1.0 0.0 #TI4 IFMN4 ZERO
0068 SOMA X066 X068g
X067 X068g
1068 GANHO X068g X068 1.0 deve ser ajustado para 1.0
0069 LIMITA X068 lfmax IFMN4 ZERO
1069 SAIDA lfmax
(
( ***** DELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0070 LEDLAG lfd X070 1.0 0.0 1.0 #TVIPB
0071 FUNCAO HISTE1 X070 X071 #lfmx2 0.0 1.0
#IPZN 1.0
0072 FUNCAO RETA lfd X072 1.0 -#IPZN #ifx2
0073 FUNCAO PULSO X072 X073 0.0 1.0 1.0 1.0
0074 FUNCAO RETA lfd X074 -1.0 #lfmx2 #IPZN
0075 FUNCAO PULSO X074 X075 0.0 1.0 1.0 1.0
0076 LOGIC .AND. X071 LOWER
X073 LOWER
1077 GANHO LIMIF2 LIMIF3 -1.0
0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 0.0 1.0 1.0 1.0
0078 LOGIC .AND. X075 RAISE
X077 RAISE
0079 SOMA -LOWER X079
RAISE X079
0080 INTRES X079 LIMIF1 0.015 MHUM ZERO
RESTF2 LIMIF1
ZERO LIMIF1
0083 ENTRAD lfres IPZN
0084 COMPAR .LT. x070 RESTF2
lfres RESTF2
0184 GANHO LIMIF1 LIMIF2 1.0 valor original=1.00
1084 SAIDA LIMIF2
(
( ***** STATOR CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0085 LEDLAG IGmed X085 1.0 0.0 1.0 #TVIGB
0086 FUNCAO HISTE1 X085 X086 #IGmax 0.0 1.0
#IGZN 1.0
0087 FUNCAO RETA IGmed X087 1.0 #IGMX
0088 FUNCAO PULSO X087 X088 0.0 9999.1.0 1.0
0089 FUNCAO RETA IGmed X089 -1.0 #IGZN
0090 FUNCAO PULSO X089 X090 0.0 9999.1.0 1.0
0091 FUNCAO PULSO LIMIG X091 0.0 9999.1.0 1.0
0092 ENTRAD IBGWN
0093 COMPAR .LT. Iq X093
IBGWN X093
0094 COMPAR .GT. Iq X094
IBGWP X094
0095 LOGIC .AND. X093 RAISE2
X086 RAISE2
X088 RAISE2
0096 LOGIC .AND. X086 LOWER1
X088 LOWER1
X094 LOWER1
0097 LOGIC .AND. X090 LOWER2
X091 LOWER2
0098 SOMA RAISE2 X098
-LOWER1 X098
-LOWER2 X098
(0099 INTRES X098 LIMIG 1.0 MHUM HUM
0099 INTRES X098 LIMIG1 0.01 MHUM HUM
RESTIG LIMIG1
ZERO LIMIG1
0100 ENTRAD IBGWP
0101 ENTRAD ZERO
0102 COMPAR .LT. IGmed RESTIG
IGZN RESTIG
0103 ENTRAD IGZN
```

```

0204 GANHO LIMIG1 LIMIG 1.0 VALOR ORIGINAL=1.0
0104 SAIDA LIMIG
(
(**** LOAD ANGLE LIMITER ****)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0105 ENTRAD Xq
0110 FUNCAO X**2 Vmed V2
0111 DIVSAO V2 X111
Xq X111
0112 SOMA Qmed X112
X111 X112
0113 DIVSAO Pmed X113
X112 X113
(0113 DIVSAO Pmed X113
( Qmed X113
0114 FUNCAO ABS X113 X114
0115 FUNCAO ATAN X114 X115
(
(0116 DIVSAO V2 X116
( Xn X116
(0117 SOMA Qmed X117
( -X116 X117
(0118 DIVSAO Pmed X118
( X117 X118
(0119 FUNCAO ABS X118 X119
(0120 FUNCAO ATAN X119 X120
(
0121 SOMA X115 DEIR
( X120 DEIR
1121 FRACAO DEIR DEIG 180. 0.0 #PI
1122 FRACAO DEIG DEIW 1.0 100.
(
0122 FUNCAO RETA DEIW X122 1.0 #DESWD
0123 WSHOUT X122 X123 #KDUEB 1.0 #TDUEB
0124 SOMA X122 X124
X123 X124
0125 LIMITA X124 X125 ZERO LALMX
0126 FUNCAO RETA DEIW X126 1.0 #DESW
0127 GANHO X126 X127 #KPUEB
0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB LALMN HUM
0129 SOMA X127 X129
X128 X129
0130 LIMITA X129 X130 ZERO LALMX
0131 SOMA X125 X131
X130 X131
0132 COMPAR.LT. Qmed X132
ZERO X132
0133 MULTPL X131 ZUEB1
X132 ZUEB1
1134 GANHO ZUEB1 ZUEB 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0134 SAIDA ZUEB
(**** VOLT/HERTZ LIMITER ****)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0135 FUNCAO RAMPA F-PU V-41 #FMXFO 0.0 #FMXFG#FMXUG
0136 FUNCAO RAMPA F-PU V-42 0.0 0.0 #FMNFG#FMNUG
0137 SOMA V-41 X137
-Vmed X137
0138 SOMA V-42 X138
-Vmed X138
0139 PROINT X137 X139 1.0 #TIF #TIF FMIN ZERO
0140 LIMITA X139 FRMAX FMIN ZERO
0141 PROINT X138 X141 1.0 #TIF #TIF ZERO FMAX
0142 LIMITA X141 FRMIN ZERO FMAX
0143 GANHO F-PU KFI 0.0
0144 SOMA FRMAX ZFZS1
FRMIN ZFZS1
KFI ZFZS1
0146 GANHO ZFZS1 ZFZS 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0145 SAIDA ZFZS
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0150 IMPORT DELT DELT
0151 FRACAO DELT DELTG 180. 0.0 #PI
0152 FRACAO DELTG DELTPU 1.0 100.
    
```



```

0153 SAIDA  DELTPU
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----)
( PID 1
DEFVAL SWNU #SWNU
DEFVAL SWPU #SWPU
DEFVAL IFRMN -16.0
DEFVAL IFRMX 16.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL Ifmx1 #Ifmx1
DEFVAL KRMN -0.75
DEFVAL KRMX 0.75
DEFVAL Uerr 0.0
( PID 2
DEFVAL SWNI #SWNI
DEFVAL SWPI #SWPI
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL MHUM -1.0
DEFVAL X038 0.0
( PID 3
DEFVAL IFMX3 #IFMX3
( PID 4
DEFVAL IFMN4 #IFMN4
( STATOR CURRENT LIMITER
DEFVAL IBGWN -0.01 -0.10
DEFVAL IBGWP 0.01 0.10
DEFVAL IGZN #IGZN
DEFVAL UP- #UP-
DEFVAL UP+ #UP+
(DEFVAL ALFAMN 0.1745
(DEFVAL ALFAMX 2.6180
( ***** Maximum Field Current Limiter, delayed *****
DEFVAL Ifres #Ifres
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
DEFVAL LALMX 1.0
DEFVAL Xq #Xq
DEFVAL ZUEB 0.0
DEFVAL X124 0.0
DEFVAL X129 0.0
DEFVAL X130 0.0
DEFVAL LALMN 0.0 -0.32 0.0 -0.26
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
DEFVAL FMIN -0.5 -1.5teste VOLTAR PARA= -0.5
DEFVAL FMAX 0.2 1.5teste VOLTAR PARA = 0.2 0.7 valor de teste 0.2 valor ajustado fabrica
(
( INTEGRADORES
DEFVAL LIMIF2 0.
DEFVAL LIMIG 0.
DEFVAL RESTIG 1.
DEFVAL ZFZS 0.
DEFVAL FRMAX 0.
DEFVAL FRMIN 0.
DEFVAL Ifmin 0.
DEFVAL Ifmax 0.
DEFVAL x067 0.
(
FIMCDU
(-----)
(ncdu) ( nome cdu )
80502 RP_BMONTE_14MAQ ALSTOM - NEYRPIC TSLG - ATUALIZACAO 16-02-2011)
(===== MALHA DE CONTROLE DE POTENCIA =====)
( (nome)( valor )( DESCRIÇÃO )
DEFPAR #To 0.05 Const.tempo filtro de med. velocidade
DEFPAR #Bp 0.05 Estatismo permanente
DEFPAR #Tr 60.0 Const. tempo rampa de ref. de potência
DEFPAR #Tp 0.05 Const. tempo filtro de med. potência
DEFPAR #Kp 0.04 0.50 0.04 Ganho proporcional do controlador PI
DEFPAR #Tn 18.8 4.0 8.8 Cosnt. tempo integral do control. PI
DEFVAL Pmax 1.0 1.1 Ajuste máximo da potência - pu
DEFVAL Pmin -0.20 0.0 Ajuste mínimo da potência - pu
DEFVAL HUM 1.0 1.0
DEFVAL ZERO 0.0
    
```

```

DEFVAL  AMIN  0.00  0.01
(
DEFVAL  Wref  1.0    Referência de velocidade - pu
DEFVAL VAR Pref  Pele  Inicialização da ref de potência - pu
DEFVAL VAR X8  Pele  Inicialização do integrador da ref. de pot. #
DEFVAL  X13  0.0    0.0 Inicialização do erro de controle
(
(===== MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR =====)
( (nome) ( valor ) )
DEFPAR #KP1  1.0    3.0 Ganho proporç. malha contr. servomotor dist.
DEFPAR #BIAS1 0.0.0  0.0 Posição equilíbrio malha posicion. servom.
DEFPAR #KP2  1.0    Ganho proporç. malha contr. válv. principal
DEFPAR #BIAS2 0.0.0  0.0 Posição equil. malha posic. válv. principal
DEFPAR #TpD  0.05   Const. tempo válv. proporç. + válv. princ.
( (stip) (vdef) ( d1 ) )
DEFVAL  VLOPD 0.0555  18 segundos 0.045=22 segundos 0.067=14,93 seg.Velocidade de abertura do servomotor
DEFVAL  VELCD -0.155  6,45 segundos 0.164=6,1seg.-0.111=9 seg. -0.134=7,46seg.Velocidade de fechamento do servomotor
DEFVAL  WGmax 1.0    0.9134 1.0 Abertura máxima do servomotor
DEFVAL  WGmin 0.0    Abertura mínima do servomotor
DEFVAL  X25  0.0    Inicialização
(===== TURBINA =====)
( (nome) ( valor ) )
DEFPAR #Tw  2.22    1.7 Constante de tempo da água
DEFPAR #Qnl 0.08    Vazão em vazio
DEFPAR #At  1.0    Ganho da turbina
DEFPAR #Dt  1.00    0.10 Amortecimento da turbina depend. abert. distr.
DEFPAR #Dc  0.8    0.1 5Amortecimento da turbina indep. abert. distr.
( (stip) (vdef) ( d1 ) )
DEFVAL  GMAX  1.0    0.9134 Potência máxima da turmina - pu (611.20MW / 679.00MVA)
DEFVAL  GMIN  0.01   Potência mínima da turbina - pu
(
DEFVAL  MODO  1.0    MODO=1 CONTROLE DE POTÊNCIA / MODO=0 CONTROLE VELOCIDADE
(=====)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
( MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE E POTÊNCIA
1000 ENTRAD  MODO
1001 ENTRAD  HUM
(
1 ENTRAD  Wref
2 IMPORT WMAQ  Wmaq
3 LEDLAG  Wmaq Wmaqf 1. 0. 1. #To
4 SOMA  Wref X4
-Wmaqf X4
5 FRACAO  X4 X5 1 0.0 #Bp 0.0
28 LOGIC .NOT. MODOAT X28
6 MULTPL  X5 X6
X28 X6
19 MULTPL  X4 X19
MODOAT X19
9 SOMA  X6 CHVEL
X19 CHVEL
15 SOMA  CHVEL X15
CHPOT X15
7 ENTRAD  Pref
(RAMPA DE SETPOINT
701 SOMA  Pref X701
-X8 X701
702 FUNCAO DEADB2 X701 X702 -.001 -.1. .001 1.
8 PROINT  X702 X8 1. 0. #Tr Pmin Pmax
(-----)
10 IMPORT PELE  Pele
( COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA CANAL POTÊNCIA - CANAL VELOCIDADE
29 FUNCAO PULSO Pele X29 0.00 0.0 0.05 1.0 ajustado esta função
56 FUNCAO ABS  X4 X56
57 FUNCAO PULSO X56 X57 0.00 1.0 0.090 0.0 ajustado esta função
1901 MULTPL  X29 X1901
MODO X1901
X57 X1901
27 DELAY  X1901 MODOAT
11 LEDLAG  Pele Pelef 1. 0. 1. #Tp
12 SOMA  X8 X12
-Pelef X12
    
```

```

1008 GANHO X12 X1008 #Bp
1201 MULTPL X1008 CHPOT
      MODOAT CHPOT
(-----)
13 GANHO X15 X13 #Kp
14 PROINT X13 X14 1. 0. #Tn ZERO HUM
( 1501 WSHOUT X12 X15 #KvT1v 1 #T1v
16 SOMA X13 X16
      X14 X16
( 17 FUNCAO PONTOS X8 PRE-A 0.0 0.0 1.0 1.0 DESLIGADO -> FALTA DEFINIR UMA CURVA DE PRE-ABERTURA
17 GANHO X8 PRE-A 0.0
18 SOMA PRE-A X18
      X16 X18
1801 LIMITA X18 A AMIN HUM
( MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR
20 SOMA A X20
      -WGpos X20
21 FUNCAO RETA X20 X21 #KP1 #BIAS1
22 SOMA X21 X22
      -X24 X22
23 FUNCAO RETA X22 X23 #KP2 #BIAS2
24 LEDLAG X23 X24 1. 0. 1. #TpD
25 LIMITA X24 X25 VELcsD VELopD
26 PROINT X25 WGpos 1. 0. 1. WGmin WGmax
(-----)
( MODELO DA TURBINA
43 FUNCAO RETA WGpos X43 #Dt #Dc
44 IMPORT DWMAQ DWRpu
45 MULTPL DWRpu X45
      X43 X45
46 LIMITA WGpos GL GMIN GMAX
47 DIVSAO X50 X47
      GL X47
48 FUNCAO X**2 X47 X48
49 FUNCAO RETA X48 X49 -1. 1.
50 PROINT X49 X50 1. 0. #Tw
51 FUNCAO RETA X50 X51 1. -#Qnl
52 MULTPL X51 X52
      X48 X52
53 GANHO X52 X53 #At
54 SOMA X53 Pmec
      -X45 Pmec
55 EXPORT P MEC Pmec
(
FIMCDU
(-----)
( MODELO DE REGULADOR DE POTENCIA/VELOCIDADE ALSTOM P/BELO MONTE PRINCIPAL )
( TURBINA FRANCIS )
(-----)
( IMPSA - USANDO MESMO MODELO ALSTOM
(ncdu) ( nome cdu )
80514 RP_BMONTE_4MAQ (ALSTOM - NEYRPCIC TSLG - ATUALIZACAO 16-02-2011)
(
(===== MALHA DE CONTROLE DE POTENCIA =====)
( (nome) ( valor ) ( DESCRIÇÃO ) )
DEFPAR #To 0.05 0.02 Const. tempo filtro de med. velocidade
DEFPAR #Bp 0.05 Estatismo permanente
DEFPAR #Tr 60.0 Const. tempo rampa de ref. de potência
DEFPAR #Tp 0.05 Const. tempo filtro de med. potência
DEFPAR #Kp 0.04 0.50 0.04 Ganho proporcional do controlador PI
DEFPAR #Tn 18.8 4.0 8.8 Cosnt. tempo integral do control. PI
( (stip) (vdef) ( d1 ) )
DEFVAL Pmax 1.0 1.1 Ajuste máximo da potência - pu
DEFVAL Pmin 0.0 Ajuste mínimo da potência - pu
DEFVAL HUM 1.0 1.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL AMIN 0.01 0.01
(
DEFVAL Wref 1.0 Referência de velocidade - pu
DEFVAL VAR Pref Pele Inicialização da ref de potência - pu
DEFVAL VAR X8 Pele Inicialização do integrador da ref. de pot. #
DEFVAL X13 0.0 0.0 Inicialização do erro de controle #
(

```

```

(===== MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR =====)
( (nome)( valor )
DEFPAR #KP1 1.0 3.0 Ganho proporc. malha contr. servomotor dist.
DEFPAR #BIAS1 00.0 0.0 Posição equilíbrio malha posic. servom.
DEFPAR #KP2 1.0 Ganho proporc. malha contr. válv. principal
DEFPAR #BIAS2 00.0 0.0 Posição equil. malha posic. válv. principal
DEFPAR #TpD 0.05 Const. tempo válv. proporc. + válv. princ.
( (stip)(vdef)( d1 )
DEFVAL VELOpD 0.0555 18 segundos 0.045=22 segundos 0.067=14,93 seg.Velocidade de abertura do servomotor
DEFVAL VELcsD -0.155 6,45 segundos 0.164=6,1seg.-0.111=9 seg. -0.134=7.46seg.Velocidade de fechamento do servomotor
DEFVAL WGmax 1.0 <-- valor arbitrado 0.9134 0.9030 1.0 Abertura máxima do servomotor
DEFVAL WGmin 0.0 Abertura mínima do servomotor
DEFVAL X25 0.0 Inicialização
(
(===== TURBINA =====)
( (nome)( valor )
DEFPAR #Tw 2.22 1.7 2.60 0.80 Constante de tempo da água
DEFPAR #Qnl 0.08 Vazão em vazio
DEFPAR #At 1.0 Ganho da turbina
DEFPAR #Dt 1.00 0.1 Amortecimento da turbina depend. abert. distr.
DEFPAR #Dc 1.00 0.15 Amortecimento da turbina indep. abert. distr.
( (stip)(vdef)( d1 )
DEFVAL GMAX 1.0 0.9134 Potência máxima da turmina - pu (611.20MW / 679.00MVA)
DEFVAL GMIN 0.01 Potência mínima da turbina - pu
(
DEFVAL MODO 1.0 MODO=1 CONTROLE DE POTÊNCIA / MODO=0 CONTROLE VELOCIDADE
(=====)
(
(nb)i(tipo)(stip)s(vent)(vsai)( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
( MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE E POTÊNCIA
1000 ENTRAD MODO
1001 ENTRAD HUM
(
1 ENTRAD Wref
2 IMPORT WMAQ Wmaq
3 LEDLAG Wmaq Wmaqf 1. 0. 1. #To
4 SOMA Wref X4
-Wmaqf X4
5 FRACAO X4 X5 1 0.0 #Bp 0.0
28 LOGIC .NOT. MODOAT X28
6 MULTPL X5 X6
X28 X6
19 MULTPL X4 X19
MODOAT X19
9 SOMA X6 CHVEL
X19 CHVEL
15 SOMA CHVEL X15
CHPOT X15
7 ENTRAD Pref
(RAMPA DE SETPOINT
701 SOMA Pref X701
-X8 X701
702 FUNCAO DEADB2 X701 X702 -.001 -.1. .001 1.
8 PROINT X702 X8 1. 0. #Tr Pmin Pmax
(-----)
10 IMPORT PELE Pele
(COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA CANAL POTÊNCIA - CANAL VELOCIDADE
29 FUNCAO PULSO Pele X29 0.00 0.0 0.05 1.0 ajustado esta função
56 FUNCAO ABS X4 X56
57 FUNCAO PULSO X56 X57 0.00 1.0 0.090 0.0 ajustado esta função
1901 MULTPL X29 X1901
MODO X1901
X57 X1901
27 DELAY X1901 MODOAT
11 LEDLAG Pele Pelef 1. 0. 1. #Tp
12 SOMA X8 X12
-Pelef X12
1008 GANHO X12 X1008 #Bp
1201 MULTPL X1008 CHPOT
MODOAT CHPOT
(-----)
13 GANHO X15 X13 #Kp
14 PROINT X13 X14 1. 0. #Tn ZERO HUM
    
```

```

16 SOMA      X13 X16
           X14 X16
17 GANHO     X8  PRE-A 0.0
(
18 SOMA      PRE-A X18
           X16 X18
1801 LIMITA  X18  A           AMIN HUM
(
( MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR
(
20 SOMA      A  X20
           -WGpos X20
21 FUNCAO RETA X20 X21 #KP1 #BIAS1
22 SOMA      X21 X22
           -X24 X22
23 FUNCAO RETA X22 X23 #KP2 #BIAS2
24 LEDLAG    X23 X24 1. 0. 1. #TpD
25 LIMITA    X24 X25           VELcsD VELopD
26 PROINT    X25 WGpos 1. 0. 1.   WGmin WGmax
(
(-----
( MODELO DA TURBINA
(
43 FUNCAO RETA WGpos X43 #Dt #Dc
44 IMPORT DWMAQ  DWRpu
45 MULTPL     DWRpu X45
           X43 X45
46 LIMITA    WGpos GL           GMIN GMAX
47 DIVSAO    X50 X47
           GL X47
48 FUNCAO X**2 X47 X48
49 FUNCAO RETA X48 X49 -1. 1.
50 PROINT    X49 X50 1. 0. #Tw
51 FUNCAO RETA X50 X51 1. -#Qnl
52 MULTPL    X51 X52
           X48 X52
53 GANHO     X52 X53 #At
54 SOMA      X53 Pmec
           -X45 Pmec
55 EXPORT P MEC Pmec
(
FIMCDU
(-----
(ncdu) ( nome cdu )
80503 ES_BMONTE-PR14MQ CF2 (PSS-2A) PRINCIPAL 18-08-2010
( 80113 ES_S.ANT_ME CF2 (PSS-2A) 12-04-2010
(-----
(-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----
DEFPAR #TW3      1.5 3.0
DEFPAR #H        4.5 4.70 1.7
DEFPAR #T7       1.5 3.0
DEFPAR #TW1      1.5 3.0
DEFPAR #TW2      1.5 3.0
DEFPAR #T8       0.2
DEFPAR #T9       0.05
DEFPAR #KS1      40.0 5.0
DEFPAR #KS3      1.0
DEFPAR #T1       0.21 .4985
DEFPAR #T2       0.07 0.01
DEFPAR #T3       0.21 1.000
DEFPAR #T4       0.07 1.000
DEFPAR #T11      0.21 1.000
DEFPAR #T21      0.07 1.000
DEFPAR #T31      1.000
DEFPAR #T41      1.000
DEFPAR #MXSP     0.1 0.10
DEFPAR #MNSP    -0.1 -0.10 -0.05
(
DEFPAR #Tm       0.02
DEFPAR #Pmin     0.32
DEFPAR #Vmax     1.15

```

```

DEFPAR #Vmin      0.70
DEFPAR #Imin      0.05
DEFPAR #Dfmax     0.10
(
-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(
-----
0001 IMPORT PELE      Pe
0002 WSHOUT      Pe X2 #TW3 1.0 #TW3
0003 FRACAO      X2 X3 0.5 #H
0004 LEDLAG      X3 X4 #T7 1.0 #T7
0005 IMPORT DWMAQ    Dw
0006 WSHOUT      Dw X6 #TW1 1.0 #TW1
0007 WSHOUT      X6 X7 #TW2 1.0 #TW2
0008 GANHO      X4 X8 #KS3
0009 SOMA        X7 X9
                X8 X9
0010 LEDLAG      X9 X10 1.0 #T8 1.0 #T9
0011 LEDLAG      X10 X11 1.0 1.0 #T9
0012 LEDLAG      X11 X12 1.0 1.0 #T9
0013 LEDLAG      X12 X13 1.0 1.0 #T9
0014 SOMA        X13 X14
                -X4 X14
0015 GANHO      X14 X15 #KS1
0016 LEDLAG      X15 X16 1.0 #T1 1.0 #T2
0017 LEDLAG      X16 X17 1.0 #T3 1.0 #T4
0018 LEDLAG      X17 X18 1.0 #T11 1.0 #T21
0019 LEDLAG      X18 X19 1.0 #T31 1.0 #T41
0020 LIMITA      X19 X20          MNSP MXSP
(
( Logica liga/deslida do PSS2A - ALSTOM
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0021 FUNCAO PULSO Pe X21 #Pmin 1.0 1.E10 1.0
0022 IMPORT VOLT      Vt
0023 FUNCAO PULSO Vt X23 #Vmin 1.0 #Vmax 0.0
0024 IMPORT IMQS      Imod
0025 FUNCAO PULSO Imod X25 #Imin 1.0 1.E10 1.0
0026 IMPORT WMAQ      Wmaq
0027 WSHOUT      Wmaq X27 1.0 1.0 #Tm
0028 FUNCAO ABS      X27 X28
0029 FUNCAO PULSO X28 X29 -0.1 1.0 #Dfmax 0.0
0030 MULTPL      X21 X30
                X23 X30
                X25 X30
                X29 X30
0031 DELAY      X30 L/D
0032 MULTPL      X20 Vsad
                L/D Vsad
0033 EXPORT VSAD Vsad
(
-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(
-----
DEFVAL      MXSP #MXSP
DEFVAL      MNSP #MNSP
FIMCDU
(
-----
(ncdu) ( nome cdu )
80515 ES_BMONTE-PR4MQ CF2 (PSS-2A) PRINCIPAL 18-08-2010
( 80113 ES_S.ANT_ME CF2 (PSS-2A) 12-04-2010
(
-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
(
-----
DEFPAR #TW3      1.5 3.0
DEFPAR #H        5.70 1.7
DEFPAR #T7      1.5 3.0
DEFPAR #TW1      1.5 3.0
DEFPAR #TW2      1.5 3.0
DEFPAR #T8      0.2
DEFPAR #T9      0.05
DEFPAR #KS1     40.0 5.0

```

```

DEFPAR #KS3      1.0
DEFPAR #T1      0.21 .4985
DEFPAR #T2      0.07 0.01
DEFPAR #T3      0.21 1.000
DEFPAR #T4      0.07 1.000
DEFPAR #T11     0.21 1.000
DEFPAR #T21     0.07 1.000
DEFPAR #T31     1.000
DEFPAR #T41     1.000
DEFPAR #MXSP    0.1 0.10
DEFPAR #MNSP    -0.1 -0.10 -0.05
(
DEFPAR #Tm      0.02
DEFPAR #Pmin    0.32
DEFPAR #Vmax    1.15
DEFPAR #Vmin    0.70
DEFPAR #Imin    0.05
DEFPAR #Dfmax   0.10
(
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
0001 IMPORT PELE      Pe
0002 WSHOUT      Pe X2 #TW3 1.0 #TW3
0003 FRACAO      X2 X3 0.5 #H
0004 LEDLAG      X3 X4 #T7 1.0 #T7
0005 IMPORT DWMAQ      Dw
0006 WSHOUT      Dw X6 #TW1 1.0 #TW1
0007 WSHOUT      X6 X7 #TW2 1.0 #TW2
0008 GANHO      X4 X8 #KS3
0009 SOMA      X7 X9
          X8 X9
0010 LEDLAG      X9 X10 1.0 #T8 1.0 #T9
0011 LEDLAG      X10 X11 1.0 1.0 #T9
0012 LEDLAG      X11 X12 1.0 1.0 #T9
0013 LEDLAG      X12 X13 1.0 1.0 #T9
0014 SOMA      X13 X14
          -X4 X14
0015 GANHO      X14 X15 #KS1
0016 LEDLAG      X15 X16 1.0 #T1 1.0 #T2
0017 LEDLAG      X16 X17 1.0 #T3 1.0 #T4
0018 LEDLAG      X17 X18 1.0 #T11 1.0 #T21
0019 LEDLAG      X18 X19 1.0 #T31 1.0 #T41
0020 LIMITA      X19 X20 MNSP MXSP
(
( Logica liga/deslida do PSS2A - ALSTOM
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0021 FUNCAO PULSO Pe X21 #Pmin 1.0 1.E10 1.0
0022 IMPORT VOLT      Vt
0023 FUNCAO PULSO Vt X23 #Vmin 1.0 #Vmax 0.0
0024 IMPORT IMQS      lmod
0025 FUNCAO PULSO lmod X25 #Imin 1.0 1.E10 1.0
0026 IMPORT WMAQ      Wmaq
0027 WSHOUT      Wmaq X27 1.0 1.0 #Tm
0028 FUNCAO ABS      X27 X28
0029 FUNCAO PULSO X28 X29 -0.1 1.0 #Dfmax 0.0
0030 MULTPL      X21 X30
          X23 X30
          X25 X30
          X29 X30
0031 DELAY      X30 L/D
0032 MULTPL      X20 Vsad
          L/D Vsad
0033 EXPORT VSAD Vsad
(
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----)
DEFVAL      MXSP #MXSP
DEFVAL      MNSP #MNSP
FIMCDU
(

```

```

(Belo Monte Secundaria
(-----)
(ncdu) ( nome cdu )
80551 RT_BMONTE-SD (ANDRITZ - ATUALIZACAO 17-02-2011)
(ncdu) ( nome cdu )
(-----)
(-----)
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----)
( General Variables
DEFPAR #alfa      0.00 Active Power Compensation (Droop) Factor
(DEFPAR #beta     -0.05 Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #beta      0.0  Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #TR1      0.0500 0.0226 Time Const. Voltage Sensing
DEFPAR #TR2      0.0500 0.0226 Time Const. Active Power Compensation
DEFPAR #TR3      0.0500 0.0226 Time Const. Reactive Power Compensation
DEFPAR #TR4      0.0177 Time Const. Field current Sensing
DEFPAR #KIEC     0.4248 0.7092 0.4678 KIEC = Ifag/Ifn - 1pu/2.354pu
(KIEC = Field current in air-gap for nominal stator current/field current at nominal rated power
(
( Thyristor bridge
DEFPAR #PI/2     1.570796326795
DEFPAR #KETB     6.2291 Amplification Excitation Transformer and Rectifier
DEFPAR #TE       0.0014 Time Const. Rectifier
DEFPAR #Xp       0.2235 Voltage Drop in Power Circuit
DEFPAR #Up+      6.2054 Pos. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Current
DEFPAR #Up-      -5.3947 Neg. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Currenr
(
( Voltage Regulator - PID 1
DEFPAR #K1       2.5 2.5 Proportional Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #KD1      0.000 Differential Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #TB1      0.000 Differential-Damping Const. Voltage Regulator
DEFPAR #TI1      0.65 0.20 0.120 Integration Const. Voltage Regulator
DEFPAR #SWPU     1.10 1.80 VOLTAR COM=1.10 Upper limit set value Voltage Regulator
DEFPAR #SWNU     0.90 0.50 VOLTAR COM =0.90 0.50 Lower limit set value Voltage Regulator
(
( Current Regulator - PID 2
DEFPAR #K2       8.8 5.8 Proportional Amplification Current Regulator
DEFPAR #TI2      0.00 Integration Const. Current Regulator
DEFPAR #SWPI     2.000 Upper limit set value Current Regulator
DEFPAR #SWNI     -0.100 -2.000teste 0.100-Voltar com este valor --- Lower limit set value Current Regulator
(
( Minimum Field Current Limiter - PID 3
DEFPAR #K3       1.0000 Proportional Amplification Min1 Regulator
DEFPAR #TI3      0.8000 Integration Const. Min1 Regulator
DEFPAR #Ifmnr   0.0100 0.1000 0.076 Lower limit Field Current - alteração sugerida pelo Nilo - ???
DEFPAR #IFMX3   3.5600 1.4795(teste) IFMX3 = 3.56
(
( Maximum Field Current Limiter, undelayed - PID 4
DEFPAR #K4       1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção 1.6000 Proportional Amplification Max1 Regulator
DEFPAR #TI4      0.0600 Integration Const. Max1 Regulator
DEFPAR #Ifmx1   1.5000 1.5000 1.5000-voltar com este valor ---- 5.5000 valor para teste 1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção1.6000
Upper limit Field Current
DEFPAR #IFMN4   -1.5000 -1.5000-voltar com este valor -9.5000 ajuste anterior -1.4795 (teste) IFMN4 = -3.56 Valor alto para limite do integrador ??? ver com Nilo
(
( Maximum Field Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIPB   12.000 20.000 12.0 0.5pu 9.0000s Delay Time Field Current Limiter 1pu=100segundos(uso fabricante)
DEFPAR #Ifmx2   1.1000 1.1900 1.1300 Upper Limit Field Current delayed - valor típico da SIEMENS
DEFPAR #Ifx2    -1.1000 -1.1900 (=> Ifmx2 * -1.0)
DEFPAR #IPZN    1.0500 1.0900 1.0300 (=> Ifmx2_IPZONE)- Valor de drop-out ou resset
DEFPAR #Ifres   1.0200 resset Maximum Limit Field Current delayed
(
( Maximum Generator Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIGB   12.000 12 segundos 1.000 1.5 8.0000 Delay Time Generator Current Limiter - segundos 1 pu = 100 segundos (software fabricante)
DEFPAR #IGmax   1.1000 Max. Limit Generator Current (valor utilizado no RT da Usina S_Antonio do Madeira
DEFPAR #IGMX    -1.1000 (=> IGMX = IGmax * -1.0)
DEFPAR #IGZN    1.0200 1.0000 1.0300 1.07 - 1.03(=> IGMX2_IGZONE)- Valor de drop-out ou resset
(
( Load Angle Limiter
DEFPAR #KPUEB   0.500 0.100 0.20 0.500 Proportional Amplification Under-excitation Limiter ???
DEFPAR #TIUEB   1.00 04.50 1.050 Integration Time Under-excitation Limiter
DEFPAR #KDUEB   0.010 0.100 0.500 1.500 0.001 1.500 Differential Amplification Under-excitation Limiter
    
```



```

DEFPAR #TDUEB      0.100 0.100 Differential Damping Under-excitation Limiter
DEFPAR #DESW      -0.650 -0.400 -0.650 Stationary load-angle limit
DEFPAR #DESWD     -0.800 -0.550 -0.800 Differential load-angle limit
(
DEFPAR #Xq        0.660 pu quadrature axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
(
DEFPAR #Xt        0.140 pu transformer reactance - generator MVA base
DEFPAR #PI        3.14159265 radianos
(
( Volt/Hertz Limiter
DEFPAR #KPF       1.0000 1.0000 Proportional Amplification VHZ Limiter
DEFPAR #TIF       0.0249 Integration Time VHZ Limiter
DEFPAR #FMXUG     1.0700 1.8000teste VOLTAR COM = 1.0700 1.1500 aberto limite para teste 1.0700 Maximum U Limit value
DEFPAR #FMNUG     0.8500 0.5000teste VOLTAR COM= 0.8500 0.5000 aberto limite para teste 0.8500 Minimum U Limit value
DEFPAR #FMXFG     1.000 Maximum F Limit value
DEFPAR #FMNFG     1.000 Minimum F Limit value
DEFPAR #FMXFO     0.000 BASE POINT UPPER LIMIT CURVE
(
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(
( ***** GENERAL VARIABLES *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD      Vref
0002 IMPORT VSAD VSS
0003 IMPORT VTR  Vt
0004 LEDLAG      Vt Vmed 1.0 0.0 1.0 #TR1
0005 IMPORT PELE Pe
0006 LEDLAG      Pe Pmed 1.0 0.0 1.0 #TR2
0007 IMPORT QELE Qe
0008 LEDLAG      Qe Qmed 1.0 0.0 1.0 #TR3
0009 IMPORT IFD  If
0010 LEDLAG      If Ifmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
(0016 ENTRAD      DEGIF
(0017 SOMA      Ifmed1 Ifmed
(
DEGIF Ifmed
0011 GANHO      Ifmed Ifd #KIEC
0012 IMPORT IMQS IMQS
0013 LEDLAG      IMQS IGmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0014 IMPORT WMAQ WGER
0015 FUNCAO ABS WGER F-PU
(
( ***** VOLTAGE REGULATOR - PID 1 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0019 LIMITA      Vref Uref SWNU SWPU
0020 SOMA      Uref Uerr
-Vmed Uerr
CCR Uerr
LIMIF2 Uerr
LIMIG Uerr
ZUEB Uerr
ZFZS Uerr
VSS Uerr
0021 GANHO      Uerr X021 #K1
0022 LIMITA      X021 X022 KRMN KRMX
0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 ZERO Ifmx1
(0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 IFRMN Ifmx1
0024 SOMA      X022 X024
X023 X024
0025 LIMITA      X024 IFref IFRMN IFRMX
(
( **** REACTIVE LOAD COMPENSATION ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0031 DIVSAO      Qmed Iq
Vmed Iq
0032 GANHO      Iq CCR #beta
(
( ***** CURRENT REGULATOR - PID 2 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0034 LIMITA      IFref IFset SWNI SWPI
0035 SOMA      IFset IFerr
-Ifd IFerr

```

```

Ifmin IFerr
Ifmax IFerr
0036 GANHO IFerr X036 #K2
0037 LIMITA X036 X037 IFRMN IFRMX
(0038 PROINT X037 X038 1.0 0.0 #TI2 MHUM HUM
0038 GANHO X037 X038 #TI2
0039 SOMA X037 X039
X038 X039
0040 LIMITA X039 Ur MHUM HUM
(
( ***** CONVERTER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0045 FUNCAO RETA Ur X045 -1.00 1.00
(1045 LIMITA X045 X1045 ALFAMN ALFAMX
0046 GANHO X045 X046 #PI/2
0047 FUNCAO COS X046 X047
(1047 MULTPL X047 X1047
( Vt X1047
0048 GANHO X047 X048 #KETB
0049 LEDLAG X048 X049 1.0 0.0 #TE EFD_MN EFD_MX
0050 GANHO lfd X050 #Xp
0051 SOMA X049 EFD
-X050 EFD
1052 IIMITA EFD EFD1 EFD_MN EFD_MX
0052 EXPORT EFD EFD1
(
0053 ENTRAD Up-
0054 MULTPL Up- EFD_MN
Vt EFD_MN
0055 ENTRAD Up+
0056 MULTPL Vt EFD_MX
Up+ EFD_MX
(
( ***** MINIMUM CURRENT LIMITER - PID 3 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0057 FUNCAO RETA lfd X057 -1.0 #lfmnr
0058 GANHO X057 X058 #K3
0059 LIMITA X058 X059 IFRMN IFRMX
0060 PROINT X059 X060 1.0 0.0 #TI3 ZERO IFMX3
0061 SOMA X059 X061
X060 X061
0062 LIMITA X061 Ifmin ZERO IFMX3
0063 SAIDA Ifmin
(
( ***** UNDELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER - PID 4 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0064 FUNCAO RETA lfd X064 -1.0 #lfmx1
0065 GANHO X064 X065 #K4
0066 LIMITA X065 X066 IFRMN IFRMX
0067 PROINT X066 X067 1.0 0.0 #TI4 IFMN4 ZERO
0068 SOMA X066 X068g
X067 X068g
1068 GANHO X068g X068 1.0 deve ser ajustado para 1.0
0069 LIMITA X068 Ifmax IFMN4 ZERO
1069 SAIDA Ifmax
(
( ***** DELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0070 LEDLAG lfd X070 1.0 0.0 1.0 #TVIPB
0071 FUNCAO HISTE1 X070 X071 #lfmx2 0.0 1.0
#IPZN 1.0
0072 FUNCAO RETA lfd X072 1.0 -#IPZN #lfx2
0073 FUNCAO PULSO X072 X073 0.0 1.0 1.0 1.0
0074 FUNCAO RETA lfd X074 -1.0 #lfmx2 #IPZN
0075 FUNCAO PULSO X074 X075 0.0 1.0 1.0 1.0
0076 LOGIC .AND. X071 LOWER
X073 LOWER
1077 GANHO LIMIF2 LIMIF3 -1.0
0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 0.0 1.0 1.0 1.0
(0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 -9999. 1.0 0.0 0.0
0078 LOGIC .AND. X075 RAISE
X077 RAISE
0079 SOMA -LOWER X079

```

```

RAISE X079
(0080 LEDLAG X079 LIMIF1 1.0 0.0 1.0 01.00 MHUM ZERO
0080 INTRES X079 LIMIF1 0.015 MHUM ZERO
    RESTF2 LIMIF1
    ZERO LIMIF1
0083 ENTRAD Ifres IPZN
0084 COMPAR .LT. x070 RESTF2
    Ifres RESTF2
0184 GANHO LIMIF1 LIMIF2 1.0 valor original=1.00
1084 SAIDA LIMIF2
(
**** STATOR CURRENT LIMITER ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0085 LEDLAG IGmed X085 1.0 0.0 1.0 #TVIGB
0086 FUNCAO HISTE1 X085 X086 #IGmax 0.0 1.0
    #IGZN 1.0
0087 FUNCAO RETA IGmed X087 1.0 #IGMX
0088 FUNCAO PULSO X087 X088 0.0 9999. 1.0 1.0
0089 FUNCAO RETA IGmed X089 -1.0 #IGZN
0090 FUNCAO PULSO X089 X090 0.0 9999. 1.0 1.0
0091 FUNCAO PULSO LIMIG X091 0.0 9999. 1.0 1.0
0092 ENTRAD IBGWN
0093 COMPAR .LT. Iq X093
    IBGWN X093
0094 COMPAR .GT. Iq X094
    IBGWP X094
0095 LOGIC .AND. X093 RAISE2
    X086 RAISE2
    X088 RAISE2
0096 LOGIC .AND. X086 LOWER1
    X088 LOWER1
    X094 LOWER1
0097 LOGIC .AND. X090 LOWER2
    X091 LOWER2
0098 SOMA RAISE2 X098
    -LOWER1 X098
    -LOWER2 X098
(0099 INTRES X098 LIMIG 1.0 MHUM HUM
0099 INTRES X098 LIMIG1 0.01 MHUM HUM
    RESTIG LIMIG1
    ZERO LIMIG1
0100 ENTRAD IBGWP
0101 ENTRAD ZERO
0102 COMPAR .LT. IGmed RESTIG
    IGZN RESTIG
0103 ENTRAD IGZN
0204 GANHO LIMIG1 LIMIG 1.0 VALOR ORIGINAL=1.0
0104 SAIDA LIMIG
(
**** LOAD ANGLE LIMITER ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0105 ENTRAD Xq
(0106 ENTRAD Xt
(0107 ENTRAD Xe
(0108 SOMA Xt Xn
(
    Xe Xn
0110 FUNCAO X**2 Vmed V2
(
0111 DIVSAO V2 X111
    Xq X111
0112 SOMA Qmed X112
    X111 X112
0113 DIVSAO Pmed X113
    X112 X113
(0113 DIVSAO Pmed X113
(
    Qmed X113
0114 FUNCAO ABS X113 X114
0115 FUNCAO ATAN X114 X115
(
0121 SOMA X115 DEIR
(
    X120 DEIR
1121 FRACAO DEIR DEIG 180. 0.0 #PI
1122 FRACAO DEIG DEIW 1.0 100.
    
```

```
(
0122 FUNCAO RETA DEIW X122 1.0 #DESWD
0123 WSHOUT X122 X123 #KDUEB 1.0 #TDUEB
0124 SOMA X122 X124
      X123 X124
0125 LIMITA X124 X125 ZERO LALMX
0126 FUNCAO RETA DEIW X126 1.0 #DESW
0127 GANHO X126 X127 #KPUEB
(0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB MHUM HUM
0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB LALMN HUM
0129 SOMA X127 X129
      X128 X129
0130 LIMITA X129 X130 ZERO LALMX
0131 SOMA X125 X131
      X130 X131
0132 COMPAR.LT. Qmed X132
      ZERO X132
0133 MULTPL X131 ZUEB1
      X132 ZUEB1
1134 GANHO ZUEB1 ZUEB 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0134 SAIDA ZUEB
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0135 FUNCAO RAMP A F-PU V-41 #FMXFO 0.0 #FMXFG#FMXUG
0136 FUNCAO RAMP A F-PU V-42 0.0 0.0 #FMNFG#FMNUG
0137 SOMA V-41 X137
      -Vmed X137
0138 SOMA V-42 X138
      -Vmed X138
0139 PROINT X137 X139 1.0 #TIF #TIF FMIN ZERO
0140 LIMITA X139 FRMAX FMIN ZERO
0141 PROINT X138 X141 1.0 #TIF #TIF ZERO FMAX
0142 LIMITA X141 FRMIN ZERO FMAX
0143 GANHO F-PU KFI 0.0
0144 SOMA FRMAX ZFZS1
      FRMIN ZFZS1
      KFI ZFZS1
0146 GANHO ZFZS1 ZFZS 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0145 SAIDA ZFZS
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0150 IMPORT DELT DELT
0151 FRACAO DELT DELTG 180. 0.0 #PI
0152 FRACAO DELTG DELTTPU 1.0 100.
0153 SAIDA DELTTPU
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----
( PID 1
DEFVAL SWNU #SWNU
DEFVAL SWPU #SWPU
DEFVAL IFRMN -16.0
DEFVAL IFRMX 16.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL Ifmx1 #Ifmx1
DEFVAL KRMN -0.75
DEFVAL KRMX 0.75
DEFVAL Uerr 0.0
( PID 2
DEFVAL SWNI #SWNI
DEFVAL SWPI #SWPI
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL MHUM -1.0
DEFVAL X038 0.0
( PID 3
DEFVAL IFMX3 #IFMX3
( PID 4
DEFVAL IFMN4 #IFMN4
( STATOR CURRENT LIMITER
DEFVAL IBGWN -0.01 -0.10
DEFVAL IBGWP 0.01 0.10
DEFVAL IGZN #IGZN
(
```

```

DEFVAL UP- #UP-
DEFVAL UP+ #UP+
(DEFVAL ALFAMN 0.1745
(DEFVAL ALFAMX 2.6180
( ***** Maximum Field Current Limiter, delayed *****
(DEFVAL IPZN #IPZN
DEFVAL Ifres #Ifres
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
DEFVAL LALMX 1.0
DEFVAL Xq #Xq
(DEFVAL Xe #Xe
(DEFVAL Xt #Xt
DEFVAL ZUEB 0.0
DEFVAL X124 0.0
(DEFVAL X128 0.0
DEFVAL X129 0.0
DEFVAL X130 0.0
DEFVAL LALMN 0.0 -0.32 0.0 -0.26
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
DEFVAL FMIN -0.5 -1.5teste VOLTAR PARA= -0.5
DEFVAL FMAX 0.2 1.5teste VOLTAR PARA = 0.2 0.7 valor de teste 0.2 valor ajustado fabrica
(
(INTEGRADORES
DEFVAL LIMIF2 0.
DEFVAL LIMIG 0.
DEFVAL RESTIG 1.
DEFVAL ZFZS 0.
DEFVAL FRMAX 0.
DEFVAL FRMIN 0.
DEFVAL Ifmin 0.
DEFVAL Ifmax 0.
(DEFVAL x067 0.
(DEFVAL x068 0.
(DEFVAL x064 0.
(DEFVAL Ifmed 0.
(DEFVAL Vref 1.
(DEFVAL Vmed 1.
(
FIMCDU
(
(-----
( PSS (= SANTO ANTONIO 2A)
(ncdu) ( nome cdu )
80553 ES_BMONTE-SD
(-----
(-----
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----
DEFPAR #TW3 1.5 3.0
DEFPAR #H 1.27
DEFPAR #T7 1.5 3.0
DEFPAR #TW1 1.5 3.0
DEFPAR #TW2 1.5 3.0
DEFPAR #T8 0.2
DEFPAR #T9 0.05
DEFPAR #KS1 5.0
DEFPAR #KS3 1.0
DEFPAR #T1 .4985
DEFPAR #T2 0.01
DEFPAR #T3 1.000
DEFPAR #T4 1.000
DEFPAR #T11 1.000
DEFPAR #T21 1.000
DEFPAR #T31 1.000
DEFPAR #T41 1.000
DEFPAR #MXSP 0.10
DEFPAR #MNSP -0.05
(
DEFPAR #Tm 0.02
DEFPAR #Pmin 0.32
DEFPAR #Vmax 1.15
DEFPAR #Vmin 0.70
DEFPAR #Imin 0.05
    
```

```

DEFPAR #Dfmax      0.10
(
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
0001 IMPORT PELE      Pe
0002 WSHOUT      Pe X2 #TW3 1.0 #TW3
0003 FRACAO      X2 X3 0.5 #H
0004 LEDLAG      X3 X4 #T7 1.0 #T7
0005 IMPORT DWMAQ      Dw
0006 WSHOUT      Dw X6 #TW1 1.0 #TW1
0007 WSHOUT      X6 X7 #TW2 1.0 #TW2
0008 GANHO      X4 X8 #KS3
0009 SOMA      X7 X9
          X8 X9
0010 LEDLAG      X9 X10 1.0 #T8 1.0 #T9
0011 LEDLAG      X10 X11 1.0 1.0 #T9
0012 LEDLAG      X11 X12 1.0 1.0 #T9
0013 LEDLAG      X12 X13 1.0 1.0 #T9
0014 SOMA      X13 X14
          -X4 X14
0015 GANHO      X14 X15 #KS1
0016 LEDLAG      X15 X16 1.0 #T1 1.0 #T2
0017 LEDLAG      X16 X17 1.0 #T3 1.0 #T4
0018 LEDLAG      X17 X18 1.0 #T11 1.0 #T21
0019 LEDLAG      X18 X19 1.0 #T31 1.0 #T41
0020 LIMITA      X19 X20          MNSP MXSP
(
( Logica liga/deslida do PSS2A - ALSTOM
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0021 FUNCAO PULSO      Pe X21 #Pmin 1.0 1.E10 1.0
0022 IMPORT VOLT      Vt
0023 FUNCAO PULSO      Vt X23 #Vmin 1.0 #Vmax 0.0
0024 IMPORT IMQS      Imod
0025 FUNCAO PULSO      Imod X25 #Imin 1.0 1.E10 1.0
0026 IMPORT WMAQ      Wmaq
0027 WSHOUT      Wmaq X27 1.0 1.0 #Tm
0028 FUNCAO ABS      X27 X28
0029 FUNCAO PULSO      X28 X29 -0.1 1.0 #Dfmax 0.0
0030 MULTPL      X21 X30
          X23 X30
          X25 X30
          X29 X30
0031 DELAY      X30 L/D
0032 MULTPL      X20 Vsad
          L/D Vsad
0033 EXPORT VSAD      Vsad
(
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----)
DEFVAL      MXSP #MXSP
DEFVAL      MNSP #MNSP
(
(
FIMCDU
(-----)
(ncdu) ( nome cdu )
80552 RP_BMONTE_S (VOITH - HyCon TM GC422 - ATUALIZACAO 16-02-2011)
(
(===== MALHA DE CONTROLE DE POTENCIA =====)
( (nome) ( valor ) ( DESCRIÇÃO ) )
DEFPAR #To 0.02 Const.tempo filtro de med. velocidade
DEFPAR #Bp 0.05 Estatismo permanente
DEFPAR #Tr 60.0 Const. tempo rampa de ref. de potência
DEFPAR #Tp 0.02 Const. tempo filtro de med. potência
DEFPAR #Kp 0.750 0.04 Ganho proporcional do controlador PI
DEFPAR #Tn 4.0 8.8 Cosnt. tempo integral do control. PI
(DEFPAR #KvT1v 0.0 Ganho proporcional do WASHOUT #
(DEFPAR #T1v 0.0 Const. tempo do WASHOUT #
( (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      Pmax 1.1 Ajuste máximo da potência - pu

```

```

DEFVAL Pmin 0.0 Ajuste mínimo da potência - pu
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL AMIN 0.01
(
DEFVAL Wref 1.0 Referência de velocidade - pu
DEFVAL VAR Pref Pele Inicialização da ref de potência - pu
DEFVAL VAR X8 Pele Inicialização do integrador da ref. de pot. #
DEFVAL X13 0.0 Inicialização do erro de controle #
(
(===== MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR =====)
( (nome) ( valor )
DEFPAR #KP1 3.0 Ganho proporç. malha contr. servomotor dist.
DEFPAR #BIAS1 0.0 Posição equilíbrio malha posic. servom.
DEFPAR #KP2 1.0 Ganho proporç. malha contr. válv. principal
DEFPAR #BIAS2 0.0 Posição equil. malha posic. válv. principal
DEFPAR #TpD 0.05 Const. tempo válv. proporç. + válv. princ.
( (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL VELOpD 0.067 Velocidade de abertura do servomotor
DEFVAL VELcsD -0.290 -0.134 Velocidade de fechamento do servomotor
DEFVAL WGmax 1.0 Abertura máxima do servomotor
DEFVAL WGmin 0.0 Abertura mínima do servomotor
DEFVAL X25 0.0 Inicialização
DEFVAL VAR WGpos YA0 Inicialização da abertura do distrib.
(
(===== MALHA DE POSICIONAMENTO DO ROTOR =====)
( (nome) ( valor )
DEFPAR #KP3 3.0 Ganho proporç. malha contr. servomotor rotor
DEFPAR #BIAS3 0.0 Posição equilíbrio malha posic. do servom.
DEFPAR #KP4 1.0 Ganho proporç. malha contr. válvula principal
DEFPAR #BIAS4 0.0 Posição equil. malha posic. válvula principal
DEFPAR #TpR 0.05 Const. tempo válv. proporç. + válv. princ.
( (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL VELOpR 0.094 0.034 Velocidade de abertura do servomotor
DEFVAL VELcsR -1.250 -0.067 Velocidade de fechamento do servomotor
DEFVAL RUmax 1.0 Abertura máxima do servomotor
DEFVAL RUmin 0.0 Abertura mínima do servomotor
DEFVAL X36 0.0 Inicialização
(
(===== TURBINA =====)
( (nome) ( valor )
DEFPAR #Tw 2.34 0.80 2.60 Constante de tempo da água - valor igual ao de Igarapava (Nilo)
DEFPAR #Qnl 0.0 Vazão em vazio
DEFPAR #At 1.0 Ganho da turbina
DEFPAR #Dt 0.10 0.5 Amortecimento da turbina depend. abert. distr.
DEFPAR #Dc 0.20 0.15 Amortecimento da turbina indep. abert. distr.
( (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL GMAX 0.9600 0.9486 Potência máxima da turbina - pu ( 38.80MW / 40.90MVA)
DEFVAL GMIN 0.01 Potência mínima da turbina - pu
(
DEFVAL MODO 1.0 MODO=1 CONTROLE DE POTÊNCIA / MODO=0 CONTROLE VELOCIDADE
(=====)
(
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
( MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE E POTÊNCIA
1000 ENTRAD MODO
1001 ENTRAD HUM
(
1 ENTRAD Wref
2 IMPORT WMAQ Wmaq
3 LEDLAG Wmaq Wmaqf 1. 0. 1. #To
4 SOMA Wref X4
-Wmaqf X4
5 FRACAO X4 X5 1 0.0 #Bp 0.0
28 LOGIC .NOT. MODOAT X28
6 MULTPL X5 X6
X28 X6
19 MULTPL X4 X19
MODOAT X19
9 SOMA X6 CHVEL
X19 CHVEL
15 SOMA CHVEL X15
CHPOT X15

```

```

7 ENTRAD      Pref
(RAMPA DE SETPOINT
701 SOMA      Pref X701
      -X8 X701
702 FUNCAO DEADB2 X701 X702 -.001 -1. .001 1.
8 PROINT      X702 X8 1. 0. #Tr Pmin Pmax
(-----
10 IMPORT PELE      Pele
(COMUTAÇÃO AUTOMÁTICA CANAL POTÊNCIA - CANAL VELOCIDADE
29 FUNCAO PULSO Pele X29 0.00 0.0 0.05 1.0      ajustado esta função
56 FUNCAO ABS X4 X56
57 FUNCAO PULSO X56 X57 0.00 1.0 0.090 0.0      ajustado esta função
1901 MULTPL X29 X1901
      MODO X1901
      X57 X1901
27 DELAY X1901 MODOAT
11 LEDLAG Pele Pelef 1. 0. 1. #Tp
12 SOMA X8 X12
      -Pelef X12
1008 GANHO X12 X1008 #Bp
1201 MULTPL X1008 CHPOT
      MODOAT CHPOT
(-----
13 GANHO X15 X13 #Kp
14 PROINT X13 X14 1. 0. #Tn ZERO HUM
( 1501 WSHOUT X12 X15 #KvT1v 1 #T1v
16 SOMA X13 X16
      X14 X16
( 17 FUNCAO PONTOS X8 PRE-A 0.0 0.0 1.0 1.0 DESLIGADO -> FALTA DEFINIR UMA CURVA DE PRE-ABERTURA
17 GANHO X8 PRE-A 0.0
(
18 SOMA PRE-A X18
      X16 X18
1801 LIMITA X18 A AMIN HUM
(
( MALHA DE POSICIONAMENTO DO DISTRIBUIDOR
(
20 SOMA A X20
      -WGpos X20
21 FUNCAO RETA X20 X21 #KP1 #BIAS1
22 SOMA X21 X22
      -X24 X22
23 FUNCAO RETA X22 X23 #KP2 #BIAS2
24 LEDLAG X23 X24 1. 0. 1. #TpD
25 LIMITA X24 X25 VELcsD VELopD
26 PROINT X25 WGpos 1. 0. 1. WGmin WGmax
( CURVA DE CONJUGAÇÃO ANGULO DO ROTOR X ABERTURA DO DISTRIBUIDOR
30 FUNCAO PONTOS A X30 0.1 0. 0.11 0.0001
      0.22 0.05 0.33 0.13
      0.44 0.25 0.56 0.38
      0.67 0.55 0.78 0.83
      0.89 0.99 1. 1.
(
( MALHA DE POSICIONAMENTO DO ROTOR
31 SOMA X30 X31
      -RUpos X31
32 FUNCAO RETA X31 X32 #KP3 #BIAS3
33 SOMA X32 X33
      -X35 X33
34 FUNCAO RETA X33 X34 #KP4 #BIAS4
35 LEDLAG X34 X35 1. 0. 1. #TpR
36 LIMITA X35 X36 VELcsR VELopR
37 PROINT X36 RUpos 1. 0. 1. RUmin RUmáx
38 ENTRAD ERRO
39 SOMA ERRO X39
      HUM X39
      RUpos X39
40 MULTPL X39 G
      WGpos G
41 FUNCAO PONTOS G YA0 0. 0. 0.11 0.11
      0.23 0.22 0.38 0.33
      0.56 0.44 0.76 0.56

```



```

1.03 0.67 1.42 0.78
1.78 0.89 2. 1.
42 SAIDA YAO
(-----)
( MODELO DA TURBINA
43 FUNCAO RETA G X43 #Dt #Dc
44 IMPORT DWMAQ DWRpu
45 MULTPL DWRpu X45
X43 X45
46 LIMITA G GL GMIN GMAX
47 DIVSAO X50 X47
GL X47
48 FUNCAO X**2 X47 X48
49 FUNCAO RETA X48 X49 -1. 1.
50 PROINT X49 X50 1. 0. #Tw
51 FUNCAO RETA X50 X51 1. -#Qnl
52 MULTPL X51 X52
X48 X52
53 GANHO X52 X53 #At
54 SOMA X53 Pmec
-X45 Pmec
55 EXPORT P MEC Pmec
FIMCDU
(-----)
(ncdu) ( nome cdu ) SINCRONO
80521 RT_BMONT-14MQ (ANDRITZ)
(-----)
(EFPAR (npar) ( valpar )
(-----)
( General Variables
DEFPAR #alfa 0.00 Active Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #beta 0.0 Reactive Power Compensation (Droop) Factor
DEFPAR #TR1 0.0500 0.0226 Time Const. Voltage Sensing
DEFPAR #TR2 0.0500 0.0226 Time Const. Active Power Compensation
DEFPAR #TR3 0.0500 0.0226 Time Const. Reactive Power Compensation
DEFPAR #TR4 0.0177 Time Const. Field current Sensing
DEFPAR #KIEC 0.3378 KIEC = Ifag/Ifn 1pu/2.96pu - [dado velho de 2011 1PU/2.51PU-2.519pu](modelo maquina NESA)
(KIEC = Field current in air-gap for nominal stator current/field current at nominal rated power
(
( Thyristor bridge
DEFPAR #PI/2 1.570796326795
DEFPAR #KETB 6.2291 Amplification Excitation Transformer and Rectifier
DEFPAR #TE 0.0014 Time Const. Rectifier
DEFPAR #Xp 0.2235 Voltage Drop in Power Circuit
DEFPAR #Up+ 6.2054 Pos. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Current
DEFPAR #Up- -5.3947 Neg. Rectifier Ceiling Voltage at Zero Field Current
(
( Voltage Regulator - PID 1
DEFPAR #K1 2.5 Proportional Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #KD1 0.000 Differential Amplification Voltage Regulator
DEFPAR #TB1 0.000 Differential-Damping Const. Voltage Regulator
DEFPAR #TI1 0.65 0.20 0.120 Integration Const. Voltage Regulator
DEFPAR #SWPU 1.10 1.80 VOLTAR COM=1.10 Upper limit set value Voltage Regulator
DEFPAR #SWNU 0.90 0.50 VOLTAR COM =0.90 0.50 Lower limit set value Voltage Regulator
(
( Current Regulator - PID 2
DEFPAR #K2 5.8 5.8 8.8Proportional Amplification Current Regulator
DEFPAR #TI2 0.00 Integration Const. Current Regulator
DEFPAR #SWPI 2.000 Upper limit set value Current Regulator
DEFPAR #SWNI -0.100 -2.000teste 0.100-Voltar com este valor --- Lower limit set value Current Regulator
(
( Minimum Field Current Limiter - PID 3
DEFPAR #K3 1.0000 Proportional Amplification Min1 Regulator
DEFPAR #TI3 0.8000 Integration Const. Min1 Regulator
DEFPAR #Ifmnr 0.0100 0.1000 0.076 Lower limit Field Current - alteração sugerida pelo Nilo - ???
DEFPAR #IFMX3 3.5600 1.4795(teste) IFMX3 = 3.56
(
( Maximum Field Current Limiter, undelayed - PID 4
DEFPAR #K4 1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção 1.6000 Proportional Amplification Max1 Regulator
DEFPAR #TI4 0.0600 Integration Const. Max1 Regulator
DEFPAR #Ifmx1 1.5000 voltar com este valor - 5.5000 valor para teste 1.5000 limite usado pelo fabricante p/ coordenar c/ proteção1.6000 Upper limit Field
Current
DEFPAR #IFMN4 -1.5000 voltar com este valor -9.5000 ajuste anterior -1.4795 (teste) IFMN4 = -3.56 Valor alto para limite do integrador ??? ver com Nilo

```

```
(
(Maximum Field Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIPB      12.000 20.000 0.5pu 9.0s Delay Time Field Current Limiter 1pu=100segundos(uso fabricante)
DEFPAR #Ifmx2     1.1000 1.1900 1.1300 Upper Limit Field Current delayed - valor típico da SIEMENS
DEFPAR #Ifx2      -1.1000 -1.1900 (=> Ifmx2 * -1.0)
DEFPAR #IPZN      1.0500 1.0900 1.0300 (=> Ifmx2_IPZONE)- Valor de drop-out ou resset
DEFPAR #Ifres     1.0200 resset Maximum Limit Field Current delayed
(
(Maximum Generator Current Limiter, delayed
DEFPAR #TVIGB     12.000 1.000 1.5 8.0000 Delay Time Generator Current Limiter - segundos 1 pu = 100 segundos (software fabricante)
DEFPAR #IGmax     1.1000 Max. Limit Generator Current (valor utilizado no RT da Usina S_Antonio do Madeira
DEFPAR #IGMX      -1.1000 (=> IGMX = IGmax * -1.0)
DEFPAR #IGZN      1.0200 1.0000 1.0300 1.07 - 1.03(=> IGMX2_IGZONE)- Valor de drop-out ou resset
(
(Load Angle Limiter
DEFPAR #KPUEB     0.500 0.100 0.20 0.500 Proportional Amplification Under-excitation Limiter ???
DEFPAR #TIUEB     1.00 04.50 1.050 Integration Time Under-excitation Limiter
DEFPAR #KDUEB     0.010 0.100 0.500 1.500 0.001 1.500 Differential Amplification Under-excitation Limiter
DEFPAR #TDUEB     0.100 0.100 Differential Damping Under-excitation Limiter
DEFPAR #DESW      -0.650 -0.400 -0.650 Stationary load-angle limit
DEFPAR #DESWD     -0.800 -0.550 -0.800 Differential load-angle limit
(
(DEFPAR #Xd        1.000 0.055 1.000/18 pu direct axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
DEFPAR #Xq         0.70 0.660 0.037 0.660/18 pu quadrature axis reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
DEFPAR #Xe         0.010 0.101 0.016 71.9315 0.016 pu external reactance - generator MVA base - Valor acomodado para limite prático estabilidade
(
Reatancia Xe para curto 3- na barra, contribuição somente do sistema (500 kV)
DEFPAR #Xt         0.150 0.0078 0.140/18 pu transformer reactance - generator MVA base
DEFPAR #PI         3.14159265 radianos
(
(Volt/Hertz Limiter
DEFPAR #KPF        1.0000 1.0000 Proportional Amplification VHZ Limiter
DEFPAR #TIF        0.0249 Integration Time VHZ Limiter
DEFPAR #FMXUG      1.0700 1.8000teste VOLTAR COM = 1.0700 1.1500 aberto limite para teste 1.0700 Maximum U Limit value
DEFPAR #FMNUG      0.8500 0.5000teste VOLTAR COM= 0.8500 0.5000 aberto limite para teste 0.8500 Minimum U Limit value
DEFPAR #FMXFG      1.000 Maximum F Limit value
DEFPAR #FMNFG      1.000 Minimum F Limit value
DEFPAR #FMXFO      0.000 BASE POINT UPPER LIMIT CURVE
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(**** GENERAL VARIABLES ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 ENTRAD      Vref
0002 IMPORT VSAD  VSS
0003 IMPORT VTR   Vt
0004 LEDLAG      Vt Vmed 1.0 0.0 1.0 #TR1
0005 IMPORT PELE  Pe
0006 LEDLAG      Pe Pmed 1.0 0.0 1.0 #TR2
0007 IMPORT QELE  Qe
0008 LEDLAG      Qe Qmed 1.0 0.0 1.0 #TR3
0009 IMPORT IFD   If
0010 LEDLAG      If Ifmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0011 GANHO        Ifmed Ifd #KIEC
0012 IMPORT IMQS  IMQS
0013 LEDLAG      IMQS IGmed 1.0 0.0 1.0 #TR4
0014 IMPORT WMAQ  WGER
0015 FUNCAO ABS   WGER F-PU
(
(**** VOLTAGE REGULATOR - PID 1 ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0019 LIMITA      Vref Uref SWNU SWPU
0020 SOMA        Uref Uerr
          -Vmed Uerr
          CCR Uerr
          LIMIF2 Uerr
          LIMIG Uerr
          ZUEB Uerr
          ZFZS Uerr
          VSS Uerr
0021 GANHO        Uerr X021 #K1
0022 LIMITA      X021 X022 KRMN KRMX
0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 ZERO Ifmx1
(0023 PROINT      X022 X023 1.0 0.0 #T11 IFRMN Ifmx1
```

```

0024 SOMA      X022 X024
              X023 X024
0025 LIMITA   X024 IFref          IFRMN IFRMX
(
( **** REACTIVE LOAD COMPENSATION ****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0031 DIVSAO   Qmed Iq
              Vmed Iq
0032 GANHO    Iq CCR #beta
(
( ***** CURRENT REGULATOR - PID 2 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0034 LIMITA   IFref IFset          SWNI SWPI
0035 SOMA     IFset IFerr
              -Ifd IFerr
              Ifmin IFerr
              Ifmax IFerr
0036 GANHO    IFerr X036 #K2
0037 LIMITA   X036 X037          IFRMN IFRMX
(0038 PROINT  X037 X038 1.0 0.0 #T12 MHUM HUM
0038 GANHO    X037 X038 #T12
0039 SOMA     X037 X039
              X038 X039
0040 LIMITA   X039 Ur          MHUM HUM
(
( ***** CONVERTER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0045 FUNCAO RETA Ur X045 -1.00 1.00
0046 GANHO    X045 X046 #PI/2
0047 FUNCAO COS X046 X047
0048 GANHO    X047 X048 #KETB
0049 LEDLAG   X048 X049 1.0 0.0 1.0 #TE EFD_MN EFD_MX
0050 GANHO    Ifd X050 #Xp
0051 SOMA     X049 EFD
              -X050 EFD
1052 IIMITA   EFD EFD1          EFD_MN EFD_MX
0052 EXPORT EFD EFD1
(
0053 ENTRAD   Up-
0054 MULTPL   Up- EFD_MN
(
              Vt EFD_MN
0055 ENTRAD   Up+
0056 MULTPL   Up+ EFD_MX
(
              Vt EFD_MX
(
( ***** MINIMUM CURRENT LIMITER - PID 3 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0057 FUNCAO RETA Ifd X057 -1.0 #Ifmnr
0058 GANHO    X057 X058 #K3
0059 LIMITA   X058 X059          IFRMN IFRMX
0060 PROINT   X059 X060 1.0 0.0 #T13 ZERO IFMX3
0061 SOMA     X059 X061
              X060 X061
0062 LIMITA   X061 Ifmin          ZERO IFMX3
0063 SAIDA    Ifmin
(
( ***** UNDELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER - PID 4 *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0064 FUNCAO RETA Ifd X064 -1.0 #Ifmx1
0065 GANHO    X064 X065 #K4
0066 LIMITA   X065 X066          IFRMN IFRMX
0067 PROINT   X066 X067 1.0 0.0 #T14 IFMN4 ZERO
0068 SOMA     X066 X068g
              X067 X068g
1068 GANHO    X068g X068 1.0          deve ser ajustado para 1.0
0069 LIMITA   X068 Ifmax          IFMN4 ZERO
1069 SAIDA    Ifmax
(
( ***** DELAYED MAXIMUM FIELD CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0070 LEDLAG   Ifd X070 1.0 0.0 1.0 #TVIPB
0071 FUNCAO HISTE1 X070 X071 #Ifmx2 0.0 1.0
              #IPZN 1.0
    
```

```

0072 FUNCAO RETA Ifd X072 1.0 -#IPZN #Ifx2
0073 FUNCAO PULSO X072 X073 0.0 1.0 1.0 1.0
0074 FUNCAO RETA Ifd X074 -1.0 #Ifmx2 #IPZN
0075 FUNCAO PULSO X074 X075 0.0 1.0 1.0 1.0
0076 LOGIC .AND. X071 LOWER
      X073 LOWER
1077 GANHO LIMIF2 LIMIF3 -1.0
0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 0.0 1.0 1.0 1.0
(0077 FUNCAO PULSO LIMIF3 X077 -9999.1.0 0.0 0.0
0078 LOGIC .AND. X075 RAISE
      X077 RAISE
0079 SOMA -LOWER X079
      RAISE X079
(0080 LEDLAG X079 LIMIF1 1.0 0.0 1.0 01.00 MHUM ZERO
0080 INTRES X079 LIMIF1 0.015 MHUM ZERO
      RESTF2 LIMIF1
      ZERO LIMIF1
0083 ENTRAD Ifres IPZN
0084 COMPAR .LT. x070 RESTF2
      Ifres RESTF2
0184 GANHO LIMIF1 LIMIF2 1.0 valor original=1.00
1084 SAIDA LIMIF2
(
( ***** STATOR CURRENT LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0085 LEDLAG IGmed X085 1.0 0.0 1.0 #TVIGB
0086 FUNCAO HISTE1 X085 X086 #IGmax 0.0 1.0
      #IGZN 1.0
0087 FUNCAO RETA IGmed X087 1.0 #IGMX
0088 FUNCAO PULSO X087 X088 0.0 9999.1.0 1.0
0089 FUNCAO RETA IGmed X089 -1.0 #IGZN
0090 FUNCAO PULSO X089 X090 0.0 9999.1.0 1.0
0091 FUNCAO PULSO LIMIG X091 0.0 9999.1.0 1.0
0092 ENTRAD IBGWN
0093 COMPAR .LT. Iq X093
      IBGWN X093
0094 COMPAR .GT. Iq X094
      IBGWP X094
0095 LOGIC .AND. X093 RAISE2
      X086 RAISE2
      X088 RAISE2
0096 LOGIC .AND. X086 LOWER1
      X088 LOWER1
      X094 LOWER1
0097 LOGIC .AND. X090 LOWER2
      X091 LOWER2
0098 SOMA RAISE2 X098
      -LOWER1 X098
      -LOWER2 X098
(0099 INTRES X098 LIMIG 1.0 MHUM HUM
0099 INTRES X098 LIMIG1 0.01 MHUM HUM
      RESTIG LIMIG1
      ZERO LIMIG1
0100 ENTRAD IBGWP
0101 ENTRAD ZERO
0102 COMPAR .LT. IGmed RESTIG
      IGZN RESTIG
0103 ENTRAD IGZN
0204 GANHO LIMIG1 LIMIG 1.0 VALOR ORIGINAL=1.0
0104 SAIDA LIMIG
(
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0105 ENTRAD Xq
(0106 ENTRAD Xt
(0107 ENTRAD Xe
(0108 SOMA Xt Xn
( Xe Xn
0110 FUNCAO X**2 Vmed V2
((
0111 DIVSAO V2 X111
      Xq X111
0112 SOMA Qmed X112

```

```

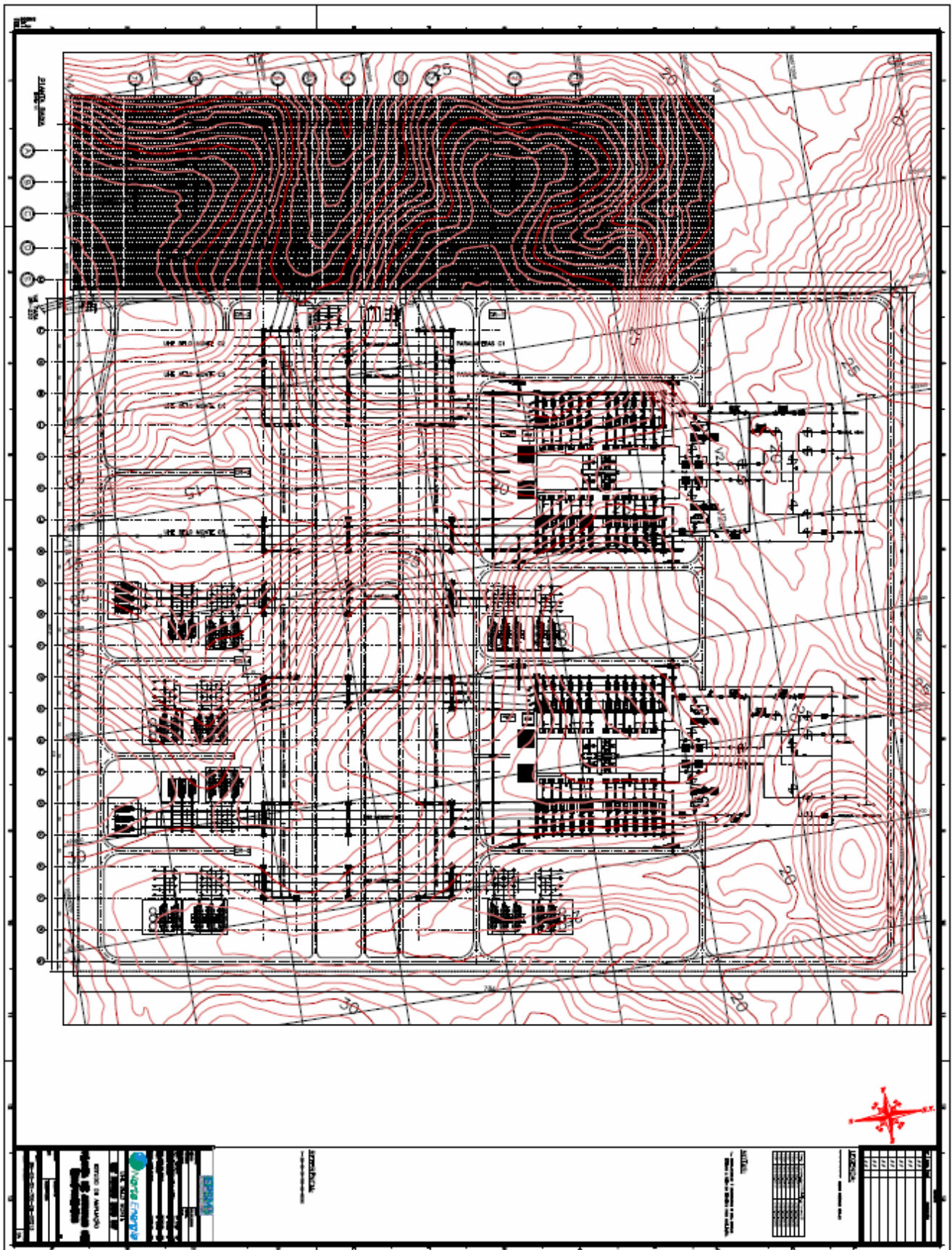
X111 X112
0113 DIVSAO Pmed X113
X112 X113
(0113 DIVSAO Pmed X113
( Qmed X113
0114 FUNCAO ABS X113 X114
0115 FUNCAO ATAN X114 X115
(
(0116 DIVSAO V2 X116
( Xn X116
(0117 SOMA Qmed X117
( -X116 X117
(0118 DIVSAO Pmed X118
( X117 X118
(0119 FUNCAO ABS X118 X119
(0120 FUNCAO ATAN X119 X120
(
0121 SOMA X115 DEIR
( X120 DEIR
(
1121 FRACAO DEIR DEIG 180. 0.0 #PI
1122 FRACAO DEIG DEIW 1.0 100.
(
0122 FUNCAO RETA DEIW X122 1.0 #DESWD
0123 WSHOUT X122 X123 #KDUEB 1.0 #TDUEB
0124 SOMA X122 X124
X123 X124
0125 LIMITA X124 X125 ZERO LALMX
0126 FUNCAO RETA DEIW X126 1.0 #DESW
0127 GANHO X126 X127 #KPUEB
(0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB MHUM HUM
0128 PROINT X126 X128 1.0 0.0 #TIUEB LALMN HUM
0129 SOMA X127 X129
X128 X129
0130 LIMITA X129 X130 ZERO LALMX
0131 SOMA X125 X131
X130 X131
0132 COMPAR .LT. Qmed X132
ZERO X132
0133 MULTPL X131 ZUEB1
X132 ZUEB1
1134 GANHO ZUEB1 ZUEB 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0134 SAIDA ZUEB
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0135 FUNCAO RAMP A F-PU V-41 #FMXFO 0.0 #FMXFG#FMXUG
0136 FUNCAO RAMP A F-PU V-42 0.0 0.0 #FMNFG#FMNUG
0137 SOMA V-41 X137
-Vmed X137
0138 SOMA V-42 X138
-Vmed X138
0139 PROINT X137 X139 1.0 #TIF #TIF FMIN ZERO
0140 LIMITA X139 FRMAX FMIN ZERO
0141 PROINT X138 X141 1.0 #TIF #TIF ZERO FMAX
0142 LIMITA X141 FRMIN ZERO FMAX
0143 GANHO F-PU KFI 0.0
0144 SOMA FRMAX ZFZS1
FRMIN ZFZS1
KFI ZFZS1
0146 GANHO ZFZS1 ZFZS 1.0 VALOR A SER AJUSTADO=1.0
0145 SAIDA ZFZS
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0150 IMPORT DELT DELT
0151 FRACAO DELT DELTG 180. 0.0 #PI
0152 FRACAO DELTG DELTPU 1.0 100.
0153 SAIDA DELTPU
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----
( PID 1

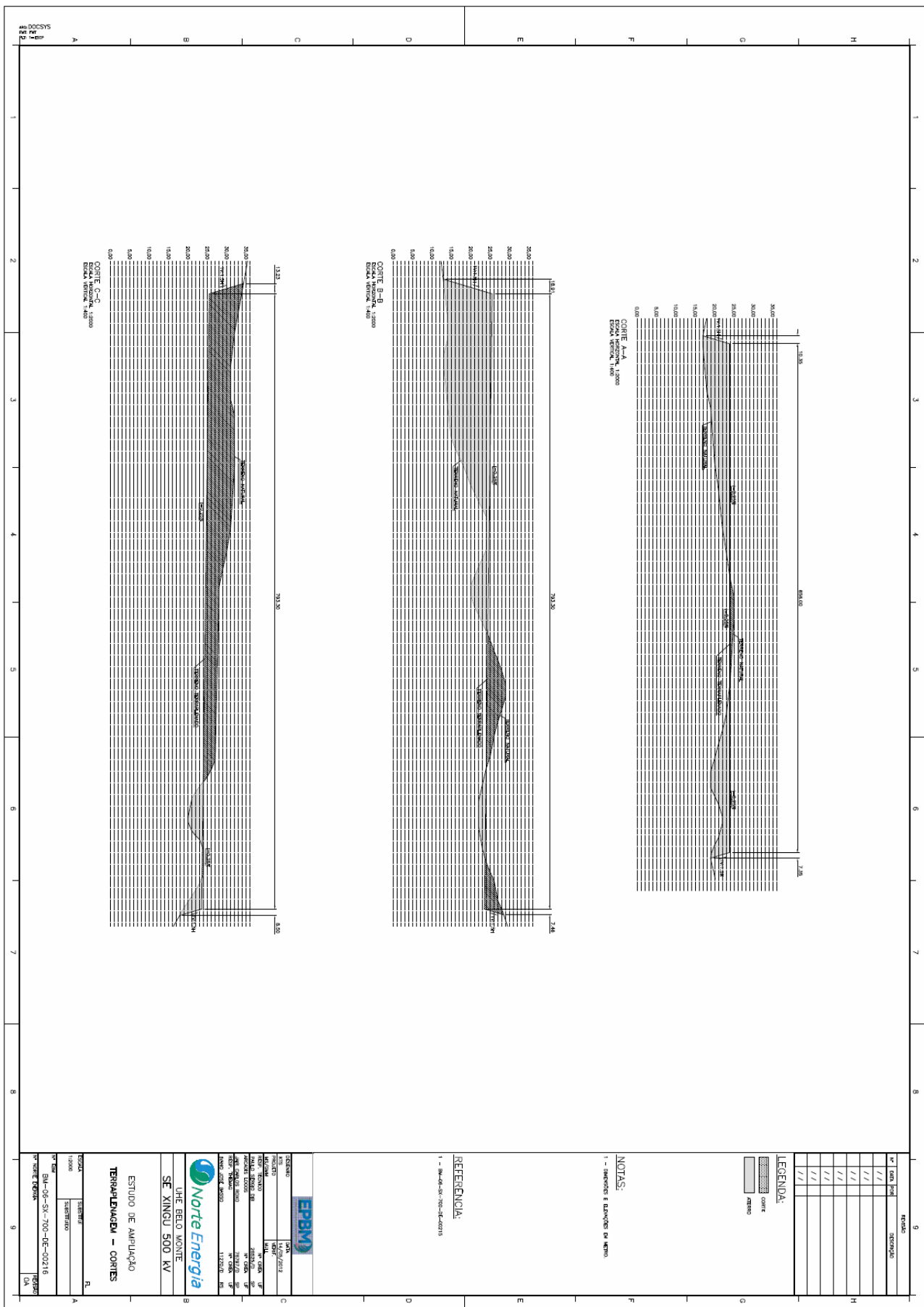
```

```

DEFVAL SWNU #SWNU
DEFVAL SWPU #SWPU
DEFVAL IFRMN -16.0
DEFVAL IFRMX 16.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL Ifmx1 #Ifmx1
DEFVAL KRMN -0.75
DEFVAL KRMX 0.75
DEFVAL Uerr 0.0
( PID 2
DEFVAL SWNI #SWNI
DEFVAL SWPI #SWPI
DEFVAL HUM 1.0
DEFVAL MHUM -1.0
DEFVAL X038 0.0
( PID 3
DEFVAL IFMX3 #IFMX3
( PID 4
DEFVAL IFMN4 #IFMN4
( STATOR CURRENT LIMITER
DEFVAL IBGWN -0.01 -0.10
DEFVAL IBGWP 0.01 0.10
DEFVAL IGZN #IGZN
(
DEFVAL UP- #UP-
DEFVAL UP+ #UP+
(DEFVAL ALFAMN 0.1745
(DEFVAL ALFAMX 2.6180
( ***** Maximum Field Current Limiter, delayed *****
(DEFVAL IPZN #IPZN
DEFVAL Ifres #Ifres
( ***** LOAD ANGLE LIMITER *****
DEFVAL LALMX 1.0
DEFVAL Xq #Xq
(DEFVAL Xe #Xe
(DEFVAL Xt #Xt
DEFVAL ZUEB 0.0
DEFVAL X124 0.0
(DEFVAL X128 0.0
DEFVAL X129 0.0
DEFVAL X130 0.0
DEFVAL LALMN 0.0 -0.32 0.0 -0.26
( ***** VOLT/HERTZ LIMITER *****
DEFVAL FMIN -0.5 -1.5teste VOLTAR PARA= -0.5
DEFVAL FMAX 0.2 1.5teste VOLTAR PARA = 0.2 0.7 valor de teste 0.2 valor ajustado fabrica
(
( INTEGRADORES
DEFVAL LIMIF2 0.
DEFVAL LIMIG 0.
DEFVAL RESTIG 1.
DEFVAL ZFZS 0.
DEFVAL FRMAX 0.
DEFVAL FRMIN 0.
DEFVAL Ifmin 0.
DEFVAL Ifmax 0.
DEFVAL x067 0.
(
FIMCDU
(
999999
    
```

ANEXO VIII - AVALIAÇÃO DA SE XINGU – AMPLIAÇÃO





NR	DATA	FEITO	REVISÃO
1	11/07/2012	ELABORAÇÃO	
2	11/07/2012	REVISÃO	
3	11/07/2012	REVISÃO	
4	11/07/2012	REVISÃO	
5	11/07/2012	REVISÃO	
6	11/07/2012	REVISÃO	
7	11/07/2012	REVISÃO	
8	11/07/2012	REVISÃO	
9	11/07/2012	REVISÃO	

LEGENDA:

CORTE
TERRENO

NOTAS:

1 - IMPLANTAR E LIGAR/DO NA ÁGUA

REFERÊNCIA:

1 - Bnd-Dee-700-01-00-0213

PROJETO	DATA
ESTUDO DE AMPLIAÇÃO	11/07/2012
TERRELAJEAMENTO - CORTES	
UHE BELO MONTE SE XINGU 500 KV	
PROJETA	REVISOR
11/000	11/000
PROJETO	REVISÃO
11/000	11/000
PROJETO	REVISÃO
11/000	11/000
PROJETO	REVISÃO
11/000	11/000

ANEXO IX - AVALIAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DA UHE BELO MONTE (CASA DE FORÇA PRINCIPAL)

Os dados informados pela Norte Energia (CE-NESSA-014-2011-DFM) apresentavam a configuração da subestação da UHE Belo Monte conforme alternativa de referência do estudo de viabilidade. De acordo com informações do consórcio, esses foram os dados do projeto básico enviado à ANEEL.

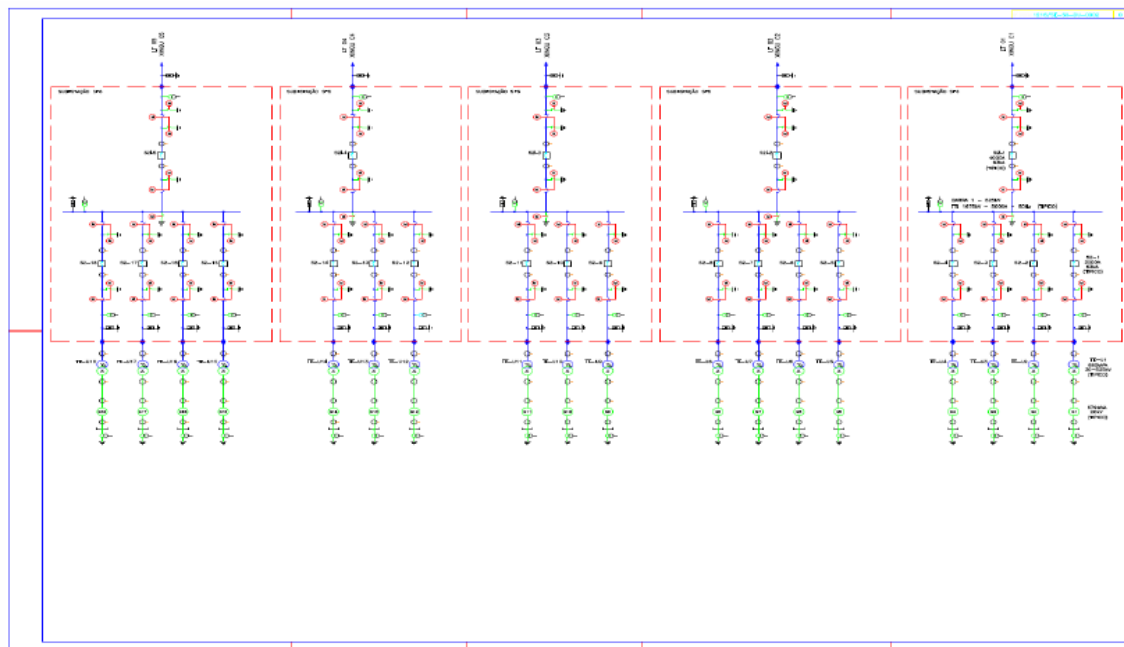


Figura IX.1- Alternativa de referência do Projeto Básico da subestação da usina Belo Monte entregue a ANEEL

A figura IX.2 apresenta de forma esquemática a configuração de referência Projeto Básico da subestação da usina Belo Monte entregue a ANEEL.

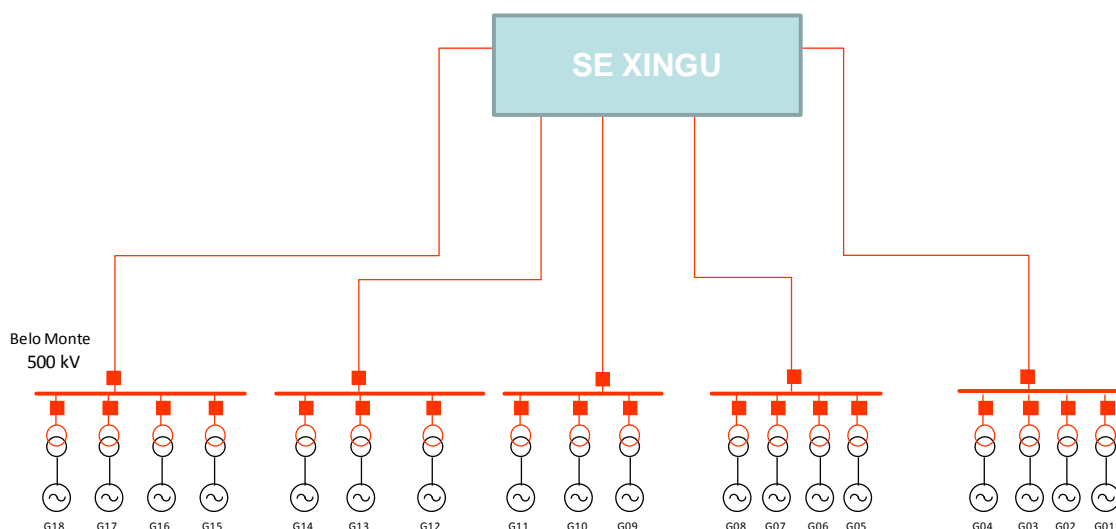


Figura IX.2 – Diagrama esquemático da alternativa de referência do Projeto Básico da subestação da usina Belo Monte entregue a ANEEL.

Na época, avaliações avaliação dinâmica apontavam necessidade de equipamentos adicionais. A condição mais crítica ocorre na configuração prevista do sistema de transmissão para escoar as primeiras máquinas considera apenas as linhas de corrente alternada do trecho Xingu-Miracema. O cenário mais adverso ocorre no cenário Norte exportador, patamar de carga pesada, cujo esquemático é apresentado na figura IX.3.

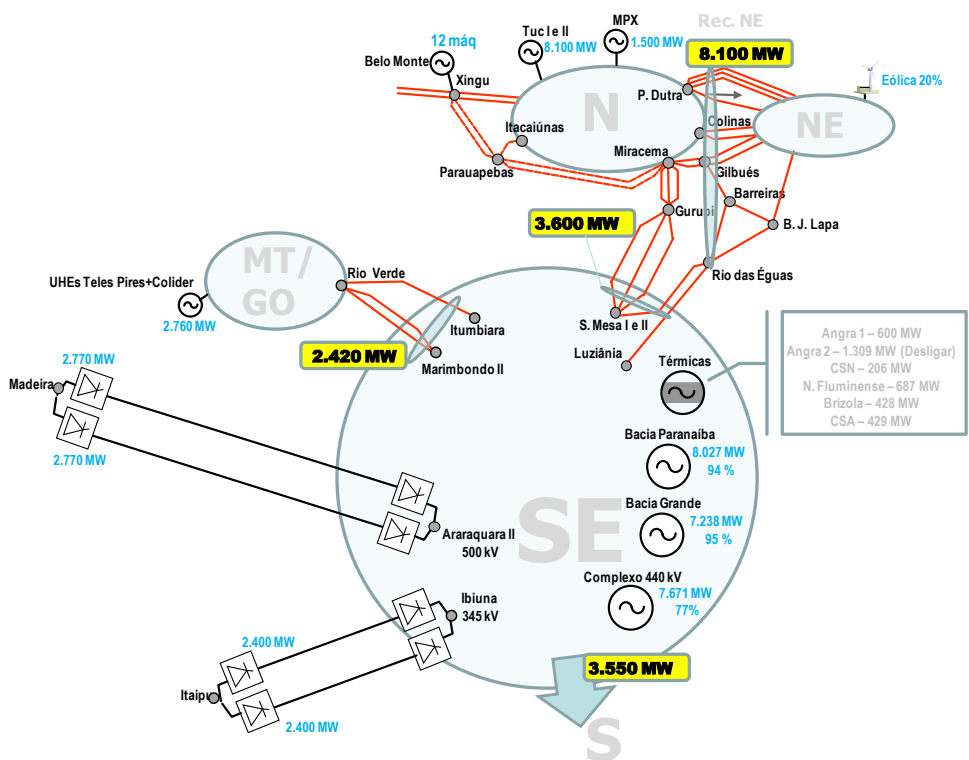


Figura IX.3 – Cenário Norte exportador. Configuração em corrente alternada. Ano 2016. Patamar de carga pesada.

Nesta configuração, na perda de uma LT 500 kV Belo Monte-Xingu levaria a perda de 4 máquinas a qual acarretaria violação dos critérios estabelecidos pelo planejamento requisitando equipamentos adicionais na SE de 500 kV em Parauapebas de modo a atender ao critério n-1 como por exemplo um CE (compensador estático) de modo a manter tensões abaixo de 1,1 pu.

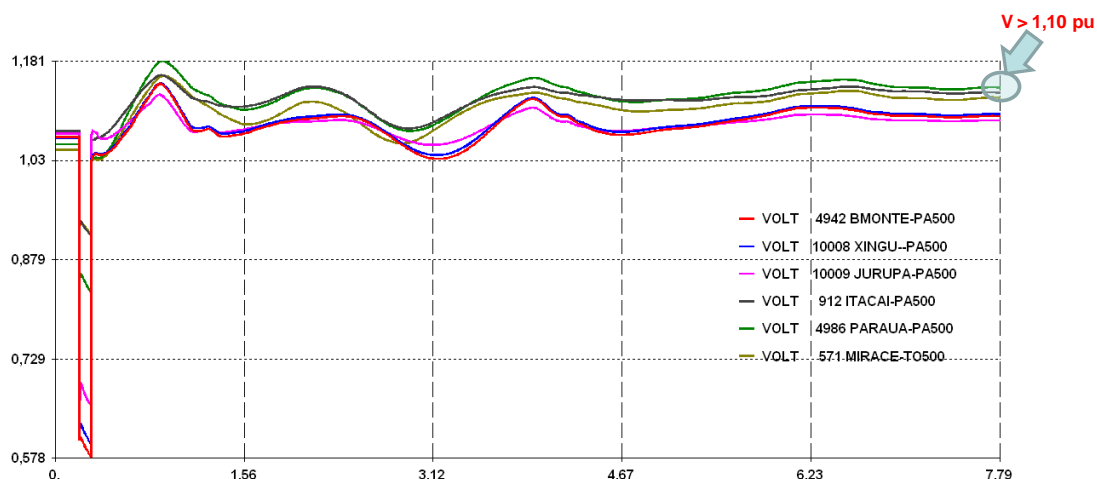


Figura IX.4 – Tensões nas SEs da região Norte. Cenário Norte exportador – Pesada. Perda de 1 LT 500 kV Belo Monte-Xingu que leva a perda de 4 máquinas (configuração de referência do projeto Básico)

Além disso, o arranjo da subestação não estava atendendo a configuração mínima prevista em [Nº EPE-DEE-RE-019/2010-r0 de 15 de março de 2010] que consiste do Anexo 9 do edital 06/2009.

Deste modo, a Norte Energia apresentou a configuração apresentada na Figura IX.5, alterando o projeto básico encaminhado para aprovação da ANEEL e que atenderia ao Anexo 9 do edital 06/2009, para arranjo em barra dupla.

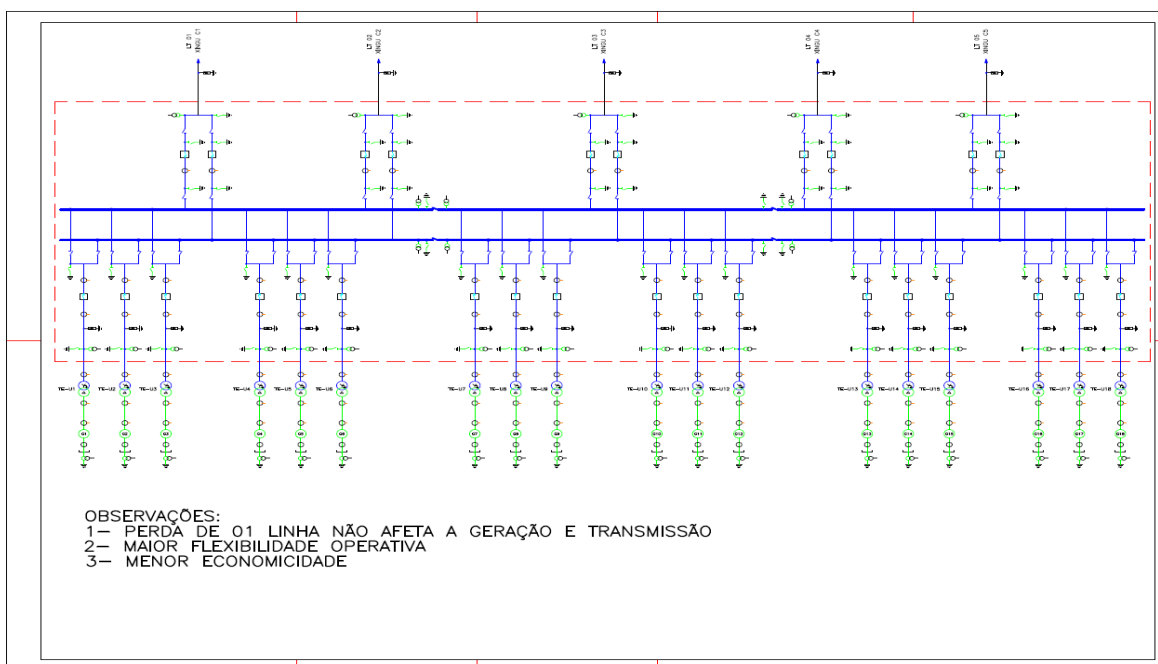


Figura IX.5 – Configuração proposta pela Norte Energia para a subestação da UHE Belo Monte alterando o projeto básico encaminhado para aprovação da ANEEL

O arranjo proposto atende aos critérios de planejamento de modo que a ocorrência de falha numa das linhas não são observados violação dos critérios estabelecidos. Contudo, considerando que o

arranjo proposto poderá levar a perda de metade da usina na ocorrência de falta em linha e falha de disjuntor ou até mesmo falha no barramento, como apresenta esquemático da figura X, foi avaliada esta emergência que, apesar de não ser critério de planejamento, poderá levar a riscos de colapso no sistema e de propagação das consequências de perturbações para outras regiões acarretando risco de segurança do sistema.

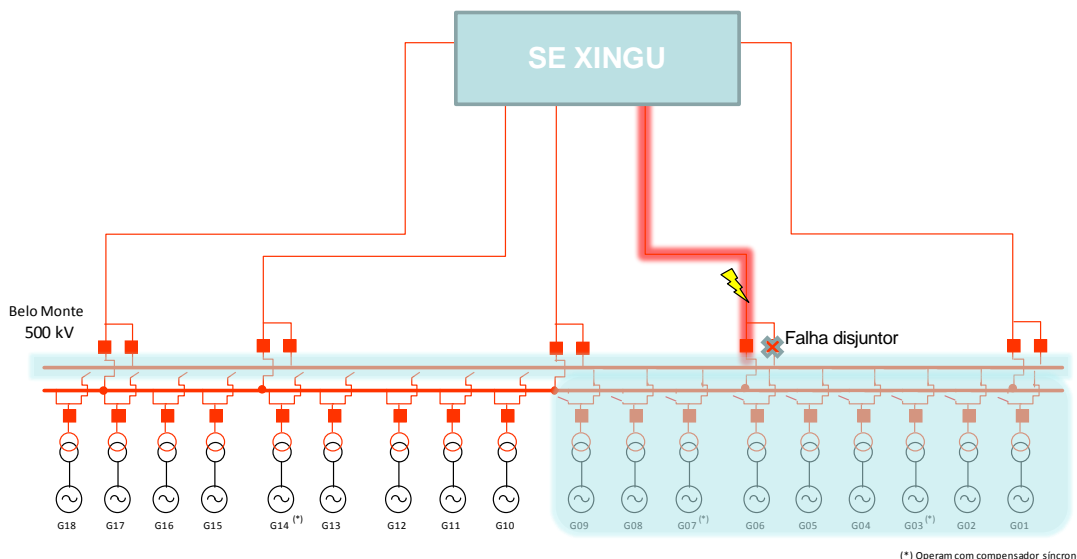


Figura IX.6 – Diagrama esquemático considerando que na ocorrência de falta na linha e falha de disjuntor poderá levar a perda de metade da usina na configuração proposta pela Norte Energia.

A situação mais adversa analisada considera a presença de todas as máquinas, onde faz-se necessário a presença do Bipolo 1.

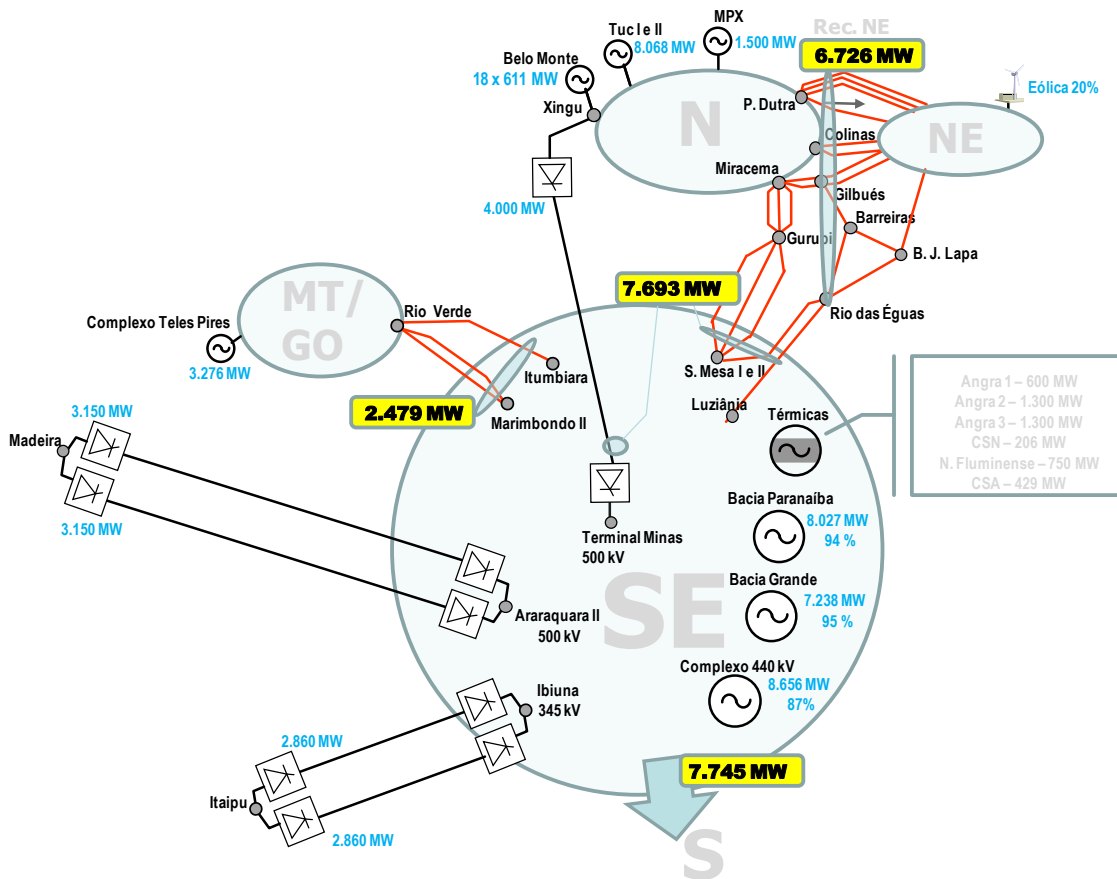


Figura IX.7 – Cenário Norte exportador. Configuração com 1 Bipolo. Ano 2017. Patamar de carga pesada.

Neste cenário, observa-se abertura angular entre as usina da UHE Belo Monte (14 Alstom+4 Imp-sa) e a UHE Ilha Solteira da ordem de 94°, não representando nenhum risco de perda de sincronismo.

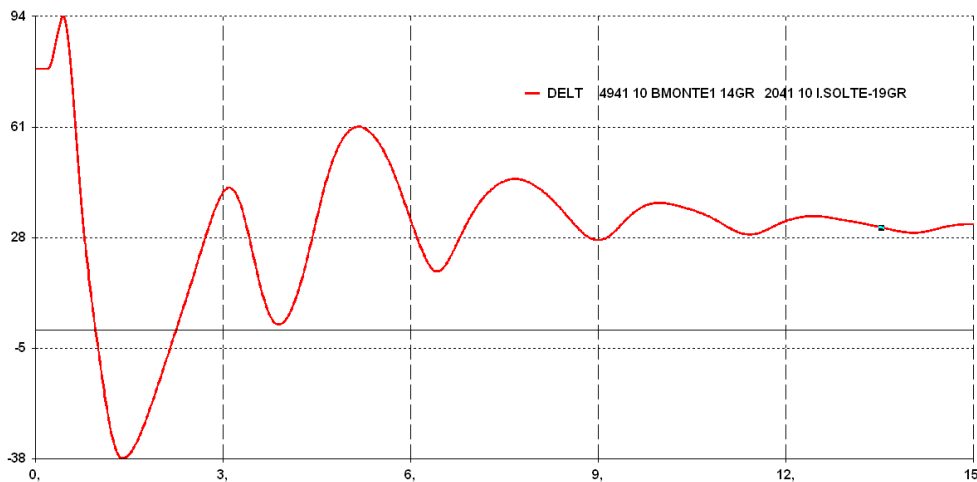


Figura IX.8 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte (Alstom) em relação à UHE Ilha Solteira. Cenário Norte exportador com 1 Bipolo – Pesada. Perda de 1 LT 500

kV Belo Monte-Xingu com falha disjuntor que leva a perda de metade da usina (configuração proposta pela Norte Energia)

Apesar da rejeição ser bastante severa, o elo de corrente contínua garante a estabilidade do sistema pois consegue reduzir o fluxo no Bipolo de forma rápida e automática, sem atuação do operador, utilizando recurso de controle de frequência previsto no controle do elo (estatismo).

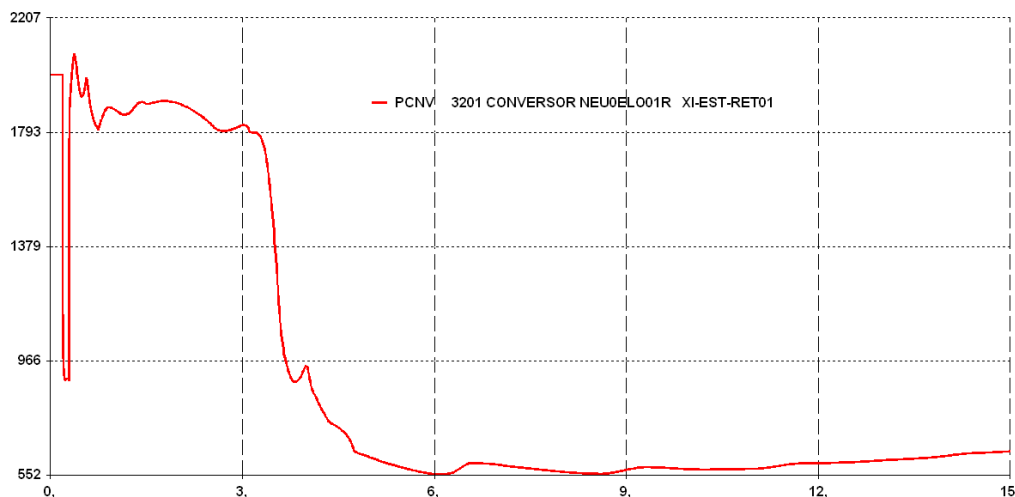


Figura IX.9– Potencia num das conversoras do Bipolo 1. Cenário Norte exportador com 1 Bipolo – Pesada. Perda de 1 LT 500 kV Belo Monte-Xingu com falha disjuntor que leva a perda de metade da usina (configuração proposta pela Norte Energia)

Nesta configuração, com a presença de um Bipolo observa-se sobretenção sustentada da ordem de 1,11 pu devendo ser melhor ajustado o controle de frequência ou manobrado equipamento de controle de tensão pelo operador de modo a controlar a sobretenção.

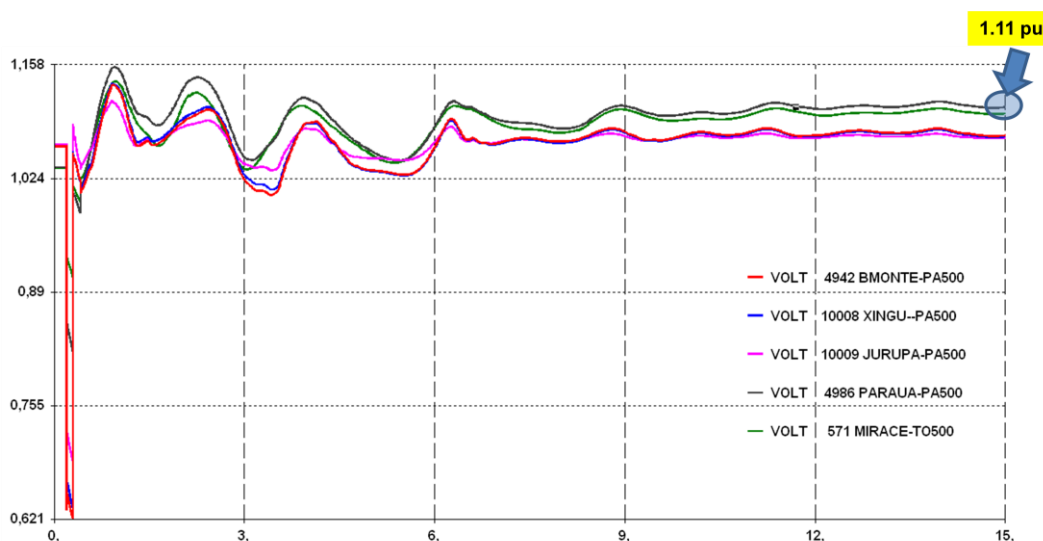


Figura IX.10– Tensões nas SEs da região Norte. Cenário Norte exportador com 1 Bipolo – Pesada. Perda de 1 LT 500 kV Belo Monte-Xingu com falha disjuntor que leva a perda de metade da usina (configuração proposta pela Norte Energia).

Outro cenário analisado, ainda considerando apenas um Bipolo, foi o cenário Nordeste exportador. A condição que levaria a um maior excedente de energia no Nordeste ocorre no patamar de carga leve.

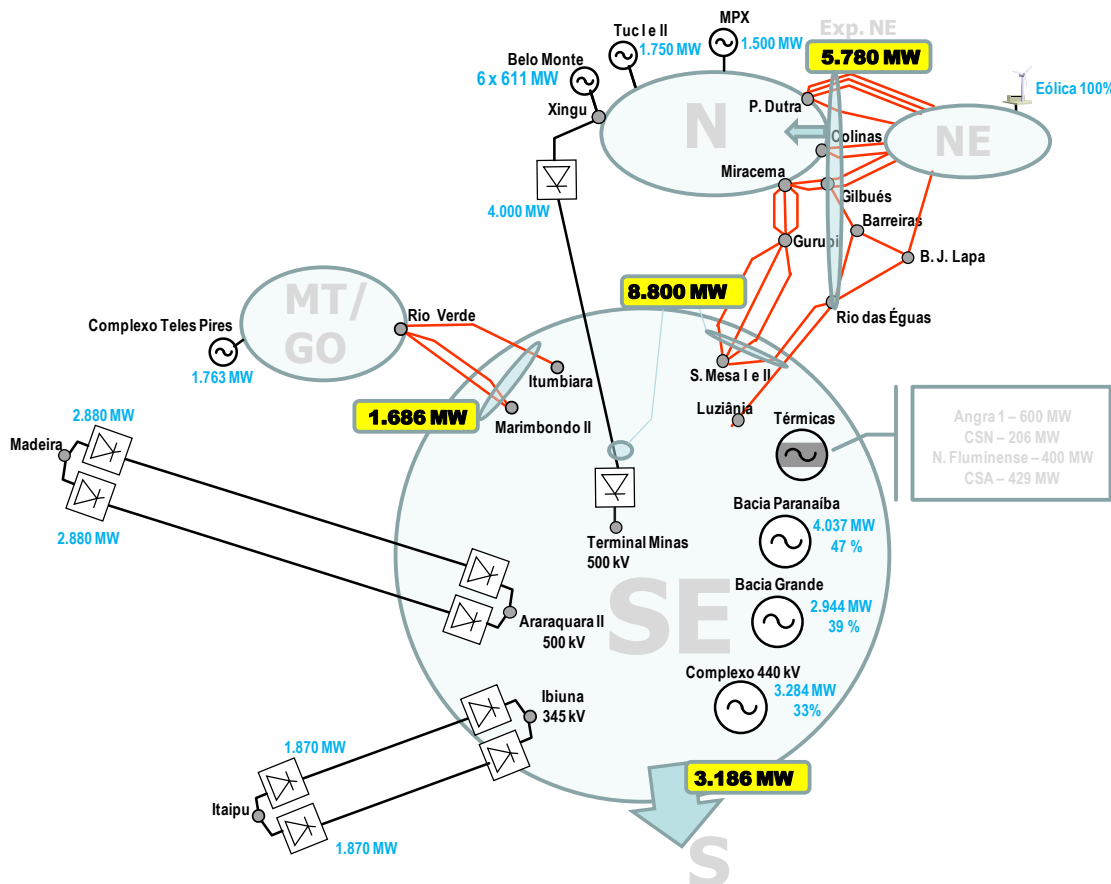


Figura IX.11 – Cenário Nordeste exportador. Configuração com 1 Bipolo. Ano 2017. Patamar de carga leve.

Neste cenário, a UHE Belo Monte apresenta potência reduzida (6 máquinas) o que levaria a perda de 3 unidades na falha do disjuntor na perda de 1 LT 500 kV Belo Monte-Xingu. A figura IX-12 apresenta a abertura angular das UTEs MPX Pecém em relação a UHE Ilha Solteira da ordem de 124° no primeiro swing, contudo, sem acarretar risco de perda de sincronismo.

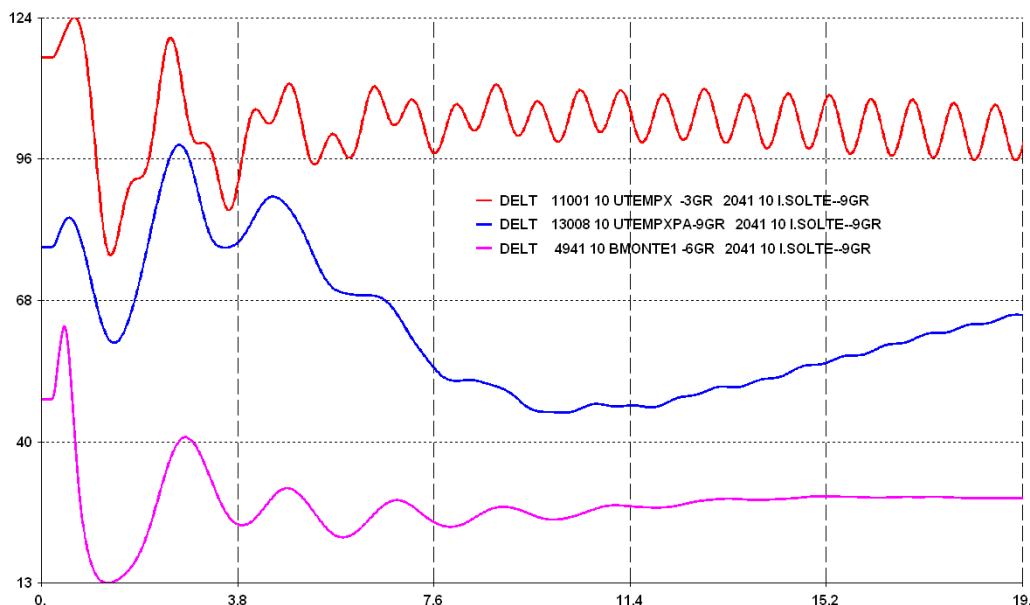


Figura IX.12 – Defasagem angular das máquinas da UHE Belo Monte, UTE Maranhão e UTE Pecém em relação à UHE Ilha Solteira. Cenário Norte exportador com 1 Bipolo – Pesada. Perda de 1 LT 500 kV Belo Monte-Xingu com falha disjuntor (configuração proposta pela Norte Energia)

Apesar de não ter sido observado perda de sincronismos nas configurações e cenários analisados, as avaliações apontam a necessidade de eventuais esquemas de proteção de modo controlar as sobretenções sustentáveis observadas ou mesmo ajustes adequados do elo de corrente contínua que minimizem essas sobretenções.

Cabe observar que a presença de pelo menos um disjuntor seccionasse cada barra acarretaria, na pior das hipóteses, a perda de 5 unidades conforme apresentado no esquemático da Figura X. Desse modo, as condições avaliadas anteriormente teriam impactos sistêmicos reduzidos.

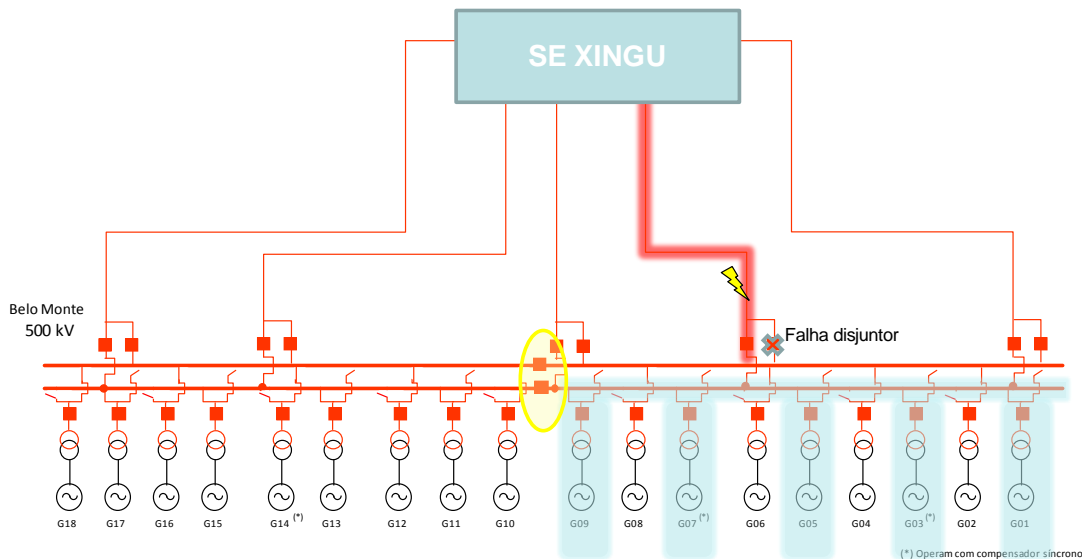


Figura IX.13– Diagrama esquemático considerando que na ocorrência de falta na linha e falha de disjuntor poderá levar a perda de no máximo 5 máquinas na configuração recomendada.

ANEXO X – MONITORAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS

As medições dos intercâmbios consideradas para contabilização dos intercâmbios entre a região Sudeste e as regiões Norte/Nordeste antes da entrada dos Bipolos e após a entrada dos Bipolos é apresentada a seguir.

▪ **Cenário Norte Exportador e Nordeste Exportador**

Considerando a exportação da região Norte, a figura X-1 apresenta os fluxos obtidos entre a região Norte e a região Sudeste antes da entrada do elo CCAT e após a entrada do elo CCAT.

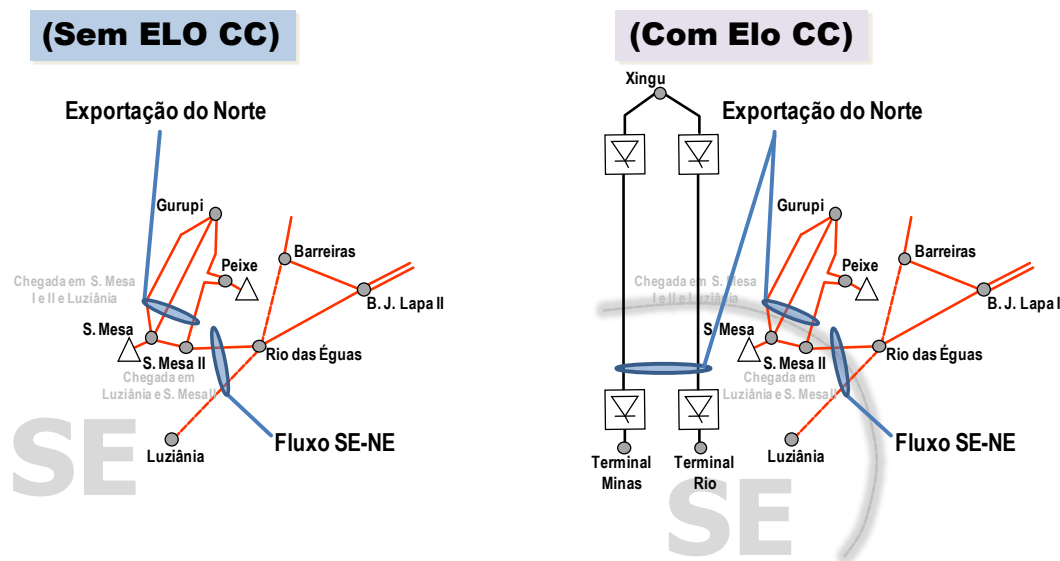


Figura X-1 – Monitoração no cenário Norte exportador. Recebimento do Sudeste pela região Norte.

No cenário em que o Nordeste é exportador, a monitoração do recebimento do Sudeste pela região Norte/Nordeste é apresentada pela figura X-2.

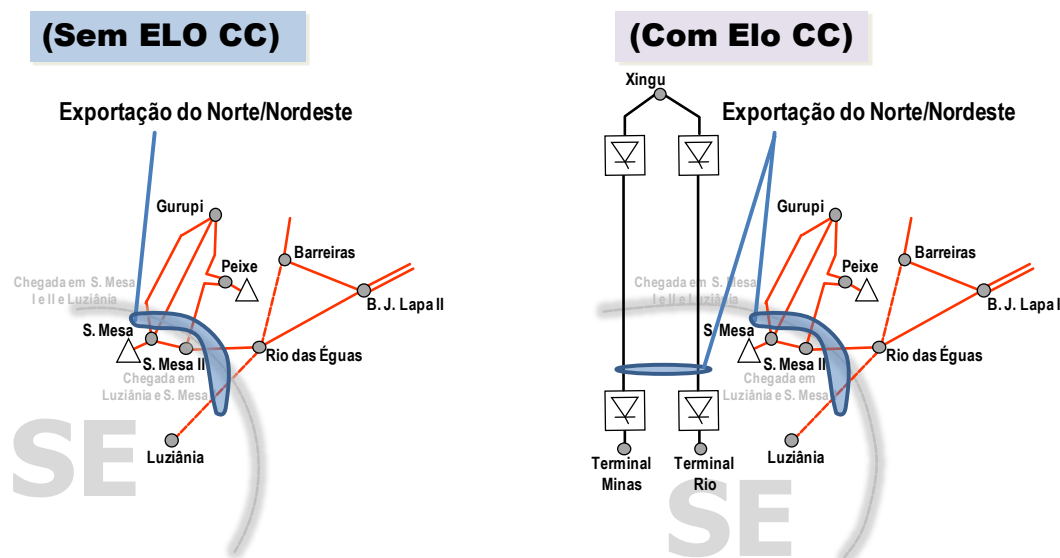


Figura X-2 – Monitoração no cenário Nordeste Exportador.

Cenário Norte Importador

Neste cenário, pode-se observar pela figura X-3 a monitoração da importação da região Norte pela região Sudeste antes da entrada do elo CCAT e após entrada do elo CCAT.

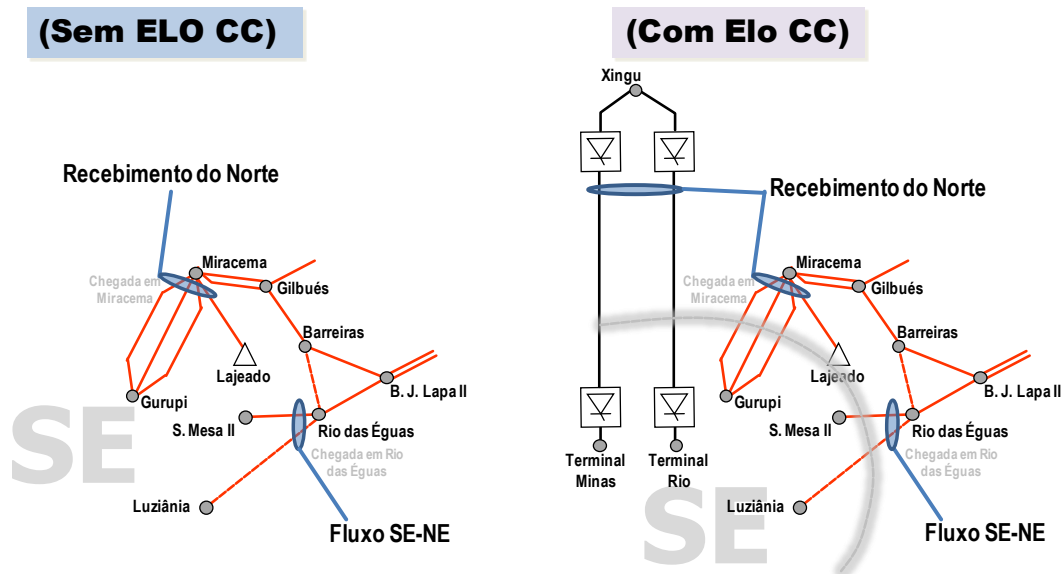


Figura X-3 – Monitoração no cenário Norte importador.

Cenário Sudeste Exportador

Neste cenário, a figura X-4 apresenta a monitoração da exportação do Sudeste para a região Norte/Nordeste.

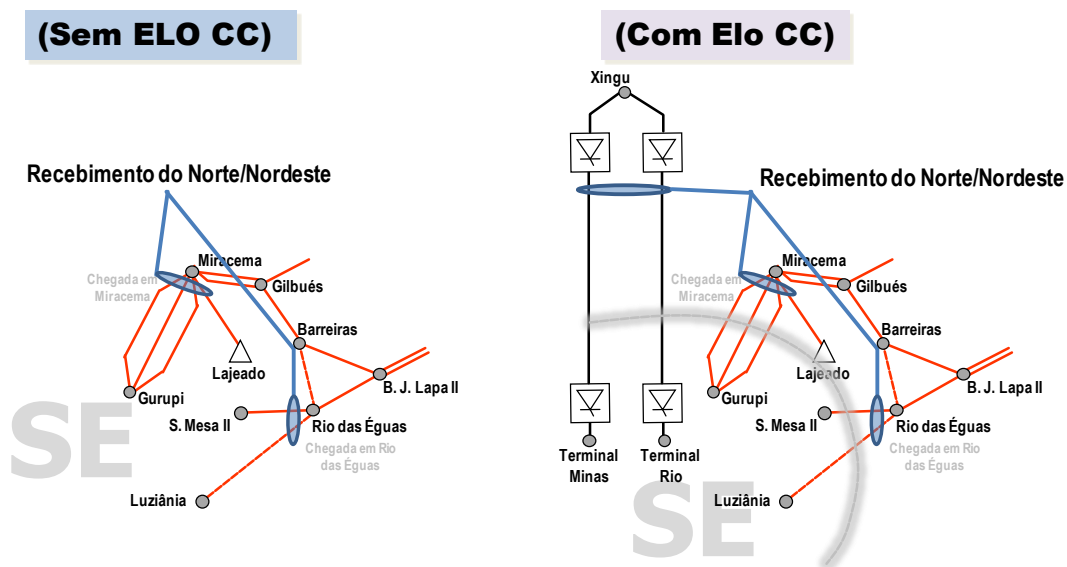


Figura X-4 – Monitoração no cenário Sudeste exportador.

ANEXO XI – FICHAS PET

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 500 kV Tucuruí Etapa II - Itacaiúnas, 272 km	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas) para escoar a geração das primeiras máquinas (1ª máquina em março/16)

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Tucuruí II – Itacaiúnas C1 4x954 MCM, 272 km, CS	174.440,00
--	------------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 174.440,00

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Tucuruí Etapa II 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para possibilitar o escoamento da potência gerada na Usina de Belo Monte para o Nordeste à partir de 2016

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE - Reforços	1.195,66
1 Conexão de entrada de linha	6.370,97
1 Conexão de interligação de barras	5.998,13

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 13.549,75

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Vila do Conde 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para eliminar sobrecarga do C1 da LT 500 kV Tucuruí Etapa I - Marabá na perda do C2.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforços	2.391,32
1 Conexões de capacitor série 500 kV, DJM	1.780,89
1 Conexão de interligação de barras	5.983,13
1 Capacitor série, 313 Mvar, 500 kV saída para Tucuruí Etapa I	14.381,77

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 24.537,11

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Utinga 230 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Necessidade de antecipar para 2017 o compensador estático na SE Utinga 230 kV (-100/250 Mvar) de modo a evitar déficit de potência reativa na perda da LT 500 kV Tucuruí Etapa I e II - Vila do Conde

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforços	448,91
1 Conexões de Compensador estático, 230kV BD4	1.183,75
1 Conexão de interligação de barras 230kV, BD4	1.572,70
1 Compensador estático, (-100/300 Mvar), 230 kV	54.432,18

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 57.637,54

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Itacaiúnas 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas) para escoar a geração das primeiras máquinas (1ª máquina em março/16)

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforços	5.978,31
3 Conexões de entrada de linha	19.112,90
2 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	11.966,25
4 Reator de linha 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico, saída para Colinas	13.575,70
4 Reator de linha 84 Mvar, 500 kV – monofásico, saída para Tucuruí II	16.329,32
1 Conexão reator de barra 500kV, DJM	5.269,91
3 Reator de barra 45,3 Mvar 500 kV – monofásico	10.182,00
2 Conexão capacitor série 500kV, DJM	3.561,77
1 Capacitor série 428 Mvar, 500 kV – saída para Colinas	18.824,64
1 Capacitor série 285 Mvar, 500 kV – saída para Tucuruí II	13.231,60

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 118.809,67

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas, 291 km	ESTADO: PATO
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas) para escoar a geração das primeiras máquinas (1ª máquina em março/16)

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Itacaiúnas - Colinas 4x954 MCM, 291 km, CS	186.624,12
--	------------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 186.624,12

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Colinas 500 kV	ESTADO: TO
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Norte (Tucuruí Etapa II – Itacaiunas – Colinas) para escoar a geração das primeiras máquinas (1ª máquina em março/16)

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE - Reforços	1.195,66
1 Conexões de entrada de linha	6.370,97
1 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	5.983,13
3 Reator de linha 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico, saída para Itacaiúnas	10.182,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 23.731,76

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas, 115 km	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

A LT 500 kV Itacaiúnas – Parauapeba juntamente com a implantação do sistema em 500 kV Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário para garantindo escoamento de até 7.400 MW (carga pesada).

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV 4x954 MCM, Parauapebas - Itacaiúnas -CS	73.751,80
---	-----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 73.751,80

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Xingu 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

O sistema em 500 kV Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário para garantindo escoamento de até 7.400 MW (carga pesada).

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE - Reforços	10.411,40
2 Conexões de entrada de linha	12.742,00
2 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	11.966,25
7 Reator de linha 100 Mvar, 500 kV – monofásicos, saída para Parauapebas	29.940,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 65.059,65

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 500 kV Xingu – Parauapebas C1 e C2, 410 km	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

O sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapeba, garantindo um escoamento de até 7.400 MW na condição de carga pesada.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Xingu – Parauapebas 410 km, 6x795 MCM - CS	338.024,50
LT 500 kV Xingu – Parauapebas 410 km, 6x795 MCM - CS	338.024,50

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 675.050,00

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Parauapebas 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

O sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapeba, garantindo um escoamento de até 7.400 MW na condição de carga pesada.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Nova	13.774,81
5 Conexões de entrada de linha	31.854,83
4 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	23.932,51
2 Conexões de reator de barra 500, DJM	10.539,81
7 Reator de barra 60 Mvar, 500 kV – monofásico	25.565,33
14 Reator de linha 100 Mvar, 500 kV – monof. saída para Xingu e Miracema	59.873,86
4 Conexão Capacitor Série 500kV, DJM	7.123,54
2 Capacitor Série 394 Mvar, 500 kV – saída para Xingu	35.116,32
2 Capacacitor Série 639 Mvar, 500 kV – saída para Miracema	51.601,56

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 259.382,58

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 500 kV, Parauapebas-Miracema C1 e C2, 410 km	ESTADO: PATO
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

O sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapeba, garantindo um escoamento de até 7.400 MW na condição de carga pesada

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Xingu - Parauapebas, 410 km 6x795 MCM-CS (C1)	338.024,50
LT 500 kV Xingu - Parauapebas, 410 km 6x795 MCM-CS (C2)	338.024,50

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 675.050,00

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Miracema 500 kV	ESTADO: TO
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

O sistema de 500 kV de Xingu - Parauapebas – Miracema se faz necessário, juntamente com a implantação da LT 500 kV Itacaiunas – Parauapeba, garantindo um escoamento de até 7.400 MW na condição de carga pesada.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	6.172,56
2 Conexões de entrada de linha	12.742,00
1 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	5.983,13
7 Reator de linha 100 Mvar, 500 kV – monofásico saída para Parauapebas	29.936,93
2 Conexão capacitor série 500 DJM	3.561,77
2 Capacitor série 364 Mvar, 500 kV – saída para Parauapebas	32.815,74

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 91.212,13

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Xingu 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

A implantação do Bipolo 1 CCAT em 2017, de acordo com a recomendação da área energética, possibilitará escoar a potência plena da UHE Belo Monte

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	12.059,97
2 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	11.966,25
1 Eletrodo de terra 800 kVcc	17.766,00
1 Conversora 4.000 MW ±800 kV c/sobrecarga	804.760,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 846.552,22

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Interligação da Região NORTE-SUDESTE

Empreendimento: LT CC 800 kV Xingu-Terminal Minas, 2.140 km	ESTADO: PA/MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

A implantação do Bipolo 1 CCAT em 2017, de acordo com a recomendação da área energética, possibilitará escoar a potência plena da UHE Belo Monte

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Linha CC 800 kV Xingu-T.Minas, 2.140 km 6x1590 MCM	2.420,40
--	----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 2.420,40

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Terminal Minas 500 kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

A implantação do Bipolo 1 CCAT em 2017, de acordo com a recomendação da área energética, possibilitará escoar a potência plena da UHE Belo Monte

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Nova	19.431,77
4 Conexões de entrada de linha	24.979,01
1 Conversora 3.850 MW ±800 kV c/sobrecarga	774.581,5
1 Eletrodo de terra 800 kVcc	17.766,00
4 Conexões de interligação de barras 500 kV, DJM	23.277,34
7 Reator 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico saída para F. Dias	22.994,13

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 883.029,75

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Estreito 500 kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário com a entrada de 1 Bipolo para integração da SE Terminal Minas com a SE Estreito

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
2 Conexões de entrada de linha	12.489,51
1 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	5.819,34

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 19.583,28

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Terminal Minas-Fernão Dias CD, 310 km	ESTADO: MG/SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Sudeste, associado a entrada de 1 Bipolo Xingu-Terminal Minas.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Terminal Minas-Fernão Dias, 310 km 4x954 MCM-CD	1.147,47
---	----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 1.147,47

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Terminal Minas-Estreito C1 e C2, 10 km	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário após a entrada do 1º Bipolo para integração da SE Terminal Minas com a SE Estreito.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

1 LT 500 kV T.Minas-Estreito, 10 km - 4x954 MCM - CS (C1)	6.413,20
1 LT 500 kV T.Minas-Estreito, 10 km - 4x954 MCM - CS (C2)	6.413,20

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 12.826,40

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Fernão Dias 500 kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Sudeste, associado a entrada de 1 Bipolo Xingu-T. Minas.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	5.097,75
3 Conexões de entrada de linha	18.734,26
7 Auto trafo 400 MVA 500kV/440 kV monofásico c/LTC	90.345,82
2 Conexão trafo 500kV, DJM	11.002,28
2 Conexões de interligação de barras 500 kV, DJM	11.638,67

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 136.818,78

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Fernão Dias 440 kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Sudeste, associado a entrada de 1 Bipolo Xingu-T. Minas.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

2 Conexão trafo 440kV, DJM	11.002,28
1 Conexão de entrada de linha	6.244,75
1 Conexão de interligação de barra	5.819,34

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 23.066,37

SITUAÇÃO ATUAL:
OBSERVAÇÕES:
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Marimbondo II-Campinas, 370 km	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforços anteriores à entrada do 1º Bipolo que possibilitará praticar intercâmbios elevados entre a região Norte-Sudeste

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Marimbondo II-Campinas, 370 km, 6x795 MCM - CS	305.046,50
--	------------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 305.046,50

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 440 kV Cabreúva-Fernão Dias, 66 km	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Evitar sobrecarga na LT 440 kV F. Dias-Bom Jardim na perda da LT 440 kV F. Dias-Taubaté.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 440 kV Cabreúva-Fernão Dias, 66 km - 4x 636 MCM CS	38.844,91
---	-----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 38.844,91

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Marimondo II 500 kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforços anteriores à entrada do 1º Bipolo que possibilitará praticar intercâmbios elevados entre a região Norte-Sudeste

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	2.548,87
3 Conexões de entrada de linha	18.734,26
1 Conexão de interligação de barra	5.819,34
4 Reator de linha 52,3 Mvar, 500kV-monofásico, saída para Campinas	14.005,96

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 41.108,43

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Campinas, 500kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforços anteriores à entrada do 1º Bipolo que possibilitará praticar intercâmbios elevados entre a região Norte-Sudeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
1 Conexão de entrada de linha	6.244,75
1 Conexão de interligação de barra	5.819,34
4 Reator de linha 52,3 Mvar, 500kV - monofásico, saída para Marimbondo II	14.005,96

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 27.344,49

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Cabreúva, 440kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Sudeste, associado a entrada de 1 Bipolo Xingu-T. Minas.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
1 Conexão de entrada de linha	6.244,75
1 Conexão de interligação de barra	5.819,34

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 13.338,53

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Taubaté, 500kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário na região Sudeste, associado a entrada de 1 Bipolo Xingu-T. Minas.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.755,85
1 Conexão de interligação de barra, DJM	5.819,34
1 Conexão de transformador 440kV, DJM	5.501,14
1 Conexão de transformador 230kV, BD4	2.092,99
3 Auto-trafo 100 MVA 500/230 kV monofásico c/LTC	29.476,97

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 44.646,29

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento: SE Luziânia 500kV	ESTADO: GO
	DATA DE NECESSIDADE: 2017
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço antecipado para possibilitar praticar exportações elevadas da região Norte e exportação quando da entrada do 1º Bipolo

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.189,22
1 Conexão de compensador estático 500 kV DJM	5.839,83
1 Compensador estático, -150/300 Mvar – 500kV	65.661,75
1 Conexão de interligação de barra – 500kV, DJM	5.900,61

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 78.591,41

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento: SE Sobral 500kV	ESTADO: CE
	DATA DE NECESSIDADE: 2016
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço na SE 500 kV Sobral II para garantir recebimento elevado da região Nordeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.194,03
1 Conexão de compensador estático 500 kV DJM	5.877,19
1 Compensador estático, -150/250 Mvar – 500kV	61.996,00
1 Conexão de interligação de barra – 500kV, DJM	5.939,70

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 75.006,92

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

ANEXO XII – FICHAS PELP

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE Xingu 500 kV	ESTADO: PA
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Com base na recomendação dos estudos energéticos, há necessidade de um novo aumento na capacidade de intercâmbio entre as regiões N – SE para possibilitar uma máxima transferência de potência do Norte para o Sudeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	12.059,96
2 Conexão de interligação de barra – 500kV, DJM	11.966,25
1 Eletrodo de terra 800kVcc	17.766,00
1 Conversora 4.000 MW ±800 kV c/sobrecarga	804.760,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 846.552,21

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 “Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I ”
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 “Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II”
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Bauru 440 kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
1 Conexão de compensador estático 500kV DJM	5.767,27
1 Compensador estático, (-125/250 Mvar) – 500kV	61.996,00
1 Conexão de interligação de barra – 500kV, DJM	5.819,34

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 74.857,05

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Interligação da Região NORTE-SUDESTE

Empreendimento: LT CC 800 kV Xingu-Terminal Rio, 2.439 km	ESTADO: PA/RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Com base na recomendação dos estudos energéticos, há necessidade de um novo aumento na capacidade de intercâmbio entre as regiões N – SE para possibilitar uma máxima transferência de potência do Norte para o Sudeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Linha CC 800 kV Xingu-Terminal Rio, 2.439 km - 6x1590 MCM	2.758,58
---	----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 2.758,58

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Terminal Minas 500 kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para possibilitar ampliação da interligação Norte-Sudeste associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	2.391,32
2 Conexões de entrada de linha	12.489,51
2 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	11.638,67
7 Reator de linha 80 Mvar, 500 kV – monofásico saída para Ch. Paulista	27.268,45

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 53.787,95

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Fernão Dias 500 kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforços na SE 500 kV Fernão Dias associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	2.548,88
1 Conexões de entrada de linha	6.244,75
1 Conexões de interligação de barras 500 kV, DJM	5.819,34
2 Conexões de reator de barra	10.263,12
7 Reator de barra 60 Mvar, 500 kV – monofásico	27.031,09
3 Reator de linha 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico, saída da T. Rio	9.854,63
1 conexão compensador 500kV DJM	5.767,27
1 compensador estático -150/300 Mvar 500 kV	69.420,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 136.949,08

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV T. Minas-C.Paulista C1 e C2, 340 km	ESTADO: MG/SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para possibilitar ampliação da interligação Norte-Sudeste associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV

LT 500 kV T.Minas-C.Paulista C1, 340 km - 6x795 MCM	269.370,00
LT 500 kV T.Minas-C.Paulista C2, 340 km - 6x795 MCM	269.370,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 538.740,00

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Cachoeira Paulista 500 kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para possibilitar ampliação da interligação Norte-Sudeste associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	2.548,88
2 Conexões de entrada de linha	12.489,51
1 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	5.819,30
7 Reator de linha 80 Mvar, 500 kV – monofásico, saída para T. Minas	27.268,45

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 48.126,17

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Fernão Dias-Terminal Rio, 320 km	ESTADO: SP/RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário para possibilitar ampliação da interligação Norte-Sudeste associado a entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Fernão Dias-Terminal Rio, 320 km - 4x954 MCM	205.222,40
--	------------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 205.222,40

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Terminal Rio 500 kV	ESTADO: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Com base na recomendação dos estudos energéticos, há necessidade de um novo aumento na capacidade de intercâmbio entre as regiões N – SE para possibilitar uma máxima transferência de potência do Norte para o Sudeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Nova SE	22.430,88
7 Conexões de entrada de linha	43.713,27
1 Conversora 3.850 MW ±800 kV c/sobrecarga	774.581,50
1 Eletrodo de terra 800 kVcc	17.766,00
6 Conexões de interligação de barras 500 kV, DJM	34.916,01
4 Reator de linha 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico, saída para F. Dias	13.139,50

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 906.547,16

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Nova Iguaçu-T.Rio C1 e C2, 20 km	ESTADO: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário após a entrada do 2º Bipolo para integração da SE Terminal Rio com a SE Nova Iguaçu.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV N.Iguaçu-T.Rio, 20 km 4x954 MCM CS (C1)	12.826,40
LT 500 kV N.Iguaçu-T.Rio, 20 km 4x954 MCM CS (C2)	12.826,40

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 25.65,28

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 500 kV Sec s C.Paulista-Adrianópolis, 4km	ESTADO: SP/RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário após a entrada do 2º Bipolo para integração da SE Terminal Rio com a SEs Ch. Paulista e Adrianópolis.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

LT 500 kV Secionamento LTs 500 kV C.Paulista-Adrianópolis 4km-4x954 MCM CS	2.565,28
--	----------

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 2.565,28

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Nova Iguaçu 500 kV	ESTADO: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforço necessário após a entrada do 2º Bipolo para integração da SE Terminal Rio com a SE Nova Iguaçu.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
2 Conexões de entrada de linha	12.489,51
1 Conexão de interligação de barras 500 kV, DJM	5.819,34

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 19.583,29

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Marimbondo II, 500kV	ESTADO: MG
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Suporte de potência reativa necessária quando da entrada do 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
2 Conexão de reator de barra	10.26,312
7 Reator de barra 60 Mvar, 500kV - monofásico	27.031,09

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 28.305,53

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Taubaté, 500kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Fluxo elevado no autotransformador 900 MVA de Taubaté 500/440 kV, necessitando o 2º autotransformador associado a entrada no 2º Bipolo.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
1 Conexão de interligação de barra, DJM	5.819,34
3 Autotransformador 300 MVA 500/440 kV monofásico c/LTC	29.039,73
1 Conexão de transformador DJM	11.002,28

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 47.135,79

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE Campinas, 500kV	ESTADO: SP
	DATA DE NECESSIDADE: 2020
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 22 MESES

JUSTIFICATIVA:

Reforços anteriores à entrada do 1º Bipolo que possibilitará praticar intercâmbios elevados entre a região Norte-Sudeste.

OBRAS E INVESTIMENTOS PREVISTOS: (R\$ X 1000)

Custo SE – Reforço	1.274,44
1 Conexão reator de barra 500 DJM	5.131,56
4 Reator de barra 45,3 Mvar, 500 kV – monofásico	13.139,50

TOTAL DE INVESTIMENTOS: 19.545,50

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] EPE-DEE-RE-040/2011-r0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte I "
- [2] EPE-DEE-RE-063/2012-rev0 "Expansão das Interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste - Parte II"
- [3] Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2009