

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João
Pessoa*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo do MME

Paulo Jerônimo Bandeirade Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fabio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz



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

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

SCN, Quadra 1, Bloco C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Atendimento à Região
Metropolitana de João Pessoa*

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Fabiano Schmidt
Igor Chaves
Leandro Moda
Tiago Campos Rizzotto
Luiz Felipe Froede Lorentz
Priscilla de Castro Guarini

Análise Socioambiental

Hermani de Moraes Vieira
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Alvares da Silva
Maria Fernanda Bacile Pinheiro

Nº EPE-DEE-RE-099/2016-rev1

Data: 21 de Dezembro de 2016

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato</i> _____ <i>Data de assinatura</i> _____	
<i>Projeto</i>	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
<i>Área de estudo</i>	Estudos do Sistema de Transmissão	
<i>Sub-área de estudo</i>	Análise Técnico-econômica	
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>		
EPE-DEE-RE-099/2016 Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa		
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	08.12.2016	Emissão original
rev1	21.12.2016	1) Alteração da impedância do transformador de aterramento da SE João Pessoa II de 22 Ω para 10 Ω . Adequação dos capítulos 3 e 10, e da Ficha PET/PELP; 2) Adequações textuais.

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo de expansão do sistema de transmissão para suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa. A análise contempla avaliações técnicas e econômicas, incorporando também na Nota Técnica DEA 33/16 aspectos sociambientais associados à alternativa proposta.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	5
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	5
1.2	OBJETIVOS GERAIS	6
1.3	ABORDAGEM ADOTADA	6
2	CONCLUSÕES.....	7
3	RECOMENDAÇÕES	9
3.1	ARRANJO INICIAL DO BARRAMENTO 500 kV DA SE JOÃO PESSOA II	11
3.2	SECCIONAMENTOS DOS CIRCUITOS EM 230 kV	12
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	13
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	13
4.2	CASOS DE TRABALHO	13
4.3	MERCADO	13
4.4	LIMITES OPERATIVOS	14
4.5	CENÁRIOS	14
4.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	16
4.7	CLASSIFICAÇÃO DO HORIZONTE DAS OBRAS.....	16
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA.....	17
5.1	SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	17
5.2	DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE.....	17
5.3	RESTRIÇÕES FÍSICAS DAS INSTALAÇÕES	18
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	19
6.1	ALTERNATIVA I.....	19
6.2	ALTERNATIVA II.....	22
6.3	ALTERNATIVA III.....	22
6.4	ALTERNATIVA IV	24
6.5	ALTERNATIVA V	25
7	ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	27
8	ANÁLISE ECONÔMICA	32
8.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA	32
8.2	DEFINIÇÃO DA SEÇÃO CONDUTORA DA LT CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II	35
9	ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL...	38
9.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 500 kV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II	38
9.2	REJEIÇÃO DE CARGA NA LT 500 kV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II	39
9.3	ENERGIZAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES 230 kV	41
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	42

11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	44
12 REFERÊNCIAS	45
13 EQUIPE TÉCNICA	46
14 ANEXO I: PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS.....	47
15 ANEXO II: INFORMAÇÕES PARA O RELATÓRIO R2	54
15.1 DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO NOVAS.....	54
15.2 DADOS DAS SUBESTAÇÕES NOVAS.....	56
16 ANEXO III: INFORMAÇÕES PARA O RELATÓRIO R4.....	58
16.1 DADOS DE SUBESTAÇÕES NOVAS.....	58
16.1 DESCRIÇÃO DO ACESSO EM SUBESTAÇÕES NOVAS	62
17 ANEXO IV: FICHAS DE VIABILIDADE TÉCNICA DAS OBRAS	63
17.1 CONSULTA À ETN – SE CAMPINA GRANDE III	63
17.2 CONSULTA À TAESA – SE NORFIL.....	67
18 ANEXO V: FICHAS PET/PELP.....	70
19 NOTA TECNICA DEA 33/16	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Sistema de transmissão da região de interesse	5
Figura 2-1 Diagrama unifilar da alternativa vencedora	7
Figura 3-1 Arranjo inicial do barramento de 500 kV da SE João Pessoa II	11
Figura 3-2 Seccionamento dos circuitos duplos em 230 kV na SE João Pessoa II	12
Figura 6-1 Diagrama unifilar da Alternativa I	20
Figura 6-2 Diagrama unifilar da Alternativa II	22
Figura 6-3 Diagrama unifilar da Alternativa III	23
Figura 6-4 Diagrama unifilar da Alternativa IV	24
Figura 6-5 Diagrama unifilar da Alternativa V	25
Figura 7-1 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV desligados (Carga Média Norte Úmido) – 2024	29
Figura 7-2 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV ligados (Carga Média Norte Úmido) – 2024	29
Figura 7-3 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV desligados (Carga Média Norte Úmido) – 2028	30
Figura 7-4 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV ligados (Carga Média Norte Úmido) - 2028	30
Figura 7-5 Tensões em condição normal de operação com BCs 230 kV ligados (Carga Leve – Norte Seco)- 2028	31
Figura 8-1 Gráfico de comparação econômica de alternativas	32
Figura 8-2 Disposição espacial dos condutores da silhueta de torre utilizada	35
Figura 8-3 Gráfico de comparação econômica da seção condutora	37
Figura 9-1 Pré-Rejeição de carga na LT 500 kV	39
Figura 9-2 Pós-Rejeição de carga na LT 500 kV – Comutador na posição 1,10	40
Figura 9-3 Pós-Rejeição de carga na LT 500 kV – Comutador na posição 1,08	40
Figura 16-1 Setor de 500 kV da SE João Pessoa II	58
Figura 16-2 Setores de 230 e 69 kV da SE João Pessoa II	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações de rede básica e de fronteira	9
Tabela 3-2 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de rede básica	9
Tabela 3-3 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações de distribuição	9
Tabela 3-4 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de distribuição	10
Tabela 3-5 Compartilhamento das estruturas de transmissão	12
Tabela 4-1 Carga das subestações de interesse – Patamar Leve [MW].....	13
Tabela 4-2 Carga das subestações de interesse – Patamar Médio [MW].....	14
Tabela 4-3 Carga das subestações de interesse – Patamar Pesado [MW]	14
Tabela 4-4 Níveis de despacho do submercado Nordeste - 2021 [%].....	15
Tabela 4-5 Intercâmbios Regionais - 2021 [MW]	15
Tabela 5-1 Carregamento dos elementos da região de interesse	18
Tabela 5-2 Tensões nas barras da região de interesse	18
Tabela 6-1 Alternativa I - Obras propostas em subestações de distribuição	20
Tabela 6-2 Alternativa I - Obras propostas em linhas de distribuição	21
Tabela 6-3 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa I	21
Tabela 6-4 Alternativa III - Obras propostas em subestações de distribuição	23
Tabela 6-5 Alternativa III - Obras propostas em linhas de distribuição	23
Tabela 6-6 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa III.....	24
Tabela 6-7 Alternativa V - Obras recomendadas em subestações de distribuição	26
Tabela 6-8 Alternativa V - Obras recomendadas em linhas de distribuição.....	26
Tabela 6-9 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa V.....	26
Tabela 7-1 Carregamento dos elementos da região de interesse – Alternativa V	27
Tabela 7-2 Tensões nas barras da região de interesse – Alternativa V	28
Tabela 8-1 Comparação econômica das alternativas – Investimento + Perdas.....	32
Tabela 8-2 Alternativa I – Custos das perdas elétricas	33
Tabela 8-3 Alternativa II – Custos das perdas elétricas	33
Tabela 8-4 Alternativa III – Custos das perdas elétricas.....	34
Tabela 8-5 Alternativa IV – Custos das perdas elétricas	34
Tabela 8-6 Alternativa V – Custos das perdas elétricas.....	34
Tabela 8-7 Parâmetros para comparação econômica da seção condutora.....	36
Tabela 8-8 Comparação econômica da seção condutora	36
Tabela 9-1 Resultados da energização da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II	38
Tabela 9-2 Resultados da energização dos BCs 230 kV da SE João Pessoa II	41
Tabela 10-1 Níveis de curto-circuito em 2021 – Sem obras	42
Tabela 10-2 Níveis de curto-circuito em 2021 – Com obras	43
Tabela 10-3 Níveis de curto-circuito em 2030 – Com obras	43
Tabela 14-1 Alternativa I – Plano de obras e estimativa de custos	47
Tabela 14-2 Alternativa II – Plano de obras e estimativa de custos.....	48
Tabela 14-3 Alternativa III – Plano de obras e estimativa de custos	49
Tabela 14-4 Alternativa IV – Plano de obras e estimativa de custos.....	51
Tabela 14-5 Alternativa V – Plano de obras e estimativa de custos	52

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A região metropolitana de João Pessoa é composta por 12 municípios do estado da Paraíba. Atualmente o atendimento aos consumidores conectados ao sistema de distribuição dessa região está sob concessão da Energisa-PB. O sistema elétrico de distribuição responsável pelo atendimento dessas cargas é suprido pelas subestações (SEs) de rede básica de fronteira Santa Rita II 230/69 kV – 3x150 MVA e Mussurú II 230/69 kV – 4x100 MVA. Além dessas, a SE Norfil 230 kV alimenta indústrias do ramo têxtil e cimenteiro instaladas na região. A Figura 1-1 ilustra como essas SEs estão interligadas com a rede básica. Além das linhas de transmissão (LT) existentes, nesta figura também estão representados os empreendimentos que estão planejados no entorno da região de interesse. Dentre as obras planejadas, destaca-se a LT de 230 kV que interliga as SEs Pau Ferro e Santa Rita II, cuja necessidade fora indicada em Ref.[1]. A entrada em operação dessa LT está prevista para novembro de 2017.

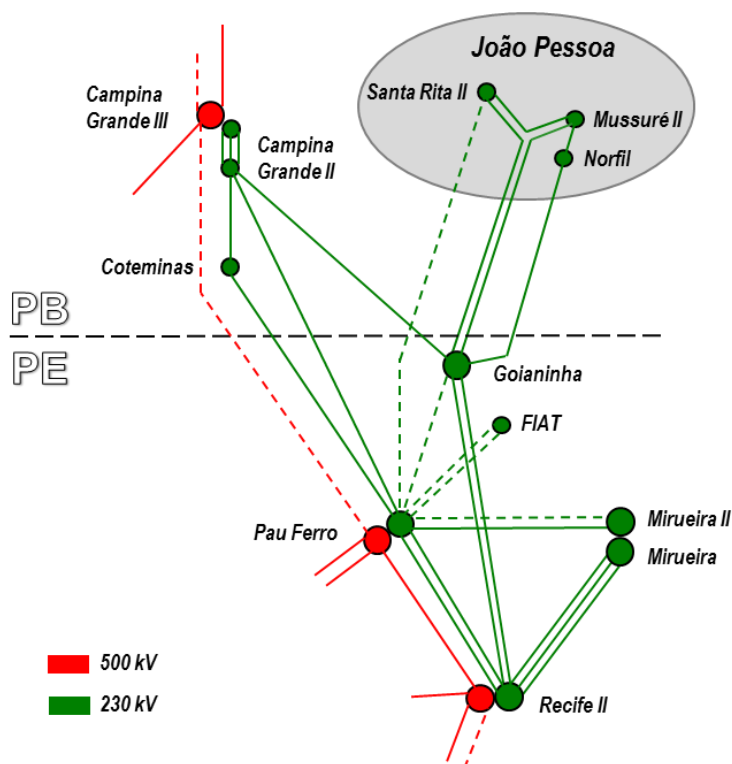


Figura 1-1 Sistema de transmissão da região de interesse

Com o crescimento da carga da região, dentro do horizonte deste estudo, verifica-se o esgotamento da capacidade de transformação da SE Mussurú II, tanto em operação normal como em contingência simples. Também é verificado que o suprimento dessa região, através das LTs de rede básica, fica comprometido durante condição de emergência "N-1". Por fim, no estudo realizado em Ref.[2] foi indicada referencialmente para o ano 2022 uma LT 500 kV partindo da SE Campina Grande III até a região metropolitana de João Pessoa, para escoamento de potenciais

excedentes de geração no estado do Rio Grande do Norte. Nesse sentido, os principais motivadores deste estudo são os seguintes:

- Necessidade de se propor uma solução para atender as cargas da região, respeitando o critério de confiabilidade tanto na rede básica como na rede básica de fronteira;
- Necessidade de se realizar uma análise mais aprofundada de como se dará a integração da LT 500 kV proveniente da SE Campina Grande III com o sistema local;
- Avaliação da necessidade e viabilidade da antecipação da instalação dessa LT.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é definir a melhor alternativa para atendimento às cargas da região metropolitana de João Pessoa. Além disso, o estudo também tem como objetivo determinar a localização e a capacidade de transformação da SE que realizará a integração da LT 500 kV, proveniente da subestação Campina Grande III, com o sistema elétrico da região de interesse.

O estudo deve indicar também, dos pontos de vista técnico, econômico e ambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente (condições normal e de emergência) para todas as alternativas vislumbradas. Não foi considerada a possibilidade de se realizar redespacho de geração conectada na Rede Básica ou na Rede de Distribuição com o intuito de eliminar sobrecargas em quaisquer equipamentos. As análises socioambientais, de curto-circuito, energização, rejeição e condutor condutor econômico foram realizadas apenas para a alternativa vencedora, conhecida mediante a análise econômica através do método dos rendimentos necessários Ref.[3].

Portanto, recomenda-se a implantação da alternativa V, pois quando comparada com as demais possui as seguintes vantagens:

- Possui o menor custo global;
- Requer a construção de uma pequena quantidade de estruturas de transmissão em 230 kV;
- Cria um novo ponto de suprimento próximo ao centro de carga, antecipando possíveis problemas fundiários e ambientais para sua instalação no futuro.

3 RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista os critérios técnicos e econômicos, recomenda-se a implantação da alternativa V, com o cronograma de obras apresentado nas Tabelas 3-1, 3-2, 3-3 e 3-4.

Tabela 3-1 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações de rede básica e de fronteira

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	João Pessoa II	500	Novo pátio de subestação DJM ⁽¹⁾	-
2021	João Pessoa II	500	ATR 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	1º
2021	João Pessoa II	500	RL Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3MVar 1Φ	-
2021	João Pessoa II	230	Novo pátio de subestação BD4	-
2021	João Pessoa II	230	TR 230/69 kV, 150 MVA 3Φ	1º e 2º
2021	João Pessoa II	69	Novo pátio de subestação BPT	-
2021	João Pessoa II	69	TT 69 kV, 10 Ω - 3Φ ⁽²⁾	1º
2024	João Pessoa II	230	BC 230 kV, 50 MVar 3Φ	1º
2025	Santa Rita II	230	TR 230/69 kV, 150 MVA 3Φ	4º
2028	João Pessoa II	230	BC 230 kV, 50 MVar 3Φ	2º

⁽¹⁾ Vide detalhamento na Seção 3.1; ⁽²⁾ Deverá ser especificado de acordo com as necessidades da distribuidora

Tabela 3-2 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de rede básica

Ano	Linha de Transmissão	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	Campina Grande III - João Pessoa II	500	4 x CAA 954 MCM CS	123
2021	Seccionamento do circuito Goianinha – Mussurú II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5
2021	Seccionamento do circuito Goianinha – Santa Rita II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5
2021	Seccionamento do circuito Santa Rita II – Mussurú II na SE João Pessoa II ⁽¹⁾	230	1 x CAA 636 MCM CD	0,5

⁽¹⁾ Vide detalhamento na Seção 3.2

Tabela 3-3 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	Bessa	13,8	BC - 5,46 MVar 3Φ	-
2021	Cabedelo	13,8	BC - 8,22 MVar 3Φ	-
2021	Jacaraú	13,8	BC - 1,92 MVar 3Φ	-
2021	Mataraca	13,8	BC - 2,52 MVar 3Φ	-
2026	Bessa	13,8	BC - 3,02 MVar 3Φ	-
2026	Cabedelo	13,8	BC - 6,78 MVar 3Φ	-
2026	Cabedelo	13,8	BC - 7,96 MVar 3Φ	-
2026	Jacaraú	13,8	BC - 1,45 MVar 3Φ	-
2026	Mataraca	13,8	BC - 1,98 MVar 3Φ	-

Tabela 3-4 Alternativa vencedora - Obras recomendadas em linhas de distribuição

Ano	Linha de Distribuição	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	João Pessoa II – Mussuré	69	1 x CAA 954 MCM CD	7
2021	Santa Rita II – Santa Rita	69	1 x CAA 1000 MCM CD	8
2023	Mussuré II - Mangabeiras	69	1 x CAA 636 MCM CS	10

Adicionalmente, destaca-se os seguintes aspectos:

- A implantação das obras que forem de responsabilidade da distribuidora, dentro dos prazos previstos e das premissas do estudo, é fundamental para a operação adequada do sistema e para manter a otimalidade da alternativa recomendada;
- A localização da SE João Pessoa II deve respeitar as análises socioambientais apresentadas na Nota Técnica DEA 33/16 (anexa a este relatório) de modo a manter a otimalidade da alternativa vencedora;
- A SE João Pessoa II deve ser concebida para que em sua configuração final possa comportar todos os *bays* planejados e previstos (futuros) neste relatório, conforme Anexo III;
- Recomenda-se também que seja reservado espaço no *bay* da LT 500 kV (na SE João Pessoa II) para que eventualmente (no futuro) o seu reator de linha possa ser transformado de fixo para manobrável;
- A necessidade, o cronograma e o montante de reativos dos bancos de capacitores em 230 kV, referencialmente recomendados, deverá ser revisada a posteriori conforme evolução da carga e do sistema elétrico da região. Ressalta-se ainda que, quando da instalação desses equipamentos e sob o ponto de vista de operação, verificou-se a necessidade dos mesmos manterem-se permanentemente energizados para evitar grandes afundamentos de tensão nas barras da região após a contingência no sistema 500 kV da SE João Pessoa II (autotransformador ou LT);
- É fundamental que os parâmetros e capacidades listados no Anexo II sejam respeitados caso as obras recomendadas neste relatório venham a ser licitadas.

3.1 Arranjo inicial do barramento 500 kV da SE João Pessoa II

Tendo em vista que dentro do horizonte deste estudo só está sendo prevista a utilização de um vão no setor de 500 kV da SE João Pessoa II, recomenda-se que o arranjo do barramento seja inicialmente implementado em anel. Ressalta-se que para esta situação o arranjo em anel é a configuração mais simples que garante os níveis de confiabilidade solicitados pelo ONS. Não obstante, o pátio de 500 kV da SE João Pessoa II deve ser concebido para que possa evoluir para a configuração final Barra Dupla com Disjuntor e Meio (DJM). Desta forma, recomenda-se que esse setor seja inicialmente construído da seguinte forma:

- Implementação de dois módulos de infra-estrutura de manobra, os quais no futuro irão compor dois vãos do arranjo DJM;
- No vão 1: implementação de um módulo de manobra referente à entrada de linha definitiva da LT Campina Grande III – João Pessoa II;
- No vão 1: implementação de um módulo de manobra referente à interligação de barras, que no futuro representará o disjuntor central definitivo do vão;
- No vão 2: conexão elétrica provisória entre as barras 1 e 2 para o “fechamento” do anel. Ressalta-se que essa conexão deverá ser realizada por meio das estruturas definitivas do vão de modo a facilitar a evolução do arranjo do barramento;

Na Figura 3.1 apresenta-se um diagrama unifilar com o arranjo inicial do barramento de 500 kV da SE João Pessoa II.

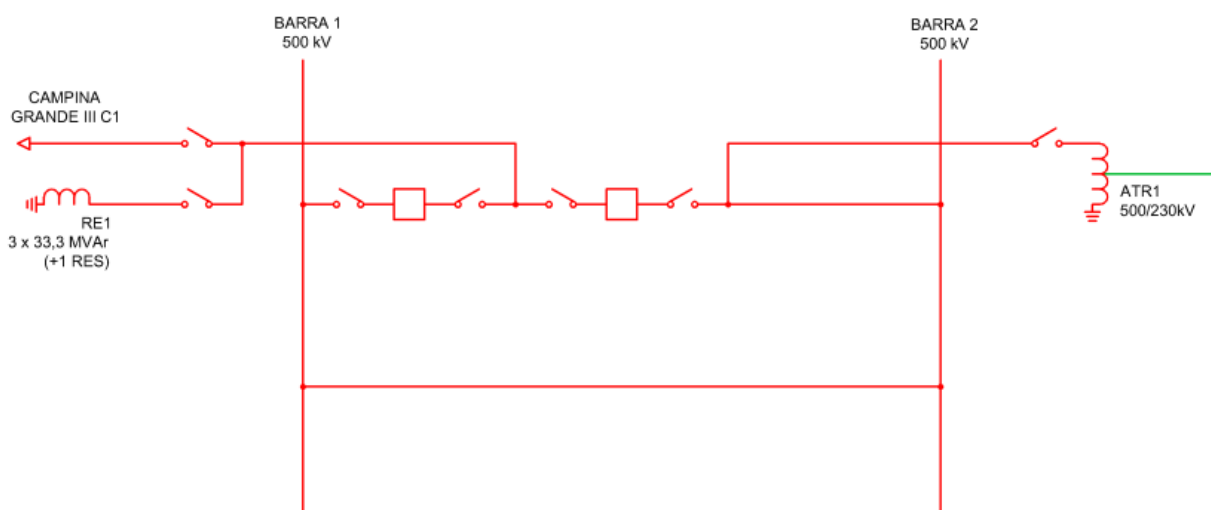


Figura 3-1 Arranjo inicial do barramento de 500 kV da SE João Pessoa II

3.2 Seccionamentos dos circuitos em 230 kV

Atualmente os circuitos em 230 kV Goianinha – Mussuré II, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussuré II estão lançados em estruturas de circuito duplo. Um conjunto de estruturas proveniente da SE Goianinha sofre uma bifurcação nas proximidades da capital João Pessoa dividindo-se em dois segmentos, sendo um em direção à SE Santa Rita II e outro à SE Mussuré II. Dessa forma, os circuitos elétricos compartilham diferentes estruturas em diferentes trechos. Na Tabela 3-5 estão discriminados os compartilhamentos por trecho. Nesse sentido, visando uma solução que envolva a mínima quantidade de novas estruturas e buscando uma solução com o menor impacto ambiental, recomenda-se que nas análises subsequentes a este relatório seja avaliada a possibilidade da configuração final ser composta por três circuitos duplos partindo da SE João Pessoa II para as SEs Santa Rita II, Mussuré II e Goianinha. Na Figura 3-2 apresenta-se um diagrama ilustrando a configuração atual das linhas em 230 kV e a configuração final recomendada. A futura SE João Pessoa II irá seccionar os circuitos 230 kV Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II a 46,2 km da SE Goianinha, além de seccionar a LT 230 kV Santa Rita II – Mussuré II a 4,8 km da SE Mussuré II.

Tabela 3-5 Compartilhamento das estruturas de transmissão

Trecho\Circuito	Goianinha - Mussuré II	Goianinha – Santa Rita II	Santa Rita II - Mussuré II
Goianinha - Bifurcação	X	X	-
Bifurcação - Mussuré II	X	-	X
Bifurcação - Santa Rita II	-	X	X

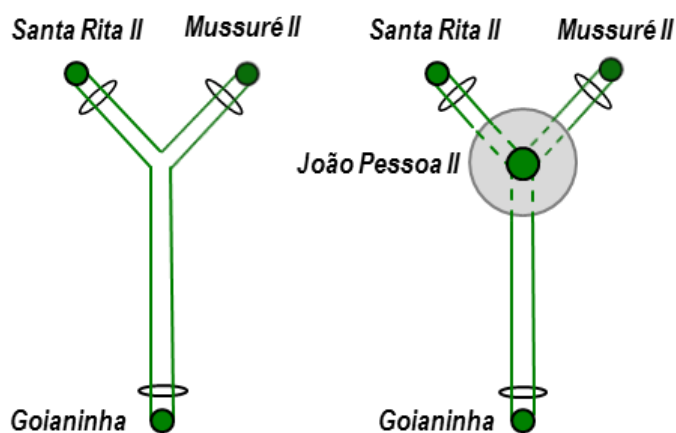


Figura 3-2 Seccionamento dos circuitos duplos em 230 kV na SE João Pessoa II

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

Os critérios e procedimentos utilizados neste estudo estão de acordo com Ref.[3], destacando-se as seguintes premissas:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério "N-1" para elementos da rede básica e rede básica de fronteira.

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas em Ref.[4].

4.2 Casos de Trabalho

Tendo em vista que este estudo tem como característica principal o atendimento à carga, considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal de Energia (PDE) 2024, com as atualizações pertinentes de topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Mercado

As Tabelas 4-1, 4-2 e 4-3 apresentam as cargas totais equivalentes nas SEs de interesse, por ano e patamar. As projeções de mercado para os barramentos de fronteira das SEs Santa Rita II e Mussurê II foram fornecidas pela Energisa-PB. Já as informações de mercado das SEs Goianinha e FIAT foram obtidas em Ref.[5]. Por fim, a carga equivalente da SE Norfil foi atualizada através de informação obtida no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) 2016-2018 do ONS. Esta carga está agregada no barramento de 230 kV da SE Norfil.

Tabela 4-1 Carga das subestações de interesse – Patamar Leve [MW]

Carga Leve	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil	Goianinha	FIAT
2021	167,8	219,5	61	199,2	122,0
2022	172,9	226,1	61	204,2	122,2
2023	178,0	232,9	61	208,4	122,4
2024	183,4	239,8	61	212,8	122,6
2025	188,9	247,0	61	217,4	122,8
2026	194,6	254,4	61	222,6	123,2
2027	200,4	262,1	61	227,4	123,4
2028	206,4	269,9	61	232,2	123,8
2029	212,6	278,0	61	237,4	124,0
2030	219,0	286,3	61	242,7	124,3

Tabela 4-2 Carga das subestações de interesse – Patamar Médio [MW]

Carga Média	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil	Goianinha	FIAT
2021	215,3	299,1	61	199,2	122,0
2022	221,7	308,1	61	204,2	122,2
2023	228,4	317,3	61	208,4	122,4
2024	235,2	326,8	61	212,8	122,6
2025	242,3	336,6	61	217,4	122,8
2026	249,6	346,7	61	222,6	123,2
2027	257,0	357,1	61	227,4	123,4
2028	264,8	367,8	61	232,2	123,8
2029	272,7	378,9	61	237,4	124,0
2030	280,9	390,3	61	242,7	124,3

Tabela 4-3 Carga das subestações de interesse – Patamar Pesado [MW]

Carga Pesada	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil	Goianinha	FIAT
2021	202,4	277,2	29,5	199,2	122,0
2022	208,5	285,5	29,5	204,2	122,2
2023	214,7	294,1	29,5	208,4	122,4
2024	221,2	302,9	29,5	212,8	122,6
2025	227,8	312,0	29,5	217,4	122,8
2026	234,6	321,3	29,5	222,6	123,2
2027	241,7	331,0	29,5	227,4	123,4
2028	248,9	340,9	29,5	232,2	123,8
2029	256,4	351,1	29,5	237,4	124,0
2030	264,1	361,6	29,5	242,7	124,3

4.4 Limites Operativos

Utilizou-se os critérios técnicos apresentados em Ref.[6, 7] para definir os limites operativos a serem respeitados pelas alternativas vislumbradas.

4.5 Cenários

Foram utilizados os 6 cenários de fluxo de potência do PDE 2024. Isto é, norte úmido (cargas leve, média e pesada) e norte seco (cargas leve, média e pesada). Para fins de valoração das perdas elétricas, considerou-se que os cenários norte seco e norte úmido possuem tempos de permanência iguais durante um ano, isto é, 50% cada. Já para os patamares de carga, considerou-se os tempos de permanência de 37,5%, 50% e 12,5% para carga leve, média e pesada, respectivamente.

Afim de adequar os níveis de geração ao estudo, os casos do PDE 2024 foram redespachados. Na Tabela 4-4 estão dispostos os despachos percentuais das usinas do submercado Nordeste para o ano inicial do estudo. Esses valores se referem a percentagem da capacidade total instalada por

tipo de fonte despachada. Ressalta-se que: (i) no montante de capacidade instalada de usinas eólicas estão computadas as usinas do nordeste do Maranhão; (ii) os percentuais da fonte hidráulica englobam as usinas do norte de Minas Gerais e pertencentes à bacia do rio São Francisco e (iii) no cômputo da capacidade total da fonte térmica foi desconsiderada a UTE Novo Tempo. Para os demais anos do estudo os níveis de geração hidráulica do SIN foram aumentados para manter o equilíbrio entre carga e geração.

Para o submercado Norte manteve-se a coerência com os níveis de geração do Nordeste, destacando-se: (i) elevada e baixa geração hidráulica nos períodos úmido e seco, respectivamente; (ii) baixa e elevada geração térmica nos períodos úmido e seco, respectivamente (seguindo o despacho por ordem de mérito em todo o SIN já contempladas as inflexibilidades). Na Tabela 4-5 podem ser encontrados os níveis de intercâmbios entre os submercados adjacentes ao Nordeste.

Tabela 4-4 Níveis de despacho do submercado Nordeste - 2021 [%]

Fonte	Leve Seco	Média Seco	Pesada Seco	Leve Úmido	Média Úmido	Pesada Úmido
Eólica	80	80	80	50	50	50
Fotovoltaica	0	100	0	0	100	0
Biomassa	100	100	100	0	0	0
UHE	37	43	43	43	80	56
PCH	27	41	41	41	80	55
Térmica	72	72	72	37	39	39
TOTAL	59	68	61	41	60	47

Tabela 4-5 Intercâmbios Regionais - 2021 [MW]

Intercâmbio	Leve Seco	Média Seco	Pesada Seco	Leve Úmido	Média Úmido	Pesada Úmido
NE -> N	2756	970	1103	-399	-512	-1234
NE -> SE	5894	3889	3285	2433	2335	-53
TOTAL	8650	4859	4388	2094	1823	-1287

Com o objetivo de obter uma solução robusta do ponto de vista de atendimento às cargas, nos estudos de fluxo de potência a geração térmica e eólica instalada na região de João Pessoa foi considerada nula em todos os cenários analisados. Adicionalmente, a geração da UTE Porto Sergipe também fora desconsiderada nos estudos de fluxo de potência, tendo em vista o seu efeito de redução no fluxo de potência proveniente do estado do Rio Grande do Norte em direção ao estado da Paraíba. Nesse mesmo sentido, o bipolo de corrente contínua partindo da SE Graça Aranha, no Maranhão, foi mantido com o mínimo despacho no sentido NE ->SE para todos os cenários analisados.

4.6 Parâmetros Econômicos

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizada a base de referência de preços da ANEEL Ref.[8]. Também foi utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo Ref.[3].

Para a valoração das perdas elétricas, utilizou-se o custo de 193,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração adotado pela EPE Ref.[9].

Adicionalmente, para comparação econômica de alternativas, considerou-se uma taxa de desconto de 8% a.a com ano de referência 2016, horizonte 2030 e tempo de vida útil de 30 anos para as instalações.

Por fim, utilizou-se o percentual de 5% para configurar o empate econômico entre alternativas.

4.7 Classificação do Horizonte das Obras

O horizonte deste estudo se inicia no ano 2021 e termina em 2030. As obras indicadas até o ano de 2022 serão consideradas determinativas, enquanto que aquelas indicadas a partir de 2023 serão consideradas indicativas.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

5.1 Sistema Elétrico de Interesse

Atualmente as SEs Mussurú II e Santa Rita II operam com 4 transformadores 230/69 kV de 100 MVA e 3 transformadores 230/69 kV de 150 MVA, respectivamente. De acordo com [5], para este estudo considerou-se a existência do quarto transformador 230/69 kV de 100 MVA na SE Goianinha, bem como a SE FIAT Seccionadora 230/69 kV e seu sistema de conexão em 230 kV com a SE Pau Ferro. Também foi considerada a existência da LT 230 kV Pau Ferro-Santa Rita II e o seccionamento em loop da LT 230 kV Mirueira II-Goianinha na SE Pau ferro.

No que se refere ao mercado a ser atendido, conforme a projeção de carga apresentada nas Tabelas 4-1, 4-2 e 4-3, considerou-se que as SEs da região de interesse estão suprindo cargas com fator de potência fixo em 0,95 (indutivo) durante todo o horizonte do estudo.

Além das considerações topológicas e de carga supracitadas, para fins de diagnóstico, supôs-se como nula toda a geração térmica e eólica que eventualmente possa ser injetada nos barramentos das SEs Mussurú II, Santa Rita II e Goianinha.

5.2 Desempenho Elétrico da Rede

Nos estudos de fluxo de potência realizados verificou-se que os cenários mais críticos de operação para a rede de interesse correspondem aos de carga média (Vide Seção 4.5). Também foi verificado que a contingência mais crítica na primeira vizinhança das barras de interesse corresponde à contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II.

Na Tabela 5-1 estão dispostos os carregamentos percentuais, tanto em condição normal de operação como de emergência, para o ano 2021, dos transformadores de fronteira das SEs Santa Rita II e Mussurú II, e da LT Pau Ferro - Goianinha. Nesta tabela é possível verificar o esgotamento da transformação da SE Mussurú II. Verifica-se também que na contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II a capacidade de emergência da LT 230 kV Pau Ferro – Goianinha é superada em aproximadamente 3,5 %.

Por outro lado, na Tabela 5-2 estão apresentados os valores por unidade das tensões nas barras da região de interesse. Esses valores já consideram todos os recursos de controle que dependem de ação humana (chaveamento de bancos de capacitores e ajuste de comutadores de transformadores). No primeiro ano deste estudo, em condição de emergência, verifica-se subtensões proibitivas para a operação. Já no ano 2026, mesmo em condição normal de operação, subtensões são verificadas nas SEs Mussurú II e Norfil, fato que indica o esgotamento da capacidade de controle de tensão na região de interesse.

Tabela 5-1 Carregamento dos elementos da região de interesse

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO 2021
		[%]
SE Santa Rita II 230/69 kV 3 x 150/150 MVA	Normal	46,6
	Emergência	69,8
SE Mussurú II 230/69 kV 4 x 100/100 MVA	Normal	73,7
	Emergência	98,3
LT 230kV Pau Ferro - Goianinha 1 x 251/317 MVA	Normal	83,8
	Emergência ⁽¹⁾	103,5

⁽¹⁾ Contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

Tabela 5-2 Tensões nas barras da região de interesse

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	Tensão 2021	Tensão 2026
		230/69 kV [pu]	230/69 kV [pu]
SE Santa Rita II 230/69 kV	Normal	0,978/1,035	0,958/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,916/1,007	0,865/0,943
SE Mussurú II 230/69 kV	Normal	0,968/1,035	0,945/1,022
	Emergência ⁽¹⁾	0,917/0,995	0,867/0,928
SE Norfil 230kV	Normal	0,968/-----	0,945/-----
	Emergência ⁽¹⁾	0,918/-----	0,869/-----
SE Goianinha 230/69 kV	Normal	0,996/1,035	0,981/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,966/1,035	0,937/1,022

⁽¹⁾ Contingência da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

5.3 Restrições Físicas das Instalações

A SE Santa Rita II entrou em operação no ano 2012. Tendo em vista que atualmente ela opera com três transformadores e que a mesma se localiza em uma região relativamente afastada da zona urbana, não se espera problemas em sua expansão. Por outro lado, a SE Mussurú II já opera com quatro transformadores e, portanto, espera-se grandes dificuldades técnicas para a expansão da sua capacidade de transformação. Além disso, expandir as entradas de linha em 230 kV nessa subestação pode ser relativamente complexo pelo fato da SE estar localizada em meio à zona urbana. A SE Norfil atualmente só possui o setor 230 kV e a sua expansão irá requerer a aquisição de terreno em área urbana. Ademais, o acesso à esta SE também pode ser relativamente complexo devido à sua proximidade com a zona urbana. Por fim, a SE Campina Grande III entrou em operação em 2015 e está previsto espaço para a entrada de linha referente à LT 500 kV tratada neste estudo. Não obstante, no Anexo IV podem ser encontrados os formulários de consulta respondidos pelas transmissoras sobre a viabilidade de expansão das subestações envolvidas nas alternativas vislumbradas neste estudo.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Neste Capítulo são apresentadas as 5 alternativas vislumbradas para o atendimento à região metropolitana de João Pessoa. A formulação dessas alternativas foi dividida em duas fases: Na primeira, foram avaliados quais seriam os reforços necessários no sistema de distribuição para manter o atendimento às cargas com os padrões de qualidade e confiabilidade adequados dentro do horizonte deste estudo. Em conjunto com a equipe técnica da ENERGISA-PB foram elaboradas 8 alternativas de distribuição (A.1, A.2, A.3, B, B.1, C, D, E). Dessas, 3 alternativas foram descartadas pela dificuldade de implementação de linhas de distribuição em locais específicos no interior da zona urbana (A.2, A.3, D). Desse modo, as 5 alternativas restantes foram comparadas economicamente (valor presente de investimento+perdas elétricas) e 3 delas foram escolhidas para compor as alternativas completas (A.1, B, C). Basicamente, a primeira dessas se refere ao alívio da transformação da SE Mussuré II através da transferência de cargas exclusivamente para a SE Santa Rita II. A segunda, por sua vez, também realiza transferência de cargas para a SE Santa Rita II, porém também considera um novo ponto de suprimento na SE Norfil. Por fim, a terceira alternativa transfere cargas para a SE Santa Rita II e para um novo ponto de suprimento na nova SE João Pessoa II - a ser definida neste estudo.

A partir desses resultados, partiu-se para a segunda fase, onde foram definidas as alternativas de rede básica e rede básica de fronteira, as quais podem ser divididas em dois grupos: O primeiro deles realiza o seccionamento dos circuitos existentes em 230 kV, enquanto que o segundo propõe a construção de novos circuitos neste nível de tensão. Ressalta-se que a escolha da localização (Vide Nota Técnica DEA 33/16) da SE João Pessoa II foi definida a priori de modo a colocá-la o mais próximo possível do importante centro de carga do Distrito Industrial de João Pessoa. Por fim, as alternativas de distribuição e transmissão foram combinadas objetivando formar 5 alternativas completas para a comparação econômica, as quais estão apresentadas em maiores detalhes nas seções seguintes. Ressalta-se que a LT 500 kV 4 x CAA 954 MCM CS, o reator de linha de 100 MVar e o autotransformador 500/230 kV 450 MVA da SE João Pessoa II são obras comuns para todas as alternativas e cuja necessidade é verificada no ano de 2021.

6.1 Alternativa I

Na Figura 6-1 apresenta-se um diagrama unifilar da Alternativa I. Neste caso a transformação da SE Mussuré II é aliviada através da transferência de cargas das SEs de distribuição João Pessoa e Cruz do Peixe para a SE Santa Rita. Nas Tabelas 6-1 e 6-2 estão discriminadas as obras no sistema de distribuição necessárias para esta transferência de cargas. Destaca-se que nesta alternativa perde-se confiabilidade no atendimento da SE de distribuição João Pessoa, que passaria a ser alimentada radialmente. Para atender essas cargas seria necessário instalar em 2021 o quarto transformador de 150 MVA na SE Santa Rita II. Adicionalmente, os circuitos em 230 kV Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II e Santa Rita II – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa II em 2021. Por fim, dois bancos de capacitores 230 kV 70 MVar seriam instalados nos anos 2024 e 2027 nesta SE.

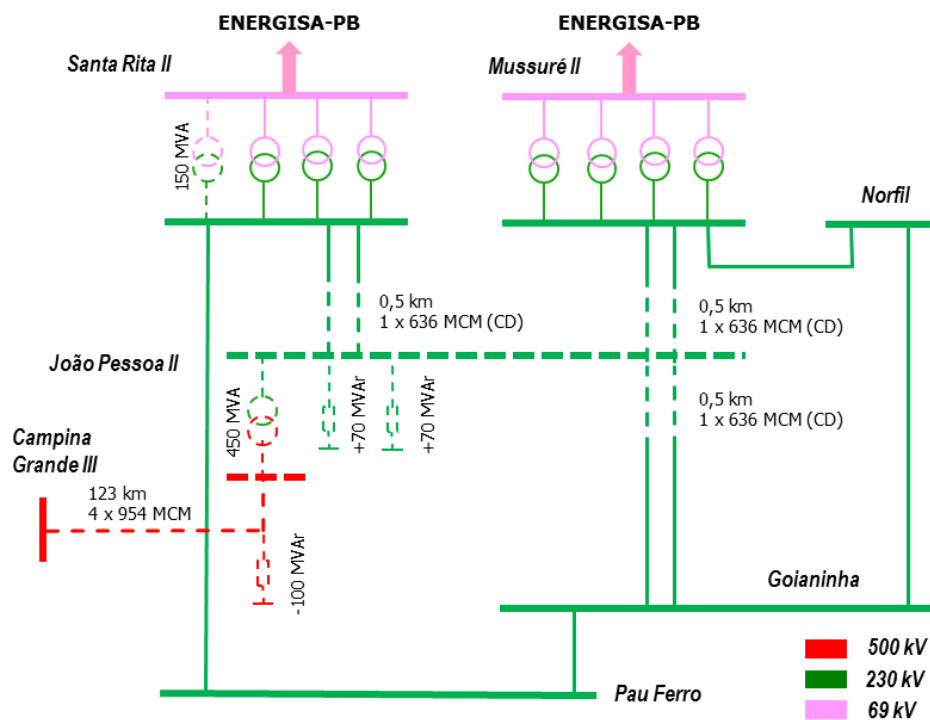


Figura 6-1 Diagrama unifilar da Alternativa I

Tabela 6-1 Alternativa I - Obras propostas em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	Cruz do Peixe	69	Recapacitação do Barramento	-
2021		13,8	BC - 4,21 MVar3Φ	-
2021		13,8	BC - 1,03 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 3,54 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 2,25 MVar3Φ	-
2021	João Pessoa	13,8	BC - 4,46 MVar3Φ	-
2021		13,8	BC - 5,66 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 3,96 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 4,22 MVar3Φ	-
2021	Bessa	13,8	BC - 7,00 MVar3Φ	-
2021		13,8	BC - 1,73 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 13,76 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 0,78 MVar3Φ	-
2021	Cabedelo	13,8	BC - 13,14 MVar3Φ	-
2021		13,8	BC - 10,82 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 0,95 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 0,83 MVar3Φ	-
2021	Jacaraú	13,8	BC - 2,10 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,41 MVar3Φ	-
2021	Mataraca	13,8	BC - 2,97 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,89 MVar3Φ	-

Tabela 6-2 Alternativa I - Obras propostas em linhas de distribuição

Ano	Linha de Distribuição	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	Santa Rita II - Santa Rita	69	1 x CAA 1000 MCM CD	8
2023	Mussurú II - Mangabeiras	69	1 x CAA 636 MCM CS	10
2028	Mussurú II- Mussurú	69	1 x CAA 954 MCM CS	0,1

Na Tabela 6-3 apresenta-se as cargas, em MW, agregadas nos barramentos de fronteira das SEs Mussurú II e Santa Rita II para os patameres leve, médio e pesado.

Tabela 6-3 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa I

Ano	Carga Leve [MW]		Carga Média [MW]		Carga Pesada [MW]	
	Santa Rita II	Mussurú II	Santa Rita II	Mussurú II	Santa Rita II	Mussurú II
2021	210,24	178,46	307,45	208,99	268,71	212,00
2022	217,99	183,37	318,83	214,65	278,58	217,86
2023	224,21	187,86	328,32	219,50	286,64	223,03
2024	231,53	193,04	339,27	225,44	296,07	229,20
2025	239,06	198,36	350,64	231,54	305,81	235,55
2026	247,00	203,84	361,46	237,84	315,50	242,11
2027	255,00	209,50	373,49	244,34	325,80	248,85
2028	263,25	215,31	385,92	251,02	336,46	255,80
2029	271,76	221,32	398,81	257,92	347,51	262,97
2030	279,05	226,20	410,39	263,94	357,31	269,15

6.2 Alternativa II

O diagrama unifilar da Alternativa II está apresentado na Figura 6-2. Esta alternativa é bastante similar à anterior. A diferença é que neste caso seriam construídos dois novos circuitos em 230 kV em 2021 interligando a SE João Pessoa II às SEs Mussurú II e Santa Rita II ao invés de se realizar seccionamentos.

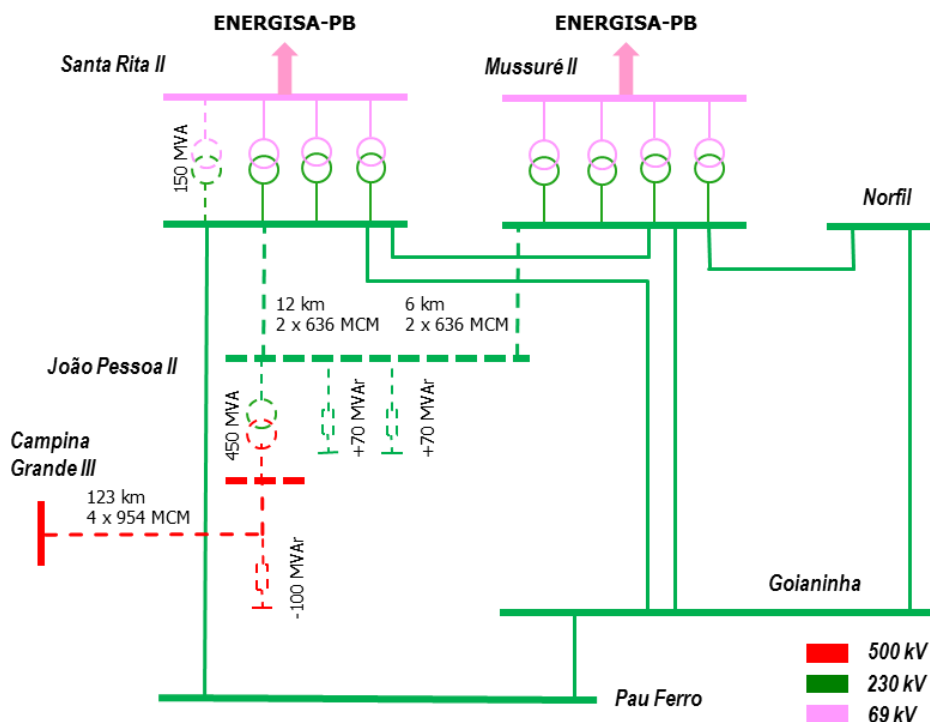


Figura 6-2 Diagrama unifilar da Alternativa II

6.3 Alternativa III

Na Figura 6-3 está ilustrado o diagrama unifilar da Alternativa III. Neste caso a transformação da SE Mussuré II é aliviada através da transferência de cargas da SE de distribuição Cruz do Peixe para a SE Santa Rita. Além disso, o barramento de 69 kV da SE de distribuição Mussuré passaria a ser alimentado exclusivamente pela SE Norfil. Nas Tabelas 6-4 e 6-5 estão discriminadas as obras no sistema de distribuição necessárias para esta transferência de cargas. Nesta alternativa a SE Norfil passaria a ter um novo ponto de suprimento em 69 kV. Para atender essas cargas seria necessário instalar 2 transformadores 230/69 kV 150 MVA na SE Norfil em 2021 e o quarto transformador de 150 MVA na SE Santa Rita II em 2025. Adicionalmente, os circuitos em 230 kV Goianinha – Norfil, Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II, e Santa Rita II – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa II em 2021. Por fim, dois bancos de capacitores 230 kV 60 MVar seriam instalados nos anos 2024 e 2027 nesta SE.

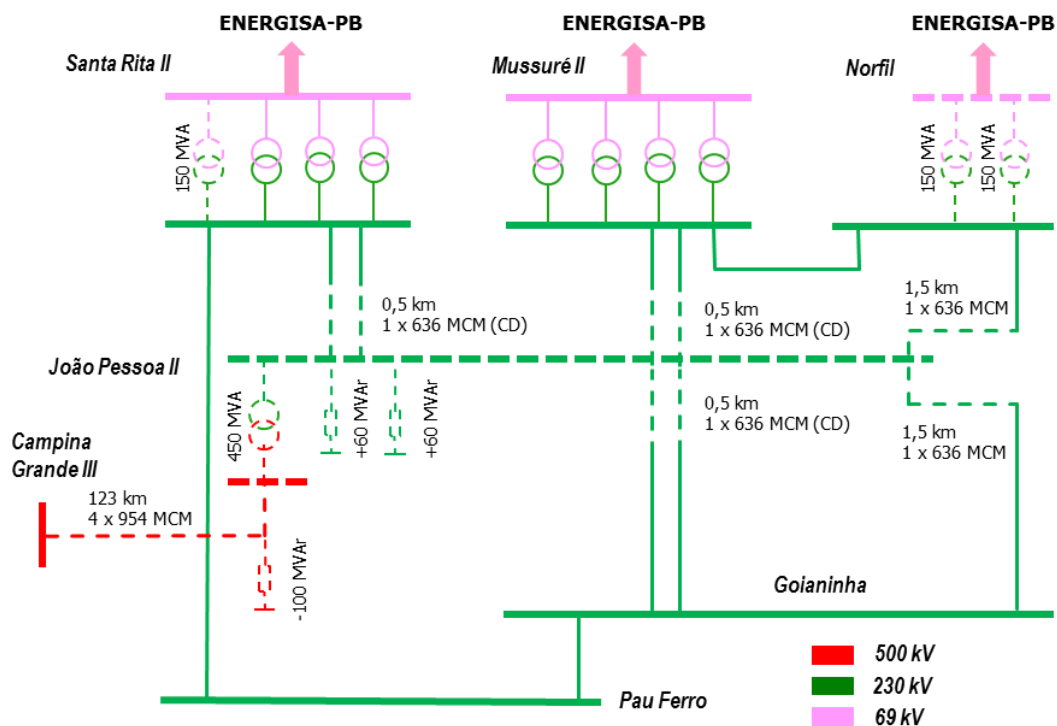


Figura 6-3 Diagrama unifilar da Alternativa III

Tabela 6-4 Alternativa III - Obras propostas em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	Bessa	13,8	BC -5,46MVar3Φ	-
2026		13,8	BC -3,02MVar3Φ	-
2021	Cabedelo	13,8	BC - 8,22 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 6,69 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 8,05 MVar3Φ	-
2021	Jacaraú	13,8	BC - 1,92 MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,45 MVar3Φ	-
2021	Mataraca	13,8	BC - 2,52MVar3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,98MVar3Φ	-

Tabela 6-5 Alternativa III - Obras propostas em linhas de distribuição

Ano	Linha de Distribuição	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	Norfil - Mussuré	69	1 x CAA 636 MCM CD	3
2021	Santa Rita II - Santa Rita	69	1 x CAA 1000 MCM CD	8
2028	Mussuré II- Mangabeiras	69	1 x CAA 636 MCM CS	10

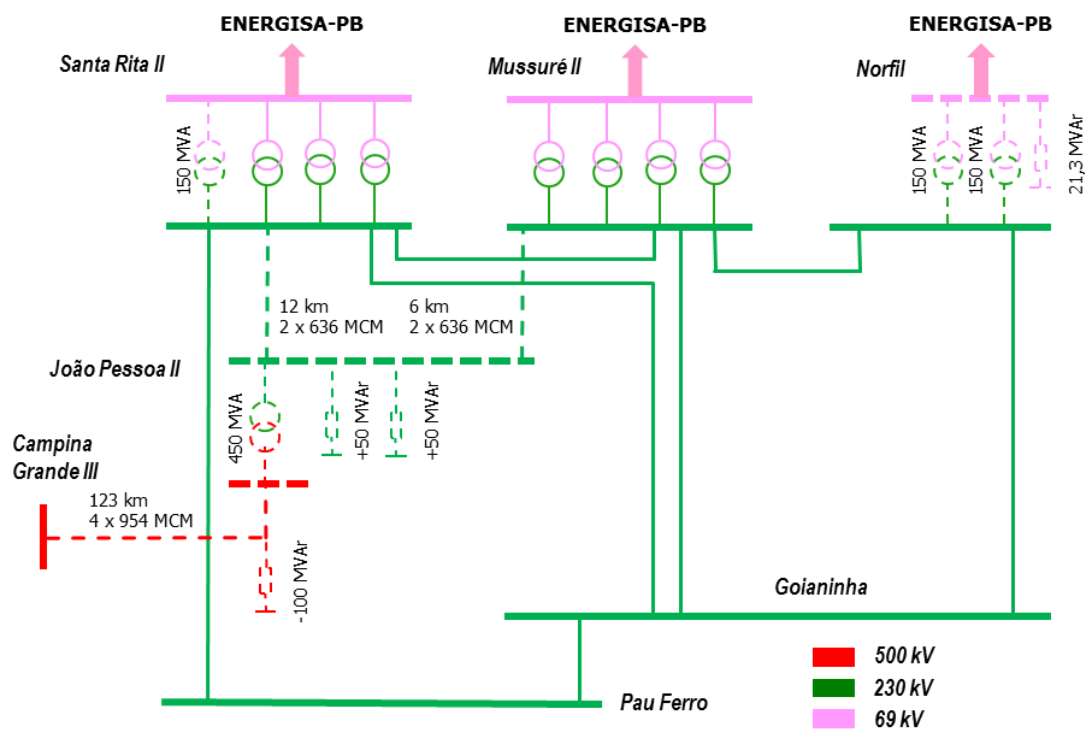
Na Tabela 6-6 apresenta-se as cargas, em MW, agregadas nos barramentos de fronteira das SEs Mussuré II, Santa Rita II e Norfil para os patameres leve, médio e pesado. Note que para a SE Norfil esses valores não contemplam a carga agregada no barramento de 230 kV.

Tabela 6-6 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa III

Ano	Carga Leve [MW]			Carga Média [MW]			Carga Pesada [MW]		
	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil	Santa Rita II	Mussurê II	Norfil
2021	183,13	111,72	93,54	249,16	162,71	102,79	227,68	146,36	105,92
2022	189,75	115,91	95,36	258,23	168,49	104,78	235,94	151,59	108,08
2023	194,82	119,66	97,23	265,32	173,47	106,85	242,34	156,11	110,32
2024	200,94	124,07	99,17	273,79	179,54	108,98	250,03	161,64	112,62
2025	207,25	128,60	101,16	282,55	185,80	111,17	258,00	167,31	114,97
2026	213,65	133,29	103,20	291,07	192,23	113,42	265,81	173,16	117,43
2027	220,34	138,11	105,32	300,38	198,89	115,75	274,23	179,18	119,94
2028	227,25	143,10	107,48	309,98	205,73	118,15	282,95	185,42	122,53
2029	234,38	148,23	109,72	319,91	212,81	120,63	291,97	191,85	125,18
2030	240,54	152,40	111,54	328,90	218,96	122,78	300,03	197,38	127,47

6.4 Alternativa IV

A Figura 6-4 apresenta a Alternativa IV, a qual é bastante similar a Alternativa III. A diferença é que neste caso seriam construídos dois novos circuitos em 230 kV em 2021 interligando a SE João Pessoa II às SEs Mussurê II e Santa Rita II ao invés de se realizar seccionamentos. Adicionalmente, seria instalado um banco de capacitores 69 kV 21,3 MVar em 2026 na SE Norfil. Por fim, a potência dos bancos de capacitores 230 kV da SE João Pessoa seria de 50 MVar.

**Figura 6-4 Diagrama unifilar da Alternativa IV**

6.5 Alternativa V

O diagrama unifilar da Alternativa V está apresentado na Figura 6-5. Neste caso a transformação da SE Mussuré II é aliviada mediante transferência de cargas da SE de distribuição Cruz do Peixe para a SE Santa Rita. Além disso, o barramento de 69 kV da SE de distribuição Mussuré passaria a ser alimentado exclusivamente pela SE João Pessoa II. Nas Tabelas 6-7 e 6-8 estão discriminadas as obras no sistema de distribuição necessárias para esta transferência de cargas. Note que nesta alternativa a SE João Pessoa II passaria a ter um novo ponto de suprimento em 69 kV. Para atender essas cargas seria necessário instalar 2 transformadores 230/69 kV 150 MVA na SE João Pessoa II em 2021 e o quarto transformador de 150 MVA na SE Santa Rita II em 2025. Adicionalmente, em 2021, os circuitos em 230 kV Goianinha – Santa Rita II, Goianinha – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa II a 46,2 km da SE Goianinha, e Santa Rita II – Mussuré II seriam seccionados na SE João Pessoa a 4,8 km da SE Mussuré II. Por fim, dois bancos de capacitores 230 kV 50 MVar seriam instalados nos anos 2024 e 2028 nesta SE.

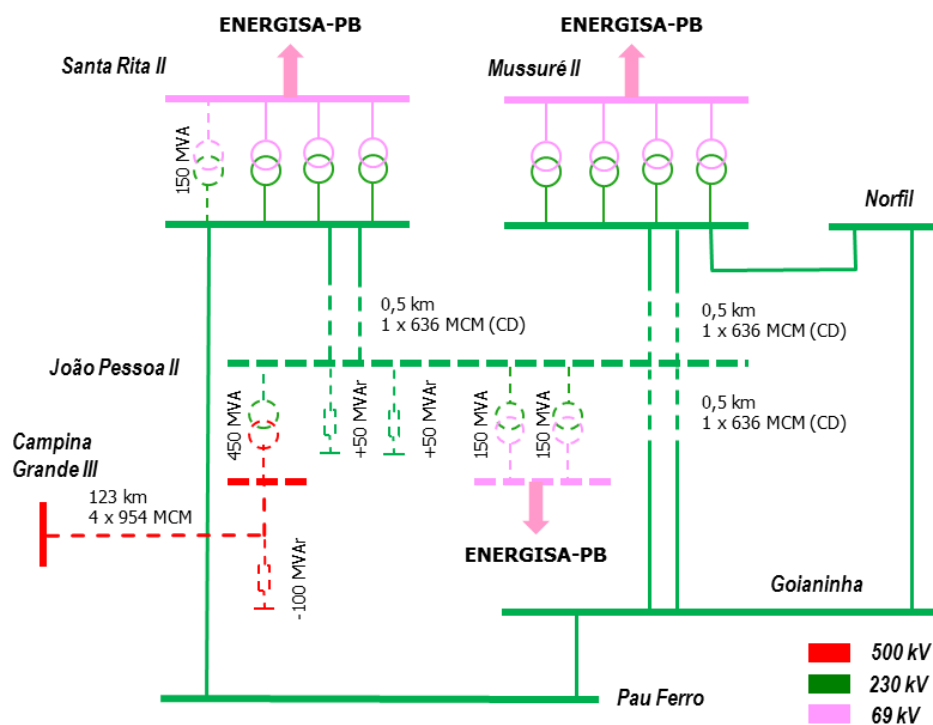


Figura 6-5 Diagrama unifilar da Alternativa V

Na Tabela 6-9 apresenta-se as cargas, em MW, agregadas nos barramentos de fronteira das SEs Mussuré II, Santa Rita II e João Pessoa II para os patameres leve, médio e pesado.

Tabela 6-7 Alternativa V - Obras recomendadas em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão [kV]	Descrição	Nº
2021	Bessa	13,8	BC - 5,46 MVar 3Φ	-
2026		13,8	BC - 3,02 MVar 3Φ	-
2021	Cabedelo	13,8	BC - 8,22 MVar 3Φ	-
2026		13,8	BC - 6,78 MVar 3Φ	-
2026		13,8	BC - 7,96 MVar 3Φ	-
2021	Jacaraú	13,8	BC - 1,92 MVar 3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,45 MVar 3Φ	-
2021	Mataraca	13,8	BC - 2,52 MVar 3Φ	-
2026		13,8	BC - 1,98 MVar 3Φ	-

Tabela 6-8 Alternativa V - Obras recomendadas em linhas de distribuição

Ano	Linha de Distribuição	Tensão [kV]	Configuração	Extensão [km]
2021	João Pessoa II -Mussurú	69	1 x CAA 954 MCM CD	7
2021	Santa Rita II - Santa Rita	69	1 x CAA 1000 MCM CD	8
2023	Mussurú II - Mangabeiras	69	1 x CAA 636 MCM CS	10

Tabela 6-9 Carga das barras de fronteira das subestações de interesse – Alternativa V

Ano	Carga Leve [MW]			Carga Média [MW]			Carga Pesada [MW]		
	Santa Rita II	Mussurú II	João Pessoa II	Santa Rita II	Mussurú II	João Pessoa II	Santa Rita II	Mussurú II	João Pessoa II
2021	183,13	111,72	93,68	249,16	162,71	102,96	227,68	146,36	106,11
2022	189,75	115,91	95,50	258,23	168,49	104,97	235,94	151,59	108,28
2023	194,82	119,66	97,39	265,32	173,47	107,04	242,34	156,11	110,53
2024	200,94	124,07	99,33	273,79	179,54	109,18	250,03	161,64	112,83
2025	207,25	128,60	101,32	282,55	185,80	111,38	258,00	167,31	115,20
2026	213,65	133,29	103,37	291,07	192,23	113,64	265,81	173,16	117,67
2027	220,34	138,11	105,50	300,38	198,89	115,98	274,23	179,18	120,19
2028	227,25	143,10	107,67	309,98	205,73	118,39	282,95	185,42	122,79
2029	234,38	148,23	109,92	319,91	212,81	120,88	291,97	191,85	125,46
2030	240,54	152,40	111,75	328,90	218,96	123,04	300,03	197,38	127,76

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

O desempenho de cada alternativa apresentada no capítulo anterior foi avaliado considerando-se os 6 cenários utilizados neste estudo (vide Seção 4.5). Foram realizadas simulações de contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para as 5 alternativas e não foram encontrados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. Nos estudos de fluxo de potência verificou-se que o cenário mais crítico de operação para a rede de interesse corresponde ao de carga média, norte úmido. Também foi verificado que a contingência mais crítica para o sistema de 230 kV corresponde à contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II. Por outro lado, a contingência que acarreta o maior carregamento nesta LT 500 kV e consequentemente na transformação 500/230 kV da SE João Pessoa II, corresponde à saída da LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II. A seguir apresenta-se o desempenho em regime permanente da alternativa V (recomendada neste estudo) para o cenário carga média, norte úmido.

Na Tabela 7-1 estão dispostos os carregamentos percentuais, tanto em condição normal de operação como em contingência, para o ano 2030, dos transformadores das SEs Santa Rita II, Mussurê II, João Pessoa II e da LT 230 kV Pau Ferro - Goianinha. Nesta tabela é possível verificar que todas essas instalações tem seus limites respeitados dentro do horizonte deste estudo.

Por outro lado, na Tabela 7-2 estão apresentados os valores por unidade das tensões nas barras da região de interesse. Esses valores já consideram todos os recursos de controle que dependem de ação humana (chaveamento de bancos de capacitores e ajuste de comutadores de transformadores). Note que com os recursos disponíveis é possível manter os níveis de tensão em valores adequados para operação dentro de todo o horizonte do estudo.

Tabela 7-1 Carregamento dos elementos da região de interesse – Alternativa V

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	CARREGAMENTO 2030
		[%]
SE Santa Rita II 230/69 kV 4x 150/150 MVA	Normal	53,9
	Emergência	71,9
SE Mussurê II 230/69 kV 4 x 100/100 MVA	Normal	53,5
	Emergência	71,4
SE João Pessoa II 230/69 kV 2 x 150/180 MVA	Normal	41,7
	Emergência	69,5
SE João Pessoa II 500/230kV 1x 450/540 MVA	Normal	84,3
	Emergência ⁽¹⁾	83,4
LT 230kV Pau Ferro - Goianinha 1 x 251/317 MVA	Normal	60,2
	Emergência ⁽²⁾	80,3

⁽¹⁾ Contingência na LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II

⁽²⁾ Contingência na LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Tabela 7-2 Tensões nas barras da região de interesse – Alternativa V

INSTALAÇÃO	CONDIÇÃO DE ANÁLISE	Tensão 2021	Tensão 2030
		230/69 [pu]	230/69 [pu]
SE Santa Rita II 230/69 kV	Normal	0,998/1,035	0,995/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,968/1,035
SE Mussurú II 230/69 kV	Normal	0,999/1,035	0,998/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,969/1,035
SE João Pessoa II 500/230/69 kV	Normal	1,000/1,035	1,000/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/1,035	0,971/1,035
SE Norfil 230kV	Normal	0,999/-----	0,998/-----
	Emergência ⁽¹⁾	0,978/-----	0,969/-----
SE Goianinha 230/69 kV	Normal	1,011/1,035	1,007/1,035
	Emergência ⁽¹⁾	0,998/1,035	0,990/1,035

⁽¹⁾ Contingência na LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Conforme apresentado na Tabela 7-2, a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II provoca grande impacto nas tensões das barras da região de interesse. Adicionalmente, no espaço de tempo logo após a saída de operação dessa LT até a atuação dos recursos de controle que dependem de ação humana podem surgir subtensões inviáveis para a operação. As Figuras 7-1 e 7-3 ilustram esse comportamento nos anos 2024 e 2028, onde os bancos de capacitores de 230 kV encontram-se desenergizados. Portanto, para assegurar que durante a referida contingência do 500 kV o perfil de tensão não seja afetado drasticamente, é fundamental que esses capacitores sejam mantidos permanentemente energizados. Essa condição está ilustrada nas Figuras 7-2 e 7-4. Entende-se que manter esses capacitores ligados durante os períodos de carga leve não levaria a sobretensões em regime normal de operação, uma vez que a tensão na barra de 230 kV da SE João Pessoa II poderia ser regulada pelo autotransformador 500/230 kV dessa SE. Na Figura 7-5 é possível verificar essa situação. Este caso representa o cenário de carga leve norte seco em 2028, onde todos os bancos de capacitores em 69 kV e 230 kV da região estão energizados. Destaca-se que o comutador do autotransformador se encontra numa posição elevada justamente para manter a tensão no 230 kV em torno de 1 pu.

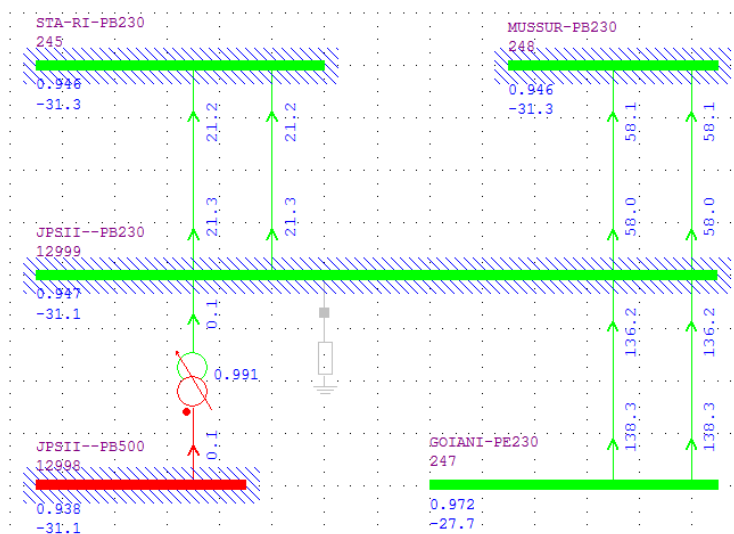


Figura 7-1 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV desligados (Carga Média Norte Úmido) – 2024

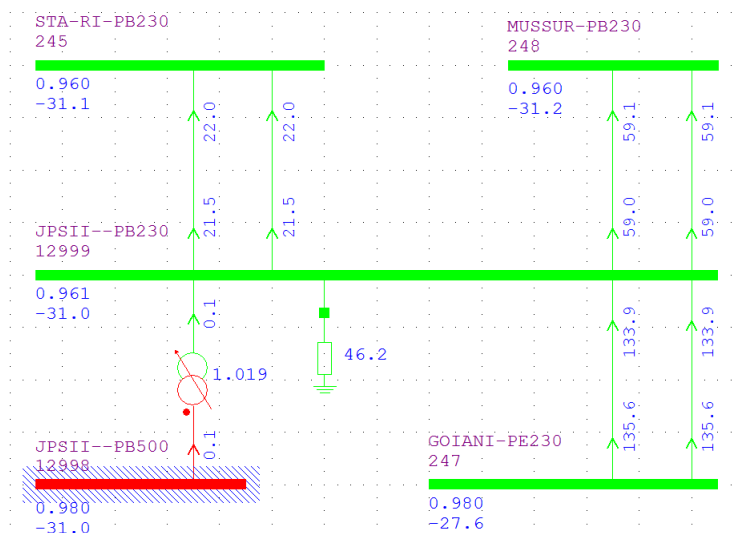


Figura 7-2 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV ligados (Carga Média Norte Úmido) – 2024

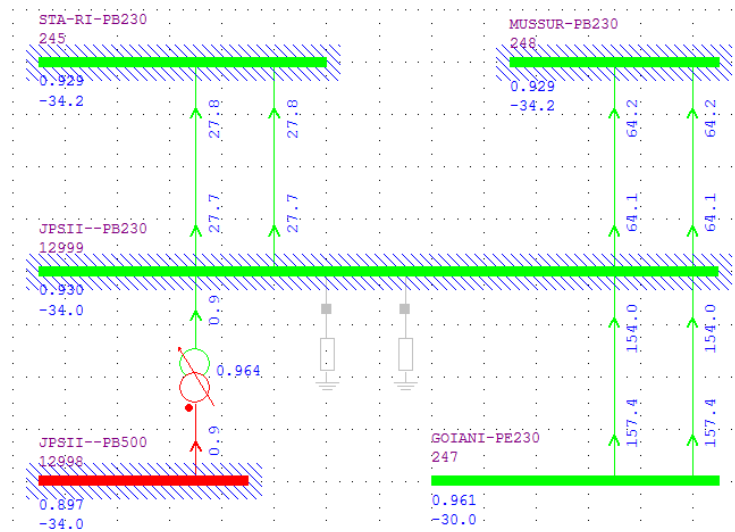


Figura 7-3 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV desligados (Carga Média Norte Úmido) – 2028

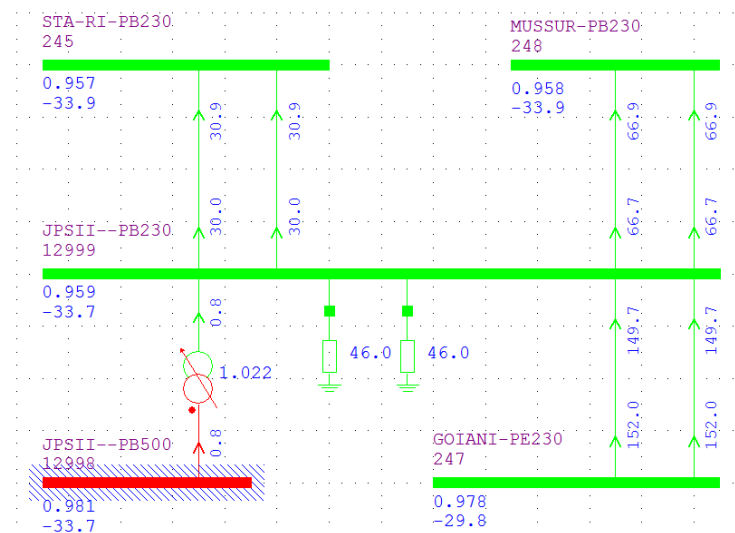


Figura 7-4 Tensões imediatamente após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II com BCs 230 kV ligados (Carga Média Norte Úmido) - 2028

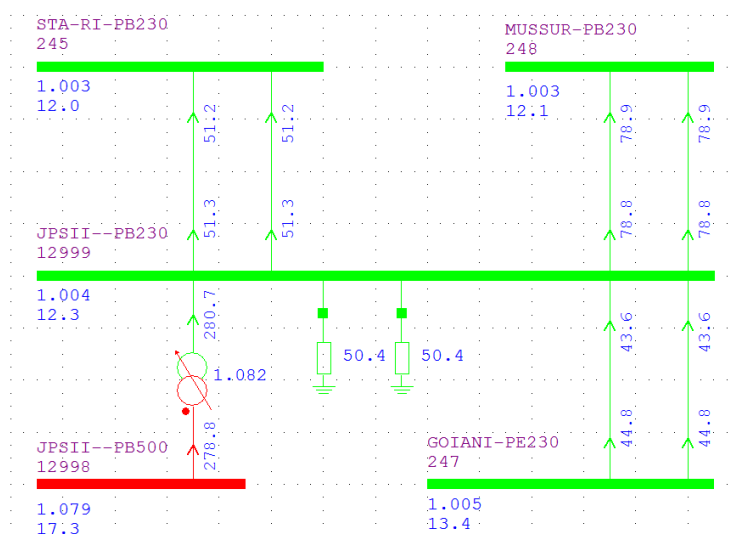


Figura 7-5 Tensões em condição normal de operação com BCs 230 kV ligados (Carga Leve – Norte Seco)-2028

8 ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Comparação Econômica

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas Tabelas 14-1 a 14-5 do Anexo I. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Tabela 8-1 Comparação econômica das alternativas – Investimento + Perdas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa I	35.706,05	101,0%	2º	788.449,98	16.346,06	5º	52.052,12	103,5%	4º
Alternativa II	35.349,79	100,0%	1º	788.124,41	16.020,50	4º	51.370,29	102,1%	3º
Alternativa III	53.234,59	150,6%	5º	772.103,92	0,00	1º	53.234,59	105,8%	5º
Alternativa IV	47.969,50	135,7%	3º	774.735,83	2.631,91	3º	50.601,41	100,6%	2º
Alternativa V	48.261,58	136,5%	4º	774.139,39	2.035,48	2º	50.297,06	100,0%	1º

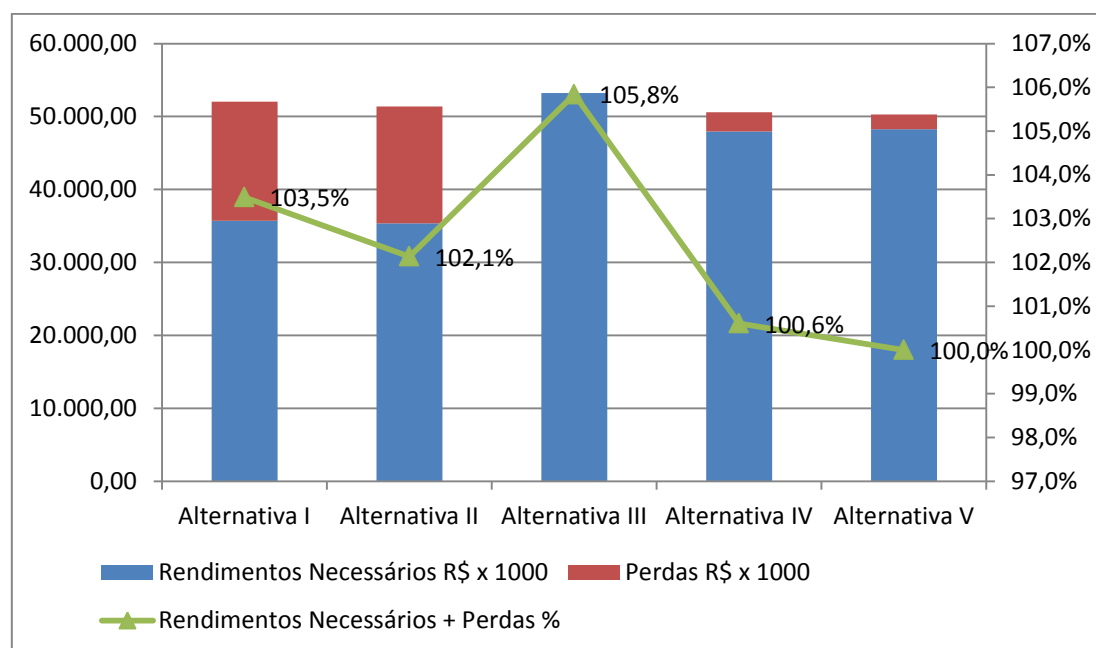


Figura 8-1 Gráfico de comparação econômica de alternativas

A Tabela 8-1 e a Figura 8-1 apresentam a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração os rendimentos necessários e o diferencial de perdas. Utilizou-se o percentual de 5% para configurar o empate econômico entre alternativas. Nesta comparação não foram computados os valores das obras comuns. Muito embora a alternativa V tenha apresentado o mínimo custo global, pode-se notar que ela está empatada economicamente com as alternativas I, II e IV. Note também que as alternativas III, IV e V, que propõem a construção de um novo ponto de suprimento, possuem montantes de investimento significativamente superiores às alternativas I

e II. No entanto, as perdas (principalmente no sistema de distribuição) fazem com que a construção desse novo ponto de suprimento seja atrativa do ponto de vista econômico. Portanto, recomenda-se a implantação da alternativa V, pois quando comparada com as demais possui as seguintes vantagens: (i) Possui o menor custo global (perdas elétricas e investimento); (ii) Requer a construção de uma pequena quantidade de estruturas de transmissão em 230 kV; (iii) Cria um novo ponto de suprimento próximo ao centro de carga, antecipando possíveis problemas fundiários e ambientais para sua instalação no futuro.

Os valores das perdas elétricas obtidas nas simulações de fluxo de potência são apresentados nas Tabelas 8-2 a 8-6. Ressalta-se que estes valores incluem as perdas tanto na rede básica (somente na área leste da região nordeste) como no sistema de distribuição.

Tabela 8-2 Alternativa I – Custos das perdas elétricas

Anos	Perdas (MW)						Custo (R\$ X 1000)	VP (R\$ X 1000)
	Lev Seco	Med Seco	Pes Seco	Lev Úmido	Med Úmido	Pes Úmido		
								788.449,98
2021	103,00	107,29	107,12	57,72	78,32	77,10	148.867,25	101.316,55
2022	102,23	109,62	108,03	59,92	82,06	78,39	152.116,38	95.859,12
2023	100,93	111,18	109,33	60,84	85,73	81,43	154.669,54	90.248,19
2024	102,15	115,58	111,14	61,46	90,29	85,18	159.623,39	86.239,55
2025	102,77	117,14	112,28	62,25	92,00	86,50	161.719,04	80.899,78
2026	103,56	117,88	113,12	63,22	92,89	87,53	163.157,85	75.573,65
2027	103,78	119,18	114,16	63,83	94,57	88,87	164.930,06	70.735,68
2028	104,47	120,96	115,45	64,70	96,51	90,38	167.295,85	66.435,48
2029	105,23	122,93	116,88	65,65	98,66	92,03	169.904,43	62.473,51
2030	105,90	124,80	118,20	66,48	100,68	93,54	172.320,67	58.668,47

Tabela 8-3 Alternativa II – Custos das perdas elétricas

Anos	Perdas (MW)						Custo (R\$ X 1000)	VP (R\$ X 1000)
	Lev Seco	Med Seco	Pes Seco	Lev Úmido	Med Úmido	Pes Úmido		
								788.124,41
2021	103,01	107,22	107,09	57,79	78,23	77,11	148.817,20	101.282,49
2022	102,23	109,53	108,01	59,99	81,98	78,38	152.065,85	95.827,28
2023	100,93	111,09	109,29	60,91	85,64	81,42	154.608,58	90.212,62
2024	102,18	115,49	111,11	61,56	90,21	85,16	159.586,90	86.219,84
2025	102,80	117,04	112,24	62,34	91,91	86,47	161.665,35	80.872,92
2026	103,58	117,76	113,07	63,30	92,78	87,50	163.086,17	75.540,45
2027	103,81	119,06	114,10	63,93	94,46	88,84	164.866,65	70.708,48
2028	104,50	120,82	115,39	64,79	96,39	90,34	167.211,92	66.402,15
2029	105,25	122,77	116,80	65,74	98,51	91,97	169.797,08	62.434,04
2030	105,92	124,62	118,11	66,56	100,51	93,47	172.190,47	58.624,15

Tabela 8-4 Alternativa III – Custos das perdas elétricas

Anos	Perdas (MW)						Custo (R\$ X 1000)	VP (R\$ X 1000)
	Lev Seco	Med Seco	Pes Seco	Lev Úmido	Med Úmido	Pes Úmido		
								772.103,92
2021	102,48	105,15	106,13	57,19	76,15	76,09	146.502,66	99.707,25
2022	101,68	107,26	106,95	59,36	79,68	77,28	149.532,34	94.230,74
2023	100,35	108,60	108,15	60,24	83,12	80,23	151.847,85	88.601,76
2024	101,61	112,76	109,89	60,87	87,42	83,88	156.595,03	84.603,42
2025	102,16	113,99	110,89	61,60	88,82	85,08	158.339,80	79.209,32
2026	102,64	114,80	111,58	62,26	89,77	85,95	159.611,21	73.930,87
2027	102,87	115,85	112,53	62,84	91,18	87,19	161.143,72	69.111,78
2028	103,55	117,33	113,73	63,71	92,83	88,60	163.228,55	64.820,30
2029	104,28	118,94	115,03	64,62	94,60	90,12	165.473,54	60.844,28
2030	104,91	120,46	116,22	65,42	96,27	91,50	167.549,81	57.044,18

Tabela 8-5 Alternativa IV – Custos das perdas elétricas

Anos	Perdas (MW)						Custo (R\$ X 1000)	VP (R\$ X 1000)
	Lev Seco	Med Seco	Pes Seco	Lev Úmido	Med Úmido	Pes Úmido		
								774.735,83
2021	102,74	105,43	106,36	57,52	76,42	76,37	146.978,46	100.031,07
2022	101,96	107,55	107,20	59,71	79,98	77,56	150.033,43	94.546,51
2023	100,64	108,89	108,41	60,61	83,42	80,52	152.364,91	88.903,46
2024	102,00	113,15	110,19	61,32	87,79	84,19	157.243,86	84.953,96
2025	102,55	114,38	111,20	62,05	89,19	85,40	158.997,73	79.538,45
2026	102,83	115,01	111,78	62,57	90,05	86,21	160.026,33	74.123,15
2027	103,16	116,15	112,77	63,23	91,50	87,47	161.671,25	69.338,03
2028	103,84	117,63	113,98	64,10	93,15	88,88	163.761,42	65.031,91
2029	104,57	119,23	115,28	65,01	94,92	90,41	166.010,01	61.041,54
2030	105,21	120,75	116,48	65,81	96,60	91,80	168.088,95	57.227,74

Tabela 8-6 Alternativa V – Custos das perdas elétricas

Anos	Perdas (MW)						Custo (R\$ X 1000)	VP (R\$ X 1000)
	Lev Seco	Med Seco	Pes Seco	Lev Úmido	Med Úmido	Pes Úmido		
								774.139,39
2021	102,56	105,25	106,23	57,28	76,64	76,19	146.820,84	99.923,80
2022	101,77	107,36	107,06	59,45	80,21	77,39	149.876,24	94.447,45
2023	100,44	108,70	108,26	60,34	83,67	80,35	152.204,53	88.809,88
2024	101,70	112,87	110,01	60,98	88,01	84,00	156.977,13	84.809,86
2025	102,25	114,10	111,01	61,71	89,42	85,20	158.730,62	79.404,83
2026	102,74	114,91	111,71	62,37	90,39	86,09	160.014,78	74.117,80
2027	103,38	116,33	112,84	63,19	91,98	86,32	161.892,43	69.432,89
2028	103,66	117,47	113,86	63,82	93,47	88,74	163.657,51	64.990,65
2029	104,39	119,07	115,18	64,74	95,26	90,27	165.912,65	61.005,74
2030	105,02	120,59	116,37	65,54	96,94	91,66	167.997,18	57.196,49

8.2 Definição da Seção Condutora da LT Campina Grande III – João Pessoa II

Com o objetivo de respaldar a escolha do condutor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II, foi efetuada a avaliação de condutor econômico por meio da ferramenta “Elektra”. Esta ferramenta elenca os cabos condutores em função do valor presente do custo global (investimento + perdas).

Em função da expectativa de carregamento nessa LT foram comparadas diferentes bitolas de condutores para uma mesma silhueta com um feixe convencional de 4 subcondutores (457 mm) e SIL da ordem de 1000 MW. A disposição espacial dos condutores da torre utilizada está ilustrada na Figura 8-2 (Os parâmetros elétricos da LT considerando o cabo escolhido nesta análise encontram-se no Anexo II).

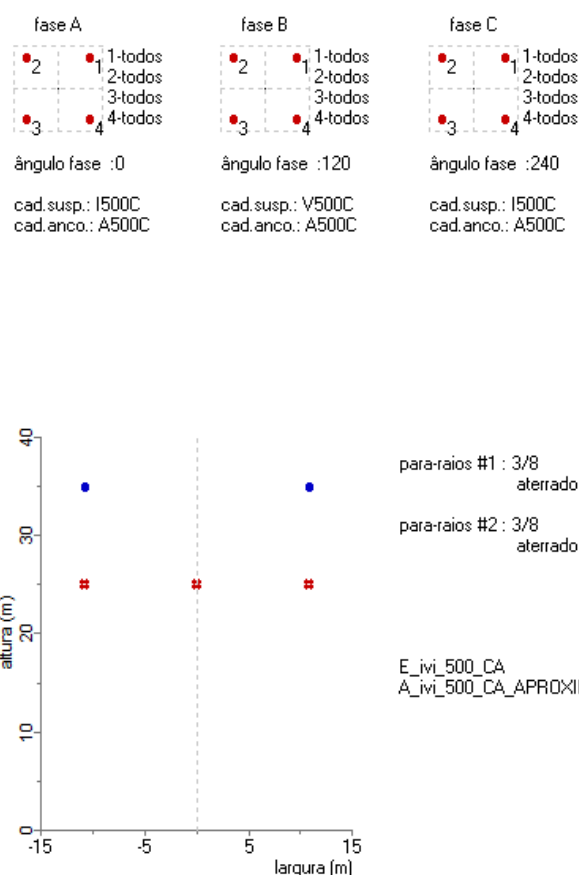


Figura 8-2 Disposição espacial dos condutores da silhueta de torre utilizada

A Tabela 8-7 apresenta os parâmetros utilizados na análise. Para realizar a comparação econômica os investimentos somados aos valores das perdas elétricas, num período de 30 anos, foram trazidos a valor presente. Além disso, todo esse período foi dividido em 5 intervalos consecutivos, sendo os 4 primeiros com duração de 2 anos cada e o último com duração de 22 anos. Assim, para todos os anos de cada um desses intervalos foi utilizado o valor de fluxo de referência disposto na Tabela 8-7 para o cômputo das perdas elétricas. Calculou-se também o fator de perdas

para cada intervalo com base nos 6 cenários de fluxo de potência utilizados neste relatório (vide Seção 4.5). Note que esses fatores elevados indicam que o fluxo na LT varia pouco nos cenários avaliados. Portanto, para cada ano o valor calculado das perdas elétricas, devido ao fluxo de referência, foi multiplicado pelo respectivo fator de perdas de modo a representar a sazonalidade anual do fluxo na LT.

Tabela 8-7 Parâmetros para comparação econômica da seção condutora

Intervalo	Duração [Anos]	Fluxo [MVA]	Fator de Perdas
1	2	335,7	0,90
2	2	344,6	0,88
3	2	358,5	0,88
4	2	365,7	0,86
5	22	380,6	0,86

A Tabela 8-8 e a Figura 8-2 apresentam o resultado da análise efetuada considerando as premissas acima. Verifica-se que o condutor TERN é o mais econômico dentre a família de cabos analisada. No entanto, os condutores RUDDY e RAIL apresentam custo global inferior a 3% em relação ao TERN. Portanto, para obter um possível ganho de escala, considerou-se o condutor RAIL neste estudo, uma vez que este condutor é amplamente utilizado nas LTs de 500 kV da região. Adicionalmente, supondo-se uma tendência de aumento no custo marginal de expansão da geração, o valor das perdas tende a aumentar e, portanto, existe uma tendência do cabo RAIL tornar-se ainda mais atrativo do ponto de vista econômico.

Tabela 8-8 Comparação econômica da seção condutora

Condutor	Bitola	Instalação	Perdas	Custo Total	Percentual
		R\$			
GROSBEAK	636	909.29	410.62	1319.91	104
GANNET	666.6	966.55	387.85	1354.41	106
STARLING	715.5	997.45	355.99	1353.45	106
DRAKE	795	1021.03	312.82	1333.85	105
TERN	795	944.23	330.6	1274.83	100
RUDDY	900	1011.86	283.99	1295.85	102
RAIL	954	1052.03	264.5	1316.53	103
ORTOLAN	1033.5	1115.74	240.14	1355.88	106
BLUEJAY	1113	1174.23	219.73	1393.96	109

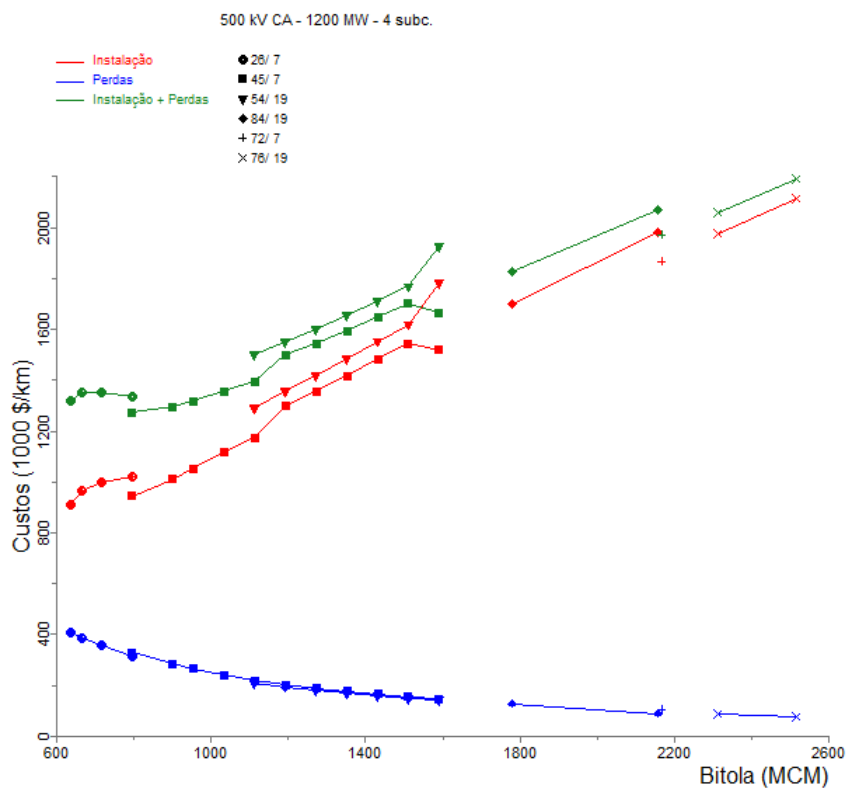


Figura 8-3 Gráfico de comparação econômica da seção condutora

9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL

Este Capítulo apresenta os resultados dos estudos de sobretensões à frequência fundamental, realizados com o objetivo de dimensionar os equipamentos de compensação reativa. Esses equipamentos devem ser dimensionados de modo a evitar a ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas em consequência das manobras programadas e/ou imprevistas dos circuitos/equipamentos da região de interesse.

Verificou-se que o cenário de carga pesada, norte seco, apresenta as maiores sobretensões durante as manobras. Basicamente, isso se deve ao fato dos bancos de capacitores de 69 kV da região estarem energizados nesse cenário, diferentemente do que se espera para os cenários de carga leve. Adicionalmente, o cenário de carga pesada tem um perfil de tensão mais elevado quando comparado com os cenários de carga média.

9.1 Energização da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Para a realização da energização da LT considerou-se que os reatores de barra de 500 kV das SEs Campina Grande III, Ceará-Mirim e Pau Ferro estavam desenergizados. Foram realizadas as simulações de energização pelos dois terminais da LT. Os resultados para o ano 2021 estão apresentados na Tabela 9-1.

Tabela 9-1 Resultados da energização da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Terminal	Barra	Tensão [pu]				
		Pré-Manobra	Pós-Manobra 1	Pós-Manobra2	Δ M1	Δ M2
Campina Grande III	CG III 500 kV	1,077	1,081	1,083	0,004	0,002
	Terminal da LT JPS II 500 kV	-----	1,078	1,076	-----	-0,002
	JPS II 500 kV	1,060	1,063	1,076	0,003	0,013
	JPS II 230 kV	0,982	0,984	0,999	0,002	0,015
	JPS II 69 kV	1,035	1,037	1,054	0,002	0,017
João Pessoa II	JPS II 500 kV	1,060	1,109	1,076	0,049	-0,033
	JPS II 230 kV	0,982	1,003	0,999	0,021	-0,004
	JPS II 69 kV	1,035	1,059	1,054	0,024	-0,005
	Terminal da LT CG III 500 kV	-----	1,123	1,076	-----	-0,047
	CG III 500 kV	1,077	1,079	1,083	0,002	0,004

Os resultados apresentados nas colunas Pós-Manobra se referem as tensões em regime permanente após o fechamento dos disjuntores e antes da atuação de controles que dependem de ação humana (chaveamento de bancos de capacitores e reatores, e ajuste de comutadores de transformadores). Note que estes resultados já consideram uma compensação reativa de 100 MVar instalada no *bay* de entrada da LT na SE João Pessoa II. Para ambos os sentidos de energização não foram verificadas variações absolutas superiores a 0,05 pu na tensão das barras. Quando se energiza a LT pelo terminal João Pessoa II, verifica-se leve sobretensão nas barras de 69 kV da região. No entanto, entende-se que essas violações não são restritivas para a realização

da manobra. Ademais, após a atuação dos controles essas violações de tensão são suprimidas. De um modo geral, a energização pelo terminal Campina Grande III provoca menos impacto para o sistema. Ressalta-se que o ajuste do comutador do autotransformador 500/230 kV é fundamental para o sucesso da manobra por ambos os terminais. Nos resultados apresentados na Tabela 9-1 foi considerado que o comutador desse autotransformador foi ajustado previamente para a posição 1,08.

9.2 Rejeição de carga na LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Nas Figuras 9-1 e 9-2 estão ilustradas situações que antecedem e sucedem (em regime permanente e antes da atuação de controles que dependem de ação humana) a rejeição de carga com a abertura exclusiva do terminal Campina Grande III para o ano 2021. Verifica-se variação de tensão superior a 0,05 pu na barra de 500 kV da SE João Pessoa II. Observa-se também sobretensões nesta barra e nas barras de 69 kV da região de interesse. Esse fato evidencia a necessidade do reator de linha ser fixo, uma vez que sem o reator poderiam ser obtidas situações ainda mais críticas para a tensão dessas barras. É importante destacar que essas violações de tensão podem ser mitigadas através da fixação de um limite máximo para o comutador do autotransformador 500/230 kV. Conforme apresentado na Figura 9-3, caso ele fosse ajustado para a posição 1,08 os problemas apresentados seriam solucionados.

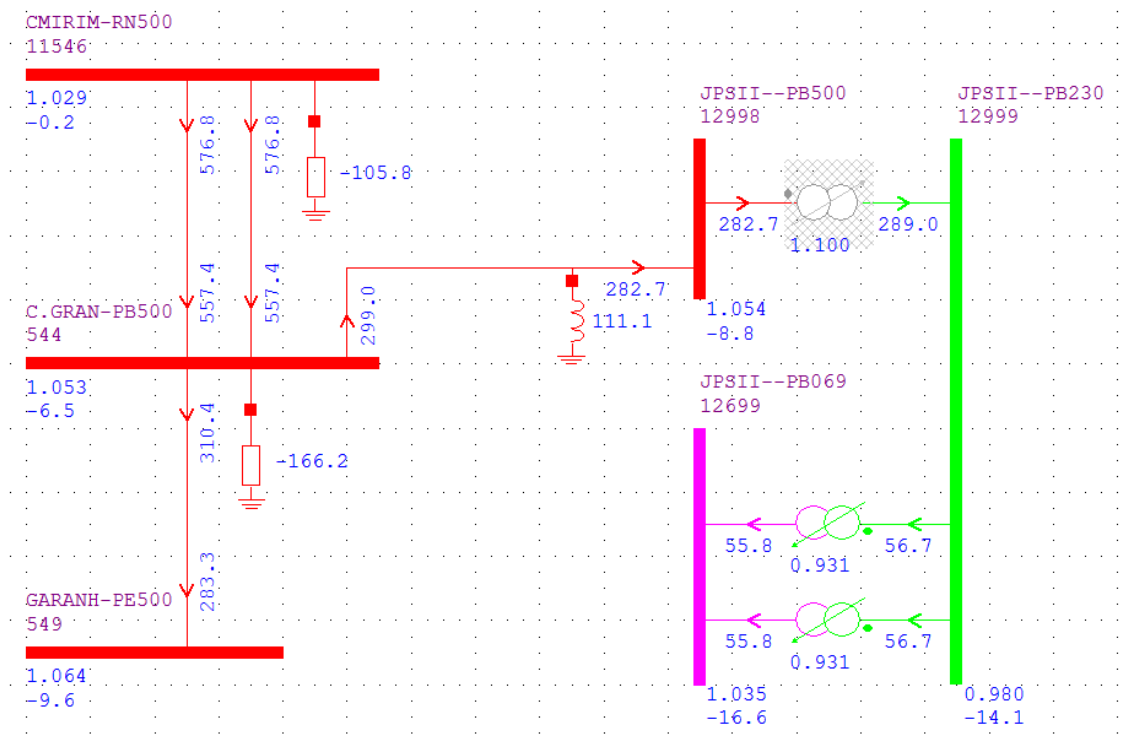


Figura 9-1 Pré-Rejeição de carga na LT 500 kV

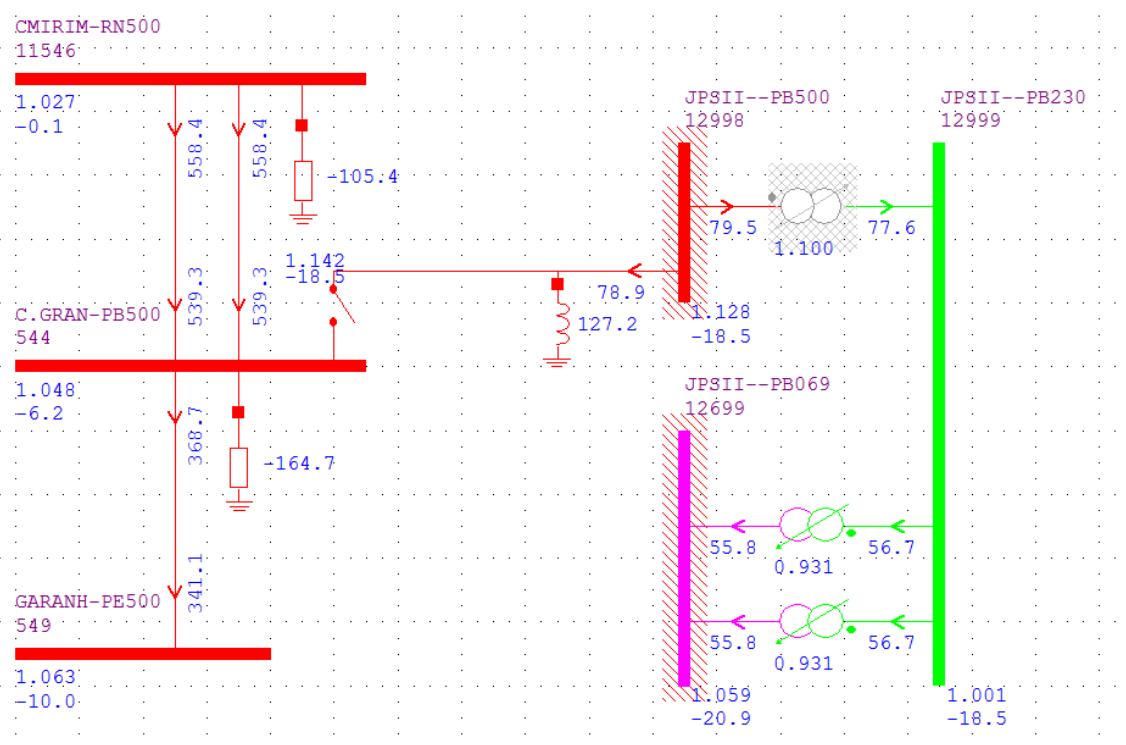


Figura 9-2 Pós-Rejeição de carga na LT 500 kV – Comutador na posição 1,10

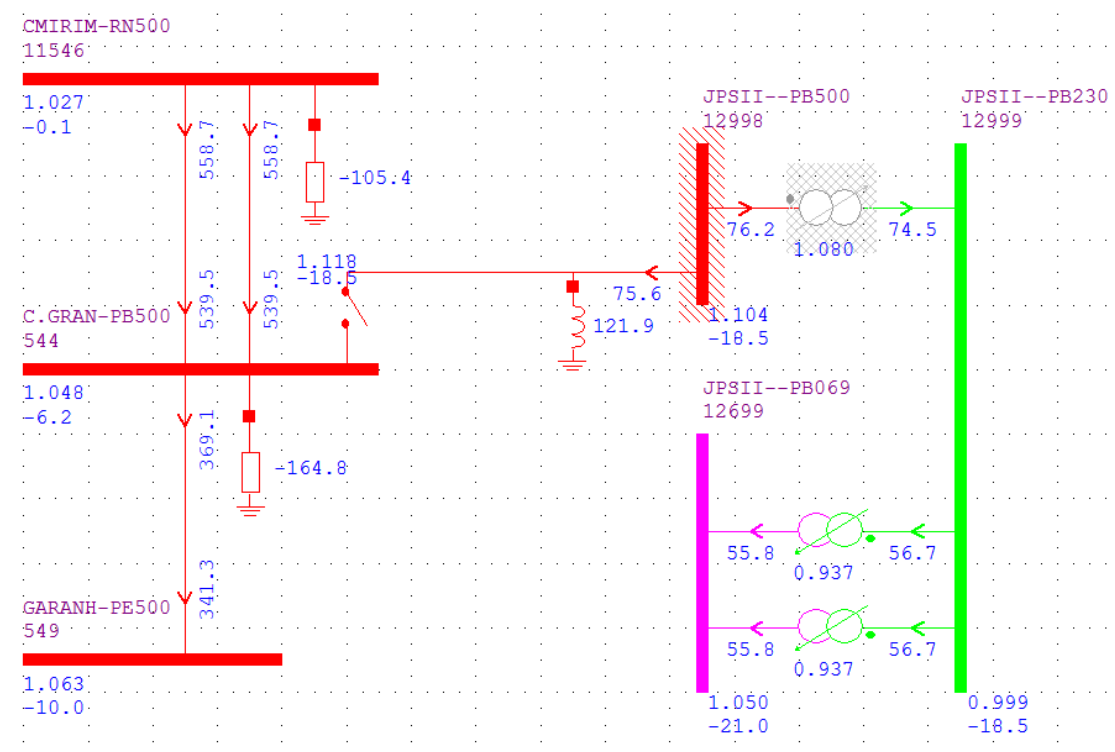


Figura 9-3 Pós-Rejeição de carga na LT 500 kV – Comutador na posição 1,08

9.3 Energização dos Bancos de Capacitores 230 kV

Os resultados da energização dos bancos de capacitores de 50 MVar em 230 kV da SE João Pessoa II estão apresentados na Tabela 9-2, onde estão apresentados os resultados somente para os anos previstos para entrada em operação desses equipamentos. No ano 2028 a energização se dá em duas etapas, uma vez que estão sendo recomentados dois bancos para este ano. Os resultados apresentados na coluna Pós-Manobra se referem às tensões em regime permanente após o fechamento dos disjuntores e antes da atuação de controles que dependem de ação humana. A partir dos resultados apresentados é possível verificar que não são obtidas sobretensões nem variações superiores a 0,05 pu decorrente da manobra dos bancos.

Tabela 9-2 Resultados da energização dos BCs 230 kV da SE João Pessoa II

Ano	Nº	Barra	Tensão [pu]		
			Pré-Manobra	Pós-Manobra	Δ
2024	1º	João Pessoa II 230 kV	0,989	1,000	0,011
		João Pessoa II 69 kV	1,023	1,035	0,012
		Santa Rita II 230 kV	0,987	0,997	0,010
		Santa Rita II 69 kV	1,023	1,035	0,012
		Mussurê II 230 kV	0,988	0,998	0,010
		Mussurê II 69 kV	1,023	1,035	0,012
2028	1º	João Pessoa II 230 kV	0,978	0,989	0,011
		João Pessoa II 69 kV	1,011	1,023	0,012
		Santa Rita II 230 kV	0,975	0,986	0,011
		Santa Rita II 69 kV	1,012	1,023	0,011
		Mussurê II 230 kV	0,976	0,987	0,011
		Mussurê II 69 kV	1,011	1,023	0,012
2028	2º	João Pessoa II 230 kV	0,989	1,000	0,011
		João Pessoa II 69 kV	1,023	1,035	0,012
		Santa Rita II 230 kV	0,986	0,996	0,010
		Santa Rita II 69 kV	1,023	1,035	0,012
		Mussurê II 230 kV	0,987	0,998	0,011
		Mussurê II 69 kV	1,023	1,035	0,012

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado para o sistema em sua configuração prevista (2021) sem obras e em sua configuração após a implementação da alternativa V (anos 2021 e 2030). Considerou-se o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2024. Os geradores eólicos foram modelados como máquinas síncronas. Em princípio, estas condições levariam ao nível máximo de curto-circuito. Para realizar as simulações os valores de resistência elétrica dos transformadores da região foram estimados com base nos requisitos mínimos para esses equipamentos conforme Ref.[6]. Para a barra de 69 kV da SE João Pessoa II foi considerado um transformador de aterramento de 10 Ω . A especificação desse equipamento, no entanto, deverá ser realizada a posteriori segundo as necessidades da ENERGISA-PB.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito franco (trifásico e monofásico) para as principais subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região de interesse são apresentadas nas Tabelas 10-1, 10-2 e 10-3. Ao se comparar as Tabelas 10-1 e 10-2 verifica-se um aumento considerável nos níveis de curto-circuito nas barras das SEs Santa Rita II, Mussuré II e Norfil. Para o ano horizonte deste estudo, verifica-se também um acréscimo da corrente de curto-circuito trifásico na barra de 69 kV da SE Santa Rita II. Isso se deve, basicamente, à instalação do 4º transformador nesta SE no ano 2025.

Faz-se necessária a verificação das capacidades reais dos equipamentos dessas SEs para confirmar a superação ou não dos mesmos. Nesse sentido, recomenda-se também uma avaliação mais detalhada para verificar possíveis violações por corrente de curto-circuito assimétrica nas barras de 69 kV das SEs Mussuré II e Goianinha. Note que as obras recomendadas causam pouco impacto nos níveis de curto-circuito das barras desta SE.

Tabela 10-1 Níveis de curto-circuito em 2021 – Sem obras

Barra		Trifásico		Monofásico	
Nome	Tensão [kV]	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R
Santa Rita II	230	10,72	8,01	11,82	8,32
Santa Rita II	69	16,59	14,17	9,86	20,20
Mussuré II	230	12,08	9,32	13,74	9,62
Mussuré II	69	15,79	16,73	7,22	21,97
Norfil	230	11,47	8,75	12,04	7,87
Goianinha	230	16,46	7,64	16,15	7,40
Goianinha	69	18,39	17,79	2,25	23,49
Pau Ferro	500	17,01	15,75	14,89	11,80
Pau Ferro	230	31,54	14,54	33,38	12,84
Pau Ferro	69	16,71	26,62	6,31	28,69
Campina Grande III	500	16,39	15,60	13,21	9,75
Campina Grande III	230	27,12	12,05	25,08	9,69

Tabela 10-2 Níveis de curto-circuito em 2021 – Com obras

Barra		Trifásico		Monofásico	
Nome	Tensão [kV]	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R
Santa Rita II	230	13,55	9,11	14,35	8,85
Santa Rita II	69	18,17	16,75	10,21	22,38
Mussurê II	230	16,00	10,97	17,94	10,60
Mussurê II	69	17,44	20,11	7,44	23,67
Norfil	230	14,74	9,75	14,96	7,98
Goianinha	230	17,81	7,80	16,94	7,52
Goianinha	69	18,82	18,66	2,26	23,62
Pau Ferro	500	17,04	15,84	14,98	11,88
Pau Ferro	230	31,78	14,38	33,60	12,77
Pau Ferro	69	16,73	26,56	6,31	28,67
Campina Grande III	500	17,24	16,24	14,24	9,86
Campina Grande III	230	27,43	12,35	25,75	9,95
João Pessoa II	500	6,99	18,47	5,76	12,45
João Pessoa II	230	16,86	11,25	18,85	10,35
João Pessoa II	69	13,69	23,04	7,55	27,00

Tabela 10-3 Níveis de curto-circuito em 2030 – Com obras

Barra		Trifásico		Monofásico	
Nome	Tensão [kV]	Corrente [kA]	X/R	Corrente [kA]	X/R
Santa Rita II	230	13,56	9,11	14,97	9,16
Santa Rita II	69	21,24	15,35	10,80	21,89
Mussurê II	230	16,01	10,97	17,98	10,51
Mussurê II	69	17,44	20,11	7,44	23,67
Norfil	230	14,74	9,75	14,98	7,93
Goianinha	230	17,81	7,80	16,95	7,51
Goianinha	69	18,83	18,66	2,26	23,62
Pau Ferro	500	17,04	15,84	14,98	11,88
Pau Ferro	230	31,78	14,38	33,60	12,77
Pau Ferro	69	16,73	26,56	6,31	28,67
Campina Grande III	500	17,24	16,24	14,25	9,86
Campina Grande III	230	27,43	12,35	25,75	9,95
João Pessoa II	500	6,99	18,47	5,77	12,42
João Pessoa II	230	16,87	11,25	18,94	10,23
João Pessoa II	69	13,69	23,04	7,55	27,00

11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 33/16 "Análise socioambiental do estudo para atendimento à região metropolitana de João Pessoa - Relatório R1", Ref.[11] a qual está incorporada ao final deste relatório.

12 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE/GET-NE R1-001.2006 – Revisão 2 “Análise do Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa”. – Dezembro/2008
- [2]. EPE-DEE-RE-147/2014-rev3 “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste”. – Setembro/2015
- [3]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”. CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [4]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 “Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Obras da Rede Básica - Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3 e R4”. Julho/2016
- [5]. EPE-DEE-RE-064/2015-rev0 – “Estudo de Suprimento às Cargas da Zona da Mata Norte de Pernambuco e do Litoral Sul Paraibano”. – Março/2015
- [6]. Procedimentos de Rede do ONS – “Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos”. – Novembro/2011
- [7]. Procedimentos de Rede do ONS – “Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos”. – Novembro/2011
- [8]. “Base de Referência de Preços ANEEL”. – Junho/2015
- [9]. EPE-DEE-RE-010/2016-rev0 “Custo Marginal de Expansão CME: Metodologia e Cálculo 2016”. – Fevereiro/2016
- [10]. EPE-DEE-RE-012/2013-rev1 “Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia”. Maio/2013
- [11]. Nota Técnica DEA 33/16 “Análise socioambiental do estudo para atendimento à região Metropolitana de João Pessoa (Relatório R1)”. – Novembro/2016.

13 EQUIPE TÉCNICA

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Priscilla de Castro Guarini – EPE/STE

Hermani de Moraes Vieira – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Luciana Alvares da Silva – EPE/SMA

Maria Fernanda Bacile Pinheiro – EPE/SMA

Agradecemos a colaboração dos seguintes técnicos:

Silvino Alves de G. N. Neto – Energisa/PB

Ricardo Marques Soares – Energisa/PB

Fernando Rodrigues Alves – CHESF

Gustavo Henrique Santos Vieira de Melo – CHESF

Henrique Abreu de Oliveira – TAESA

14 ANEXO I: PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Tabela 14-1 Alternativa I – Plano de obras e estimativa de custos

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					320.654,68	213.533,56	28.482,93	119.584,18
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1 (Nova)					149.166,79	101.520,41	13.250,10	60.510,16
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021	123,0	1,0	963,38	118.495,26	80.645,88	10.525,63	48.068,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	9330,25	9.330,25	6.350,01	828,78	3.784,86
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	1819,86	1.819,86	1.238,57	161,65	738,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	2021	4,0	1,0	4407,00	17.628,00	11.997,32	1.565,85	7.150,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	1893,43	1.893,43	1.288,63	168,19	768,08
SE 500/230 kV JOÃO PESSOA II (Nova)					105.469,64	68.702,66	9.368,60	39.366,35
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2021	4,0	1,0	11006,29	44.025,17	29.962,79	3.910,64	17.859,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8610,40	17.220,80	11.720,18	1.529,68	6.985,69
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3582,97	3.582,97	2.438,51	318,27	1.453,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	2671,74	2.671,74	1.818,34	237,32	1.083,80
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 70 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	4021,15	4.021,15	2.172,50	357,19	1.004,71
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.893,13	311,26	875,51
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 70 Mvar 3Φ	2027	1,0	1,0	4021,15	4.021,15	1.724,60	357,19	507,39
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.502,83	311,26	442,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		6,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	327,09	327,09	176,71	29,05	81,72
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	327,09	327,09	140,28	29,05	41,27
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	18504,81	18.504,81	12.594,06	1.643,73	7.506,56
SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)					13.000,46	8.847,89	1.154,80	5.273,69
4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	1263,52	1.263,52	859,93	112,24	512,55
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 69 kV	2021	1,0	1,0	85,92	85,92	58,48	7,63	34,86
SECC LT 230 kV GOIANINHA - BIFURCAÇÃO, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					11.511,34	7.834,43	1.022,52	4.669,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG-A	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - MUSSURÉ II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37

SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - SANTA RITA II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
SE 69 kV SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: ENERGISA/PB (Ampliação/Adequação)					21.856,05	13.254,45	1.941,42	7.066,79
Obras no sistema de distribuição	2021	1,0	1,0	11029,87	11.029,87	7.506,74	979,76	4.474,31
Obras no sistema de distribuição	2023	1,0	1,0	6557,83	6.557,83	3.826,43	582,52	1.953,24
Obras no sistema de distribuição	2026	1,0	1,0	3423,90	3.423,90	1.585,93	304,14	562,47
Obras no sistema de distribuição	2028	1,0	1,0	844,45	844,45	335,34	75,01	76,77

Tabela 14-2 Alternativa II – Plano de obras e estimativa de custos

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitáriox Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					319.776,44	212.935,85	28.404,92	124.501,61
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1 (Nova)					149.166,79	101.520,41	13.250,10	60.510,16
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021	123,0	1,0	963,38	118.495,26	80.645,88	10.525,63	48.068,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	9330,25	9.330,25	6.350,01	828,78	3.784,86
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	1819,86	1.819,86	1.238,57	161,65	738,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	2021	4,0	1,0	4407,00	17.628,00	11.997,32	1.565,85	7.150,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	1893,43	1.893,43	1.288,63	168,19	768,08
SE 500/230 kV JOÃO PESSOA II (Nova)					103.404,02	67.296,83	9.185,11	38.528,42
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2021	4,0	1,0	11006,29	44.025,17	29.962,79	3.910,64	17.859,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8610,40	17.220,80	11.720,18	1.529,68	6.985,69
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3582,97	3.582,97	2.438,51	318,27	1.453,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	2671,74	2.671,74	1.818,34	237,32	1.083,80
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 70 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	4021,15	4.021,15	2.172,50	357,19	1.004,71
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 70 Mvar 3Φ	2027	1,0	1,0	4021,15	4.021,15	1.724,60	357,19	507,39
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.893,13	311,26	875,51
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.502,83	311,26	442,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	327,09	327,09	176,71	29,05	81,72
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	327,09	327,09	140,28	29,05	41,27
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	16439,19	16.439,19	11.188,23	1.460,25	6.668,63
SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)					13.000,46	8.847,89	1.154,80	5.273,69
4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	1263,52	1.263,52	859,93	112,24	512,55
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 69 kV	2021	1,0	1,0	85,92	85,92	58,48	7,63	34,86
LT 230 kV JOÃO PESSOA II - SANTA RITA II, C1 (Nova)					17.854,78	12.151,66	1.585,99	7.242,87

Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021	12,0	1,0	560,07	6.720,87	4.574,11	597,00	2.726,35
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
MIG-A // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
MIM - 230 kV // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 230 kV // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
LT 230 kV JOÃO PESSOA II - MUSSURÉ II, C1 (Nova)					14.494,34	9.864,61	1.287,50	5.879,69
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2021	6,0	1,0	560,07	3.360,43	2.287,05	298,50	1.363,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
MIG-A // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
MIM - 230 kV // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 230 kV // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
SE 69 kV SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: ENERGISA/PB (Ampliação/Adequação)					21.856,05	13.254,45	1.941,42	7.066,79
Obras no sistema de distribuição	2021	1,0	1,0	11029,87	11.029,87	7.506,74	979,76	4.474,31
Obras no sistema de distribuição	2023	1,0	1,0	6557,83	6.557,83	3.826,43	582,52	1.953,24
Obras no sistema de distribuição	2026	1,0	1,0	3423,90	3.423,90	1.585,93	304,14	562,47
Obras no sistema de distribuição	2028	1,0	1,0	844,45	844,45	335,34	75,01	76,77

Tabela 14-3 Alternativa III – Plano de obras e estimativa de custos

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					368.360,85	244.359,14	32.720,55	142.386,42
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1 (Nova)					149.166,79	101.520,41	13.250,10	60.510,16
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021	123,0	1,0	963,38	118.495,26	80.645,88	10.525,63	48.068,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	9330,25	9.330,25	6.350,01	828,78	3.784,86
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	1819,86	1.819,86	1.238,57	161,65	738,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	2021	4,0	1,0	4407,00	17.628,00	11.997,32	1.565,85	7.150,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	1893,43	1.893,43	1.288,63	168,19	768,08
SE 500/230 kV JOÃO PESSOA II (Nova)					106.041,00	69.181,96	9.419,35	39.698,55
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2021	4,0	1,0	11006,29	44.025,17	29.962,79	3.910,64	17.859,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8610,40	17.220,80	11.720,18	1.529,68	6.985,69
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3582,97	3.582,97	2.438,51	318,27	1.453,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	2671,74	2.671,74	1.818,34	237,32	1.083,80
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 60 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	3790,42	3.790,42	2.047,85	336,69	947,06
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 60 Mvar 3Φ	2027	1,0	1,0	3790,42	3.790,42	1.625,65	336,69	478,28
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.893,13	311,26	875,51
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.502,83	311,26	442,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		8,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	327,09	327,09	176,71	29,05	81,72
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	327,09	327,09	140,28	29,05	41,27
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	19537,62	19.537,62	13.296,98	1.735,48	7.925,52

SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)					13.000,46	6.503,46	1.154,80	2.670,57
4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	4.111,30	730,03	1.688,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	1.553,48	275,85	637,92
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	1263,52	1.263,52	632,08	112,24	259,55
MIM - 69 kV	2025	1,0	1,0	85,92	85,92	42,98	7,63	17,65
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	327,09	327,09	163,62	29,05	67,19
SECC LT 230 kV GOIANINHA - BIFURCAÇÃO, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					11.511,34	7.834,43	1.022,52	4.669,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG-A	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - MUSSURÉ II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - SANTA RITA II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
SE 230/69 kV NORFIL (Ampliação/Adequação)					37.455,37	25.491,49	3.327,06	15.193,93
1° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
2° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 1 MVA	2021	1,0	1,0	471,49	471,49	320,89	41,88	191,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2021	2,0	1,0	1263,52	2.527,04	1.719,86	224,47	1.025,11
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	3105,41	6.210,82	4.226,98	551,69	2.519,45
CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV	2021	1,0	1,0	528,11	528,11	359,42	46,91	214,23
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	840,12	840,12	571,77	74,63	340,80
MIM - 69 kV	2021	1,0	1,0	343,70	343,70	233,91	30,53	139,42
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	9442,88	9.442,88	6.426,67	838,79	3.830,55
SE 69 kV SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: ENERGISA/PB (Ampliação/Adequação)					19.079,13	11.976,06	1.694,75	6.619,33
Obras no sistema de distribuição	2021	1,0	1,0	10809,36	10.809,36	7.356,67	960,17	4.384,86
Obras no sistema de distribuição	2023	1,0	1,0	6557,82	6.557,82	3.826,42	582,51	1.953,23
Obras no sistema de distribuição	2026	1,0	1,0	1711,95	1.711,95	792,96	152,07	281,23
SECC LT 230 kV GOIANINHA - NORFIL, C1, NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					12.456,37	8.477,60	1.106,47	5.052,98
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,5 km	2021	1,5	1,0	440,82	661,23	450,02	58,74	268,23
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,5 km	2021	1,5	1,0	440,82	661,23	450,02	58,74	268,23
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG-A	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99

Tabela 14-4 Alternativa IV – Plano de obras e estimativa de custos

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					357.277,85	236.123,45	31.736,07	137.121,33
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1 (Nova)					149.166,79	101.520,41	13.250,10	60.510,16
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021	123,0	1,0	963,38	118.495,26	80.645,88	10.525,63	48.068,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	9330,25	9.330,25	6.350,01	828,78	3.784,86
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	1819,86	1.819,86	1.238,57	161,65	738,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	2021	4,0	1,0	4407,00	17.628,00	11.997,32	1.565,85	7.150,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	1893,43	1.893,43	1.288,63	168,19	768,08
SE 500/230 kV JOÃO PESSOA II (Nova)					102.396,78	66.808,74	9.095,64	38.339,04
1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2021	4,0	1,0	11006,29	44.025,17	29.962,79	3.910,64	17.859,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8610,40	17.220,80	11.720,18	1.529,68	6.985,69
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3582,97	3.582,97	2.438,51	318,27	1.453,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	2671,74	2.671,74	1.818,34	237,32	1.083,80
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	3517,53	3.517,53	1.900,41	312,45	878,88
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2027	1,0	1,0	3517,53	3.517,53	1.508,61	312,45	443,84
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.893,13	311,26	875,51
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2027	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.502,83	311,26	442,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	327,09	327,09	176,71	29,05	81,72
MIM - 230 kV	2027	1,0	1,0	327,09	327,09	140,28	29,05	41,27
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	16439,19	16.439,19	11.188,23	1.460,25	6.668,63
SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)					13.000,46	6.503,46	1.154,80	2.670,57
4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	4.111,30	730,03	1.688,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	1.553,48	275,85	637,92
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	1263,52	1.263,52	632,08	112,24	259,55
MIM - 69 kV	2025	1,0	1,0	85,92	85,92	42,98	7,63	17,65
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	327,09	327,09	163,62	29,05	67,19
LT 230 kV JOÃO PESSOA II - SANTA RITA II, C1 (Nova)					17.854,78	12.151,66	1.585,99	7.242,87
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 12 km	2021	12,0	1,0	560,07	6.720,87	4.574,11	597,00	2.726,35
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
MIG-A // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
MIM - 230 kV // SE SANTA RITA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 230 kV // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
LT 230 kV JOÃO PESSOA II - MUSSURÉ II, C1 (Nova)					14.494,34	9.864,61	1.287,50	5.879,69
Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 6 km	2021	6,0	1,0	560,07	3.360,43	2.287,05	298,50	1.363,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	4396,79	4.396,79	2.992,38	390,56	1.783,58
MIG-A // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99

MIM - 230 kV // SE MUSSURÉ II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
MIM - 230 kV // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	327,09	327,09	222,61	29,05	132,68
SE 230 kV NORFIL (Ampliação/Adequação)					41.285,57	27.298,51	3.667,29	15.859,66
1° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
2° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2021	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	5.593,38	730,03	3.333,88
Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 1 MVA	2021	1,0	1,0	471,49	471,49	320,89	41,88	191,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	3105,41	6.210,82	4.226,98	551,69	2.519,45
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2021	2,0	1,0	1263,52	2.527,04	1.719,86	224,47	1.025,11
CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV	2021	1,0	1,0	528,11	528,11	359,42	46,91	214,23
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 21,3 Mvar 3Φ	2026	1,0	1,0	2058,00	2.058,00	953,25	182,81	338,08
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	1534,99	1.534,99	711,00	136,35	252,16
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	840,12	840,12	571,77	74,63	340,80
MIM - 69 kV	2021	1,0	1,0	343,70	343,70	233,91	30,53	139,42
MIM - 69 kV	2026	1,0	1,0	85,92	85,92	39,80	7,63	14,12
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	9594,17	9.594,17	6.529,63	852,23	3.891,92
SE 69 kV SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO : ENERGISA/PB (Ampliação/Adequação)					19.079,13	11.976,06	1.694,75	6.619,33
Obras no sistema de distribuição	2021	1,0	1,0	10809,36	10.809,36	7.356,67	960,17	4.384,86
Obras no sistema de distribuição	2023	1,0	1,0	6557,82	6.557,82	3.826,42	582,51	1.953,23
Obras no sistema de distribuição	2026	1,0	1,0	1711,95	1.711,95	792,96	152,07	281,23

Tabela 14-5 Alternativa V – Plano de obras e estimativa de custos

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					356.993,61	236.380,65	31.710,83	137.413,41
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1 (Nova)					149.166,79	101.520,41	13.250,10	60.510,16
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	2021	123,0	1,0	963,38	118.495,26	80.645,88	10.525,63	48.068,12
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	9330,25	9.330,25	6.350,01	828,78	3.784,86
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	2021	1,0	1,0	1819,86	1.819,86	1.238,57	161,65	738,23
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	2021	4,0	1,0	4407,00	17.628,00	11.997,32	1.565,85	7.150,87
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	2021	1,0	1,0	1893,43	1.893,43	1.288,63	168,19	768,08
SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II (Nova)					137.002,34	90.011,59	12.169,57	51.896,31
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2021	4,0	1,0	11006,29	44.025,17	29.962,79	3.910,64	17.859,00
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	8610,40	17.220,80	11.720,18	1.529,68	6.985,69
MIM - 500 kV	2021	1,0	1,0	3582,97	3.582,97	2.438,51	318,27	1.453,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	2.113,49	275,85	1.259,72
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2021	1,0	1,0	2671,74	2.671,74	1.818,34	237,32	1.083,80
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021	2,0	1,0	8218,51	16.437,02	11.186,76	1.460,06	6.667,75
Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 1 MVA	2021	1,0	1,0	471,49	471,49	320,89	41,88	191,26
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	3517,53	3.517,53	1.900,41	312,45	878,88
2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2028	1,0	1,0	3517,53	3.517,53	1.396,86	312,45	319,76
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	3105,41	6.210,82	4.226,98	551,69	2.519,45

CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2021	2,0	1,0	1263,52	2.527,04	1.719,86	224,47	1.025,11
CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV	2021	1,0	1,0	528,11	528,11	359,42	46,91	214,23
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.893,13	311,26	875,51
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	2028	1,0	1,0	3504,06	3.504,06	1.391,51	311,26	318,54
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2021	1,0	1,0	840,12	840,12	571,77	74,63	340,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		6,0			0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 69 kV	2021	1,0	1,0	343,70	343,70	233,91	30,53	139,42
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	1308,34	1.308,34	890,44	116,22	530,74
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	327,09	327,09	176,71	29,05	81,72
MIM - 230 kV	2028	1,0	1,0	327,09	327,09	129,89	29,05	29,73
MIG (Terreno Urbano)	2021	1,0	1,0	22486,47	22.486,47	15.303,91	1.997,42	9.121,73
SE 230/69 kV SANTA RITA II (Ampliação/Adequação)					13.000,46	6.503,46	1.154,80	2.670,57
4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025	1,0	1,0	8218,51	8.218,51	4.111,30	730,03	1.688,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	1,0	3105,41	3.105,41	1.553,48	275,85	637,92
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	1,0	1263,52	1.263,52	632,08	112,24	259,55
MIM - 69 kV	2025	1,0	1,0	85,92	85,92	42,98	7,63	17,65
MIM - 230 kV	2025	1,0	1,0	327,09	327,09	163,62	29,05	67,19
SECC LT 230 kV GOIANINHA - BIFURCAÇÃO, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					11.511,34	7.834,43	1.022,52	4.669,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
MIG-A	2021	1,0	1,0	1686,15	1.686,15	1.147,57	149,78	683,99
SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - MUSSURÉ II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA III (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - SANTA RITA II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II (Nova)					9.825,19	6.686,86	872,75	3.985,63
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2021	0,5	1,0	754,87	377,44	256,88	33,53	153,11
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	4396,79	8.793,59	5.984,77	781,11	3.567,16
MIM - 230 kV	2021	1,0	1,0	654,17	654,17	445,22	58,11	265,37
SE 69 kV SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: ENERGISA/PB (Ampliação/Adequação)					26.662,29	17.137,03	2.368,34	9.695,47
Obras no sistema de distribuição	2021	1,0	1,0	18392,51	18.392,51	12.517,63	1.633,76	7.461,00
Obras no sistema de distribuição	2023	1,0	1,0	6557,83	6.557,83	3.826,43	582,52	1.953,24
Obras no sistema de distribuição	2026	1,0	1,0	1711,95	1.711,95	792,96	152,07	281,23

15 ANEXO II: INFORMAÇÕES PARA O RELATÓRIO R2

15.1 Dados das Linhas de Transmissão Novas

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	123		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	4 x 954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	3092		
Capacidade operativa de curta duração (A)	3895		
<i>Parâmetros de sequência positiva, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω/km)	0,0173		
Reatância (Ω/km)	0,3182		
Susceptância ($\mu\text{S}/\text{km}$)	5,2243		
<i>Parâmetros de sequência zero, 60 Hz</i> Resistência, a 50° C (Ω/km)	0,3297		
Reatância (Ω/km)	1,4103		

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2

Empreendimento: LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Susceptância ($\mu\text{S/km}$)	3,2637		
Reatores de linha (extremidade; Mvar; tipo: fixo/manobrável)	João Pessoa II; 100; Fixo		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	384 (normal) 468 (emergência)		
OBSERVAÇÕES			

15.2 Dados das Subestações Novas

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2 <i>Empreendimento: SE João Pessoa II – Autotransformador 500/230 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência nominal (MVA)	450		
Tipo	Banco trifásico de autotransformadores monofásicos		
Reatância, 60 Hz (% na base do equipamento)	14%		
Ligação dos enrolamentos	Estrela aterrada		
Faixa de steps	0,9-1,1 ⁽¹⁾		
OBSERVAÇÕES			
⁽¹⁾ Avaliar se o limite superior do comutador resulta em sobretensões proibitivas nas barras da região quando da rejeição de carga na LT Campina Grande III – João Pessoa II com abertura exclusiva do terminal Campina Grande III. Vide Seção 9-2 para uma discussão mais detalhada.			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2*Empreendimento: SE João Pessoa II – Transformadores 230/69 kV*

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Potência nominal (MVA)	150		
Tipo	Transformador trifásico		
Reatância, 60 Hz (% na base do equipamento)	14%		
Ligação dos enrolamentos	Estrela aterrada no primário e delta no secundário		
Faixa de steps	0,9-1,1		
OBSERVAÇÕES			

16 ANEXO III: INFORMAÇÕES PARA O RELATÓRIO R4

16.1 Dados de Subestações Novas

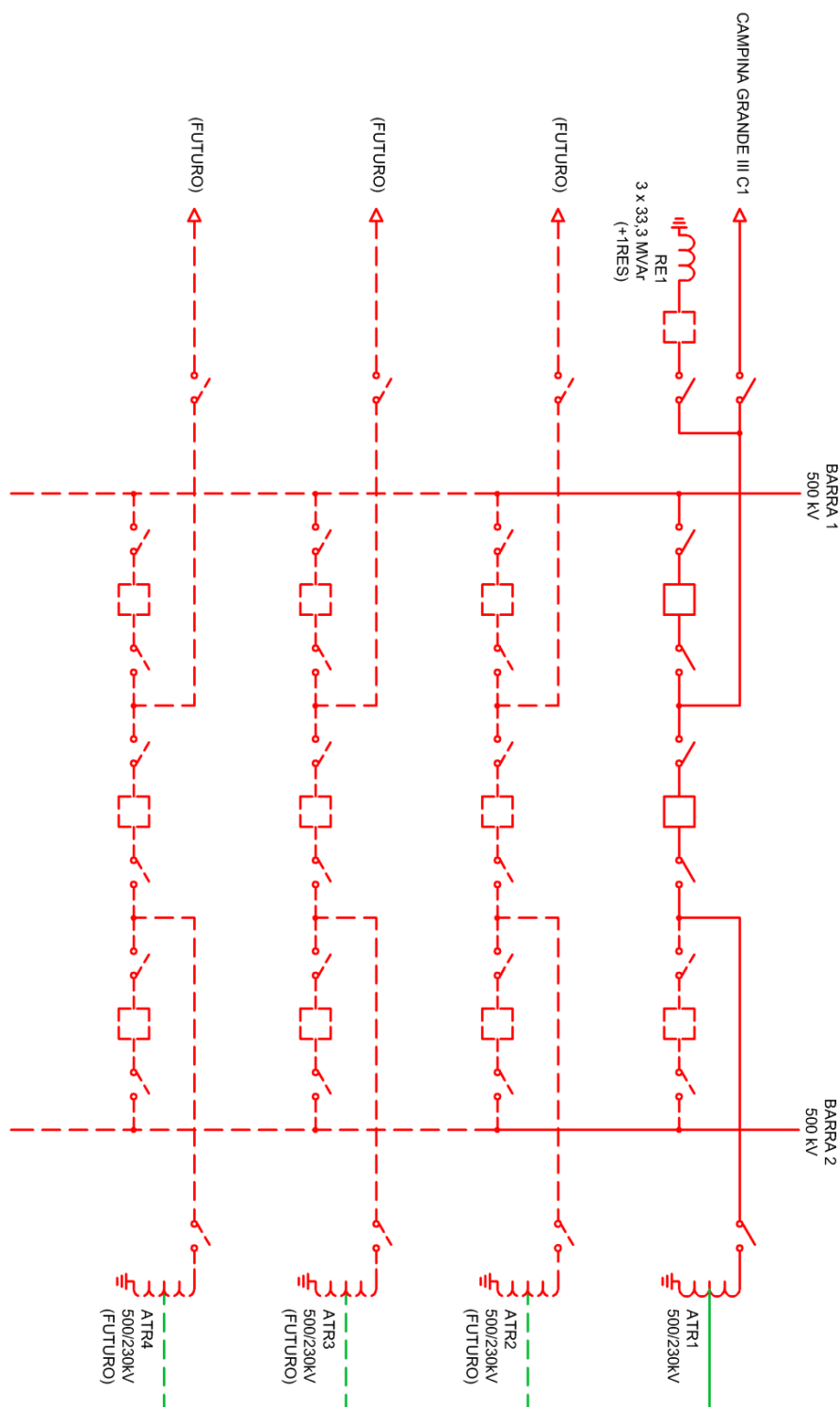


Figura 16-1 Setor de 500 kV da SE João Pessoa II

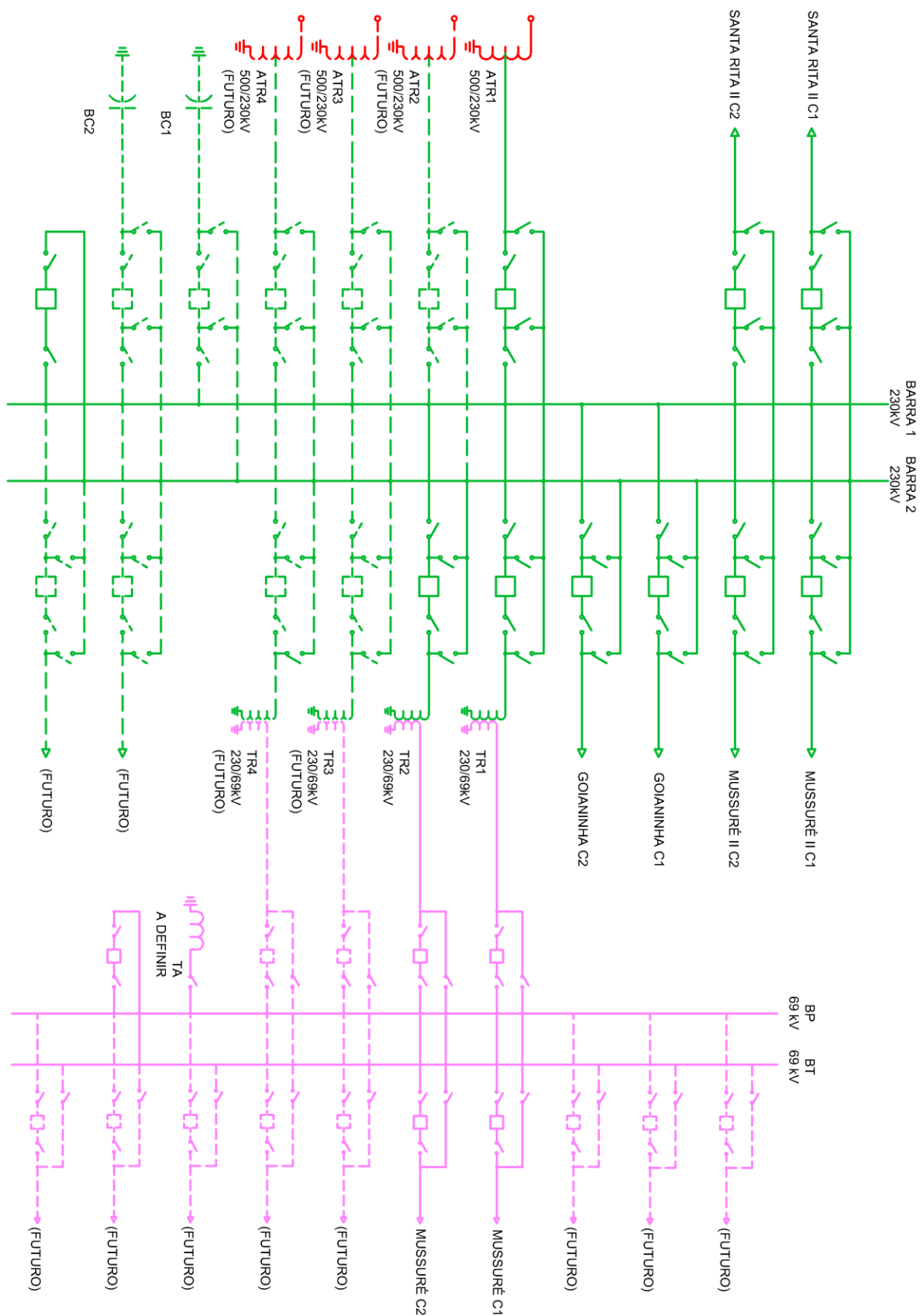


Figura 16-2 Setores de 230 e 69 kV da SE João Pessoa II

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4

Empreendimento (Tipo A): SE João Pessoa II 500/230/69 kV

Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	175.000		
Quantitativo de <i>bays</i> planejados e futuros por nível de tensão	<i>Planejados:</i> Setor 500 kV (DJM): 1 CT (500/230) + 1 EL + 1 CRL⁽¹⁾ Setor 230 kV (BD4): 1 CT (500/230) + 2 CT (230/69) + 6 EL + 1 IB + 2 CCP Setor 69 kV (BPT): 2 CT (230/69) + 2 EL + 1 CTA + 1 IB <i>Futuros:</i> Setor 500 kV (DJM): 3 CT (500/230) + 3 EL Setor 230 kV (BD4): 3 CT (500/230) + 2 CT (230/69) + 2 EL Setor 69 kV (BPT): 2 CT (230/69) + 8 EL		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	Setor 500 kV: 50 kA Setor 230 kV: 40 kA Setor 69 kV: 31,5 kA		
OBSERVAÇÕES			

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4
Empreendimento (Tipo A): SE João Pessoa II 500/230/69 kV

⁽¹⁾ Recomenda-se que seja reservado espaço no *bay* da LT 500 kV para que no futuro o seu reator de linha possa ser transformado de fixo para manobrável.

16.1 Descrição do Acesso em Subestações Novas

Recomenda-se que os seccionamentos dos circuitos em 230 kV Goianinha – Mussuré II, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussuré II sejam realizados de tal forma que a configuração final seja composta por três circuitos duplos partindo da SE João Pessoa II para as SEs Santa Rita II, Mussuré II e Goianinha. Para um maior detalhamento vide Seção 3-2.

17 ANEXO IV: FICHAS DE VIABILIDADE TÉCNICA DAS OBRAS

17.1 Consulta à ETN – SE Campina Grande III

	EXTREMOZ TRANSMISSORA DO NORDESTE ETN – SA	
	CE – ETN 0792/2016	Recife, 15 de junho de 2016

At. Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
CEP: 20090-003 Rio de Janeiro/RJ

**Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da subestação
Campina Grande III**

Ref.: (a) Ofício nº 0593/EPE/2016 de 18/05/2016
(b) E-mail da ETN para EPE (Igor Chaves) de 24/05/16 (anexo)
(c) E-mail da EPE (Igor Chaves) para ETN de 31/05/16 (anexo)
(d) Desenho ETN - CGT-EM-011-A – Revisão 0 (anexo)

Prezado Senhor,

Em resposta ao ofício em referência "(a)", atendendo ao solicitado no e-mail em referência "(c)", encaminhamos, anexo a esta carta, o formulário em resposta às informações solicitadas pela EPE, preenchido com as informações quanto à viabilidade da implantação da expansão da SE Campina Grande III, bem como planta de situação em referência "(d)", visando elucidar questões relativas à ampliação desta subestação.

Esclarecemos ainda que, após o recebimento do e-mail em referência "(c)", a EPE (Igor Chaves) orientou a ETN, via audioconferência, que fosse explorada a opção de implantação de: "Utilização do espaço destinado à conexão em 500kV do quarto banco de transformadores 500/230kV para implantação da conexão de uma LT. Neste caso, as duas novas saídas de LTs 500kV seriam implantadas contíguas e orientadas ao sul."

Acrescentamos que a premissa acima foi explorada e contemplada na planta de situação em referência "(d)".

Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN SA CNPJ/MF 14.029.911/0001-56
Rua Jacó Velosino, 290 – 3º andar – Casa Forte – CEP 52061-410 Recife – PE / Fone: 81.3040-9696/ Fax: 81.3040-9675



	EXTREMOZ TRANSMISSORA DO NORDESTE ETN – SA	
	CE – ETN 0792/2016	Recife, 15 de junho de 2016

Observa-se que:

- a) a SE fica com disponibilidade de expansão futura de 2 ELs 230 kV;
- b) não há espaço físico para um novo reator de barra de 500 kV; e
- c) a EL Santa Rita II está prevista no lugar do 4º ATR, ficando as ELs Santa Rita II e Santa Luzia II contíguas e orientadas ao sul, sendo a EL Santa Luzia II no vão conjugado com a EL Pau Ferro (futura).

Colocamo-nos a disposição para os esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,


José Vieira Almeida Neto
Gerente Técnico

ESTUDO: Estudo para Escoamento do Potencial Eólico e Fotovoltaico da Região do Seridó			
Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de João Pessoa			
Subestação: Campina Grande III		Concessionária Proprietária: ETN	
RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)			
1. Módulos de Manobra			
☒	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
☐	EL	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CT	Quantidade: ____	Tensão Prim/Sec/Ter (kV): ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____
☐	IB	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	IB	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CCP	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CCS	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CRL	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CRB	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CTA	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐	CC	Quantidade: ____	Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
2. Módulos de Equipamentos			
☐	Transformadores	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec./Ter. (kV) ____ Fase: ____
☐	Autotransformadores	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec./Ter. (kV) ____ Fase: ____
☒	Reator	Quantidade: 8	Potência (MVA): 50 Tensão (kV): 500 Fase: M
☐	Capacitor Shunt	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
☐	Capacitor Série	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
☐	Compensador Estático	Quantidade: ____	Potência (MVA): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
3. Módulo de Infraestrutura Geral			
Há necessidade de aquisição de terreno?		☐ Sim	Área prevista: ____
		☒ Não	
4. Outros			
Há necessidade de adequação do arranjo?		☐ Sim	Equipamentos Necessários: ____
		☒ Não	
Observações:			
a) a SE fica com disponibilidade de expansão futura de 2 ELs 230 kV; b) não há espaço físico para um novo reator de barra de 500 kV; c) a EL Santa Rita II está prevista no lugar do 4º ATR, ficando as ELs Santa Rita II e Santa Luzia II contíguas e orientadas ao sul, sendo a EL Santa Luzia II no vão conjugado com a EL Pau Ferro (futura); d) sugerimos que o diagrama unifilar simplificado da			

alternativa proposta no ofício 0593/EPE/2016 de 18/05/16 seja refeito considerando os itens a) a c) deste campo de **Observações.**

Data de Entrega do Formulário: 15/06/2016

Responsável pelas Informações Solicitadas:

José Ivan Pereira Filho
Diretor

17.2 Consulta à TAESA – SE Norfil



Rio de Janeiro, 18 de julho de 2016.

TAESA 285/16

A

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Superintendência de Transmissão de Energia

Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º andar

CEP: 20090-003 – Rio de Janeiro / RJ

A/C: Sr. José Marcos Bressante

Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Consulta sobre Viabilidade de Expansão da SE Norfil

Referência: Ofício nº 0487/EPE/2016

Prezados Senhor,

Acerca das informações solicitadas na carta em referência, encaminhamos em anexo o formulário ora encaminhado, agora preenchido.

Renovando nossos votos de estima e consideração, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,



João Procópio Campos Loures Vale
Diretor de Desenvolvimento de Negócios



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 06/07/2016

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☐ EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- ☒ CT Quantidade: 4 Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 230/69 kV Arranjo Prim.: BDH Sec.: BPT Ter.: ____
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- ☒ CCP Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BDH
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ CTA Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformador de aterramento Quantidade: 1 Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) 69 Fase: 3Ø
- ☒ Autotransformadores ~~Transformadores~~ Quantidade: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3Ø
- ☐ Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☒ Capacitor Shunt Quantidade: 1 Potência (Mvar): 25 Tensão (kV): 230 Fase: 3Ø
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 20.000 m²

☐ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: ____

☒ Não

15

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 06/07/2016
		Revisão:
		Página: 3 - 3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Rio de Janeiro, 06 de julho de 2016

Data da Solicitação



José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

21-07-2016

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: JOÃO ANTONIO HAMOUD

Cargo: ENGENHEIRO

18 ANEXO V: FICHAS PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: PB
LT 500 kV CAMPINA GRANDE III - JOÃO PESSOA II, C1	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2021
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 123 km	963,38
1,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE CAMPINA GRANDE III	9.330,25
MIG-A // SE CAMPINA GRANDE III	1.819,86
1,0 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE João Pessoa II	9.330,25
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE JOÃO PESSOA II	4.407,00
1,0 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE JOÃO PESSOA II	1.893,43

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

158.497,05

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-rev0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2021
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	11.006,29
1,0 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	8.610,40
MIM - 500 kV	3.582,97
1,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.105,41
1,0 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2.671,74
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	8.218,51
Transformador de Aterramento 69 kV, 10 Ω	471,49
2,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.105,41
2,0 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	1.263,52
1,0 CTA (Conexão de Transformador de Aterramento) 69 kV	528,11
1,0 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	840,12
MIM - 69 kV	343,70
MIM - 230 kV	1.308,34
MIG (Terreno Urbano)	22.486,47

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 113.148,21
SITUAÇÃO ATUAL:
OBSERVAÇÕES:
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-rev0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	3.517,53
1,0 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,06
MIM - 230 kV	327,09

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **7.348,68****SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-REV0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 500/230/69 kV JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2028
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	3.517,53
1,0 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,06
MIM - 230 kV	327,09

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **7.348,68****SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-REV0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO: SE 230/69 kV SANTA RITA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

4° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	8.218,51
1,0 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.105,41
1,0 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	1.263,52
MIM - 69 kV	85,92
MIM - 230 kV	327,09

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 13.000,46**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-REV0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SECC LT 230 kV GOIANINHA - BIFURCAÇÃO, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2021
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	754,87
2,0 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.396,79
MIM - 230 kV	654,17
MIG-A	1.686,15

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 11.511,34**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-REV0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO: SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - MUSSURÉ II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2021
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	754,87
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.396,79
MIM - 230 kV	654,17

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 9.825,19**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-rev0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SECC LT 230 kV BIFURCAÇÃO - SANTA RITA II, C1 e C2 (CD), NA SE JOÃO PESSOA II	UF: PB
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2021
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 48 MESES

JUSTIFICATIVA:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	754,87
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.396,79
MIM - 230 kV	654,17

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 9.825,19**SITUAÇÃO ATUAL:****OBSERVAÇÕES:****DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:**

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2015.
- [2] EPE-DEE-RE-099/2016-rev0, “ESTUDO DE ATENDIMENTO A REGIÃO METROPOLITANA DE JOÃO PESSOA”

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 33/16

Análise socioambiental do estudo para
atendimento à **Região Metropolitana de
João Pessoa
(Relatório R1)**

Rio de Janeiro
Novembro de 2016



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues

Série MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 33/16 Análise socioambiental do estudo para atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa (Relatório R1)



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

Luiz Augusto Nobrega Barroso

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nobrega Barroso
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

Hermani de Moraes Vieira
Kátia Gisele Matosinho
Luciana Álvares da Silva
Maria Fernanda Bacile

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

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Novembro de 2016

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 33/16

Análise socioambiental do estudo para atendimento à
Região Metropolitana de João Pessoa
(Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1. INTRODUÇÃO	7
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	9
2.1. PROCEDIMENTOS PARA DELIMITAÇÃO DOS CORREDORES DE TRANSMISSÃO	9
2.2. BASE DE DADOS UTILIZADA	9
3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	11
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	11
3.2 SUBESTAÇÃO 500 KV JOÃO PESSOA II E SECCIONAMENTOS ASSOCIADOS	11
3.3 CORREDOR DA LT 500 KV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II	13
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	24
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 500 KV CAMPINA GRANDE III – JOÃO PESSOA II	27
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE JOÃO PESSOA II (500 KV)	30

SIGLÁRIO

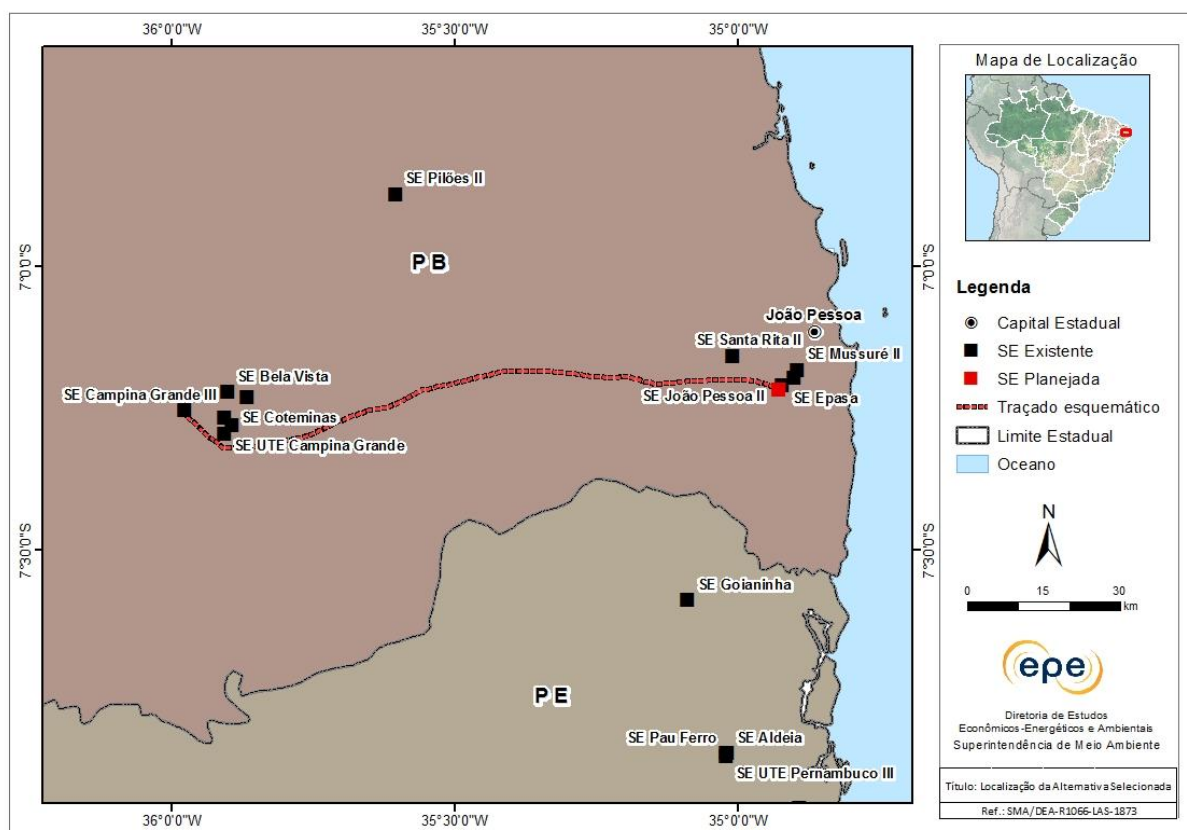
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
C3	Terceiro Circuito
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CFN	Companhia Ferroviária do Nordeste (atual TLSA – Transnordestina Logística S/A)
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (Serviço Geológico do Brasil)
DNIT	Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
ECQ	Estudo do Componente Quilombola
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INSA	Instituto Nacional do Semiárido
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PA	Projeto de Assentamento
Parest	Parque Estadual
Probio	Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Caracterização e Análise Socioambiental
SE	Subestação
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
Sudema	Superintendência de Administração do Meio Ambiente do estado da Paraíba
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
USGS	United States Geological Survey
UTE	Usina Termoelétrica

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de distribuição responsável pelo atendimento da carga da região metropolitana de João Pessoa, estado da Paraíba, é suprido pelas subestações (SEs) de rede básica Santa Rita II 230/69 kV e Mussuré II 230/69 kV. Com o crescimento previsto da carga da região, verifica-se o esgotamento da capacidade de transformação da SE Mussuré II, bem como o comprometimento do suprimento através das LTs de rede básica, durante condição de emergência N-1. Além disso, os estudos da Superintendência de Transmissão da EPE indicam necessidade de uma LT de 500 kV partindo da SE Campina Grande III até a região metropolitana de João Pessoa.

Dessa forma, a presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental da alternativa recomendada no “Estudo para Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa” (Figura 1), onde foi indicada a implantação, com entrada em operação em 2021, dos seguintes empreendimentos:

- SE João Pessoa II (500/230/69 kV);
- LT 500 kV Campina Grande III - João Pessoa II (123 km de extensão);
- Seccionamento da LT 230 kV Goianinha – Mussuré II na SE João Pessoa II;
- Seccionamento da LT 230 kV Goianinha – Santa Rita II na SE João Pessoa II;
- Seccionamento da LT 230 kV Santa Rita II – Mussuré II na SE João Pessoa II.



(Fonte: EPE 1016; IBGE, 2014; US National Park Service, 2012)

Figura 1 – Localização da futura LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Na primeira parte desta Nota Técnica são apresentados os procedimentos utilizados na análise socioambiental (item 2); na sequência, a localização da subestação João Pessoa II e as análises socioambientais da subestação e seccionamentos associados e do corredor, com as suas respectivas conclusões e recomendações para a fase de elaboração do Relatório R3 (item 3); e, ao final, as Referências Bibliográficas (item 4) e os Apêndices (tabelas de comparação entre os Relatórios R1 e R3 a serem apresentadas nos respectivos Relatórios R3).

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Procedimentos para delimitação dos corredores de transmissão

Para delimitação do corredor, primeiramente foram localizadas as subestações em estudo e as linhas de transmissão a serem seccionadas, por meio do aplicativo Google Earth Pro e considerando as imagens de satélite disponíveis. Na sequência, foi delineado o traçado entre as subestações Campina Grande III e João Pessoa II, utilizando-se, para tal, as bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental. A partir desse traçado, o corredor foi obtido por meio do software ArcGIS 10.3, acrescentando-se uma faixa de 5 km para cada lado, resultando em 10 km de largura.

Ao delimitar o corredor, procurou-se desviá-lo, quando possível, das áreas com sensibilidade socioambiental, tais como unidade de conservação (UC), terra quilombola (TQ), cavernas, vegetação nativa, assentamento rural e área urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias e vias de acesso.

A descrição do corredor foi feita na sequência de seu percurso, apontando suas principais características. Posteriormente, são apresentados os mapas de infraestrutura do corredor, com os principais núcleos urbanos e a malha viária; dos processos minerários; e das áreas de interesse socioambiental, que engloba UC, TI, TQ, cavernas, assentamentos rurais e áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (APCB). Por fim, são expostas as conclusões e recomendações para o Relatório R3.

2.2. Base de Dados Utilizada

Para delimitação do corredor e da área proposta para a subestação e para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2014);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (*Site* do Iphan, 2016);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007b);
- Mapa da Área de Aplicação da Lei nº 11.428/2006 - Lei da Mata Atlântica (IBGE, 2008);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2015);

- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2016);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2016);
- Mapa das Reservas Particulares do Patrimônio Natural (ICMBio, 2015);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2016);
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2016);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2016; Eletrobras, 2016);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal e Uso do Solo dos Biomas Brasileiros (MMA, 2007a); e
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações (EPE, 2016).

3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Os itens seguintes apresentam a localização das subestações Campina Grande III e João Pessoa II, a descrição da área referencial para implantação da subestação João Pessoa II, e a descrição do corredor proposto para a LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II.

3.1 Localização das subestações

A alternativa selecionada envolve duas subestações, cujas coordenadas são apresentadas na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Campina Grande II	Existente	7°15'19.15"S	35°58'39.80"O	Campina Grande	PB
João Pessoa II ¹	Planejada	7°12'58.10"S	34°55'36.85"O	João Pessoa	PB

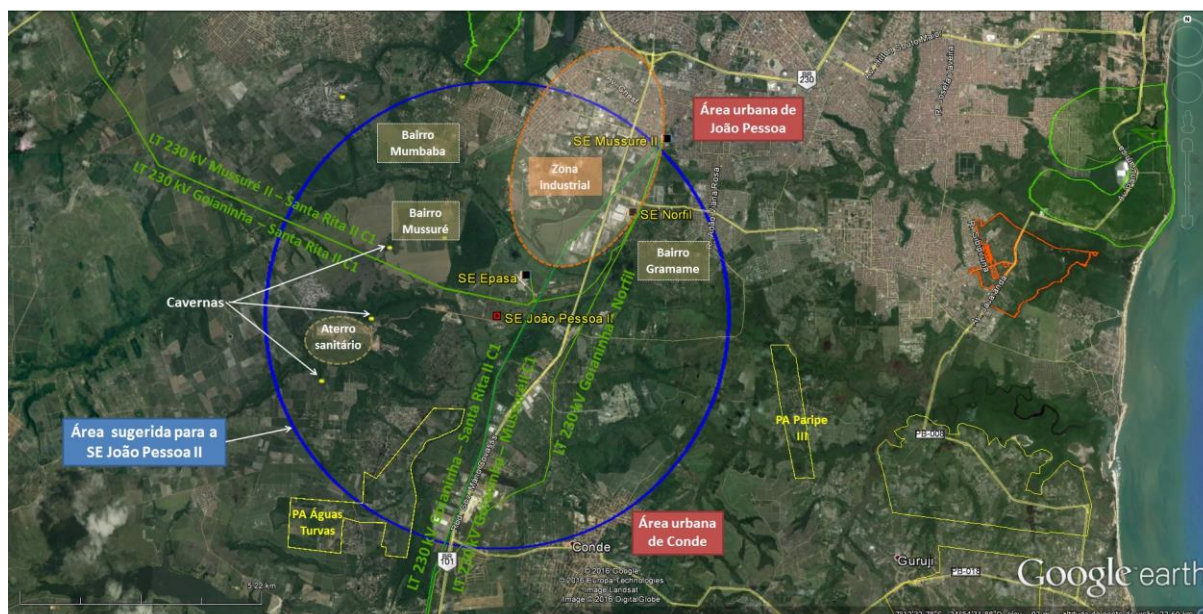
1. As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central de uma área com 5 km de raio indicada para aprofundamento do estudo no Relatório R3.

3.2 Subestação 500 kV João Pessoa II e seccionamentos associados

A SE João Pessoa II está planejada para se interligar com a SE Campina Grande III, por meio de um circuito simples de 500 kV e, também, para seccionar as LTs 230 kV Goianinha - Mussurú II, Goianinha - Santa Rita II e Mussurú II - Santa Rita II, por meio de circuito duplo. Portanto, as extensões e os traçados dos seccionamentos deverão ser definidos após a indicação do local de implantação da SE João Pessoa II, no Relatório R3.

Ao analisar as imagens de satélite disponíveis para localização da SE 500 kV João Pessoa II, buscou-se proximidade com as linhas de transmissão que serão seccionadas, citadas anteriormente. Assim, para implantação da SE João Pessoa II, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de 5 km no entorno do ponto de coordenadas 7°12'58.10"S e 34°55'36.85"O, de forma a subsidiar a indicação da melhor localização para essa subestação (Figura 2).

A área sugerida para implantação da SE João Pessoa II é cortada no sentido norte-sul pela rodovia BR-101 e por estradas vicinais transversais. Destacam-se, também, nessa área, as LTs 230 kV Mussurú II - Santa Rita II C1, Goianinha - Santa Rita II C1, Goianinha - Mussurú II C1, Goianinha - Norfil C1 e Epasa - Mussurú II C1, sendo que as três primeiras serão seccionadas na SE João Pessoa II.



(Fonte: Cecav, 2016; EPE, 2016; Google Earth Pro (imagem de 2015); IBGE, 2014; Incra, 2016; PMJP, 2009)

Figura 2- Área sugerida para a SE 500 kV João Pessoa II

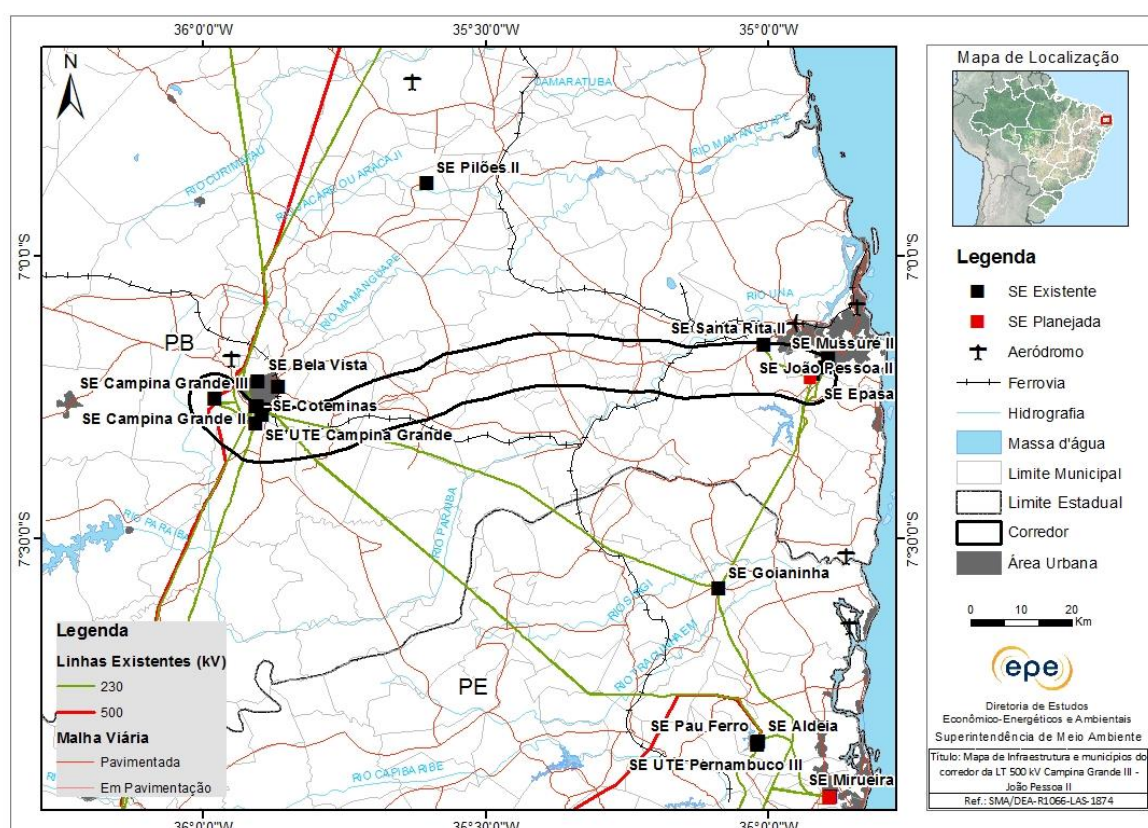
O ponto central da área sugerida para implantação da SE João Pessoa II localiza-se ao sul da cidade de João Pessoa, conforme imagem de satélite mostrada na Figura 2. Essa área abrange parte da área urbana das cidades de João Pessoa (bairros Mumbaba, Mussuré e Gramame) e Conde; a zona industrial e o aterro sanitário metropolitano de João Pessoa; parte do PA Águas Turvas; e as cavernas do Índio, da Onça e a Gruta do Lobo Guará.

De acordo com o Plano Diretor do município de João Pessoa, a área sugerida para a SE João Pessoa II engloba, além da área urbana, área rural, zona de preservação ambiental (ZPA) e área de preservação permanente (APP), sendo que as duas últimas margeiam os rios Mumbaba, Gramame, Camaço e o riacho Mussuré. Ressalta-se que a rodovia BR-101 constitui eixo de expansão da cidade de João Pessoa na direção sudoeste.

Segundo a base de dados do Probio, os remanescentes de vegetação nessa área são característicos de áreas de tensão ecológica (fitofisionomia savana/floresta estacional), ocorrendo principalmente ao longo dos rios Mumbaba, Gramame e Água Boa. O uso do solo encontra-se ocupado majoritariamente por áreas de agropecuária e agricultura, com destaque para as culturas do abacaxi e da cana de açúcar.

3.3 Corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

O corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II, com 10 km de largura e eixo de aproximadamente 123 km de extensão, está localizado no estado da Paraíba e atravessa as mesorregiões do Agreste Paraibano e da Mata Paraibana (Figura 3). O corredor foi delineado seguindo em paralelo à rodovia BR-230, apresentando uma inflexão principal, na saída da SE Campina Grande III, para poder desviar da área urbana e de expansão da cidade de Campina Grande. A interligação está prevista para ser realizada em um circuito simples de 500 kV.



(Fonte: EPE, 2016; IBGE, 2014)

Figura 3– Infraestrutura e municípios no corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

A partir da SE Campina Grande III, localizada às margens da rodovia PB-138 no município de Campina Grande, o corredor segue no sentido sudeste rumo ao município de Queimadas. Nesse trecho, o corredor passa pelas zonas de expansão urbana e de recuperação urbana da cidade de Campina Grande, conforme o Plano Diretor do município; engloba várias linhas de transmissão (LTs 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim II C1 e Campina Grande III - Garanhuns II C1; LTs 230 kV Campina Grande II - Campina Grande III C1, C2 e C3, Campina Grande III - Extremoz II C1 e Campina Grande III - Natal III), as instalações do Instituto Nacional do Semiárido – INSA (proximidades da SE Campina Grande III), o distrito industrial de Campina Grande; e faz limite com o aeródromo Presidente João Suassuna (Figura 4).



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro, 2015; IBGE, 2014; Incra, 2016)

Figura 4 – Detalhe do trecho inicial do corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

No município de Queimadas, o corredor cruza as LTs 230 kV Angelim - Campina Grande II C1 e Tacaimbó - Campina Grande II C1 e C2 e a rodovia BR-104, deflete à esquerda, cruza as LTs 230 kV Pau Ferro - Coteminas C1 e Goianinha - Campina Grande II C1 e segue até o entroncamento das rodovias PB-100 e BR-230/BR-408. Nesse trecho, o corredor engloba pivôs de irrigação; a UTE Campina Grande; parte da área urbana e de expansão da cidade de Queimadas e o distrito industrial; a ferrovia da Companhia Ferroviária do Nordeste – CFN; a Serra do Bodopitá; e o açude José Rodrigues (Figura 4). A Serra do Bodopitá é utilizada para o ecoturismo e lazer na região. Além disso, destaca-se também nessa serra, a presença de sítios arqueológicos com pinturas rupestres, e a Pedra de Santo Antônio, local utilizado para peregrinação religiosa.

O uso do solo entre os municípios de Campina Grande e Queimadas é predominantemente destinado à atividade agropecuária, com poucos remanescentes de vegetação secundária do bioma Caatinga. Destaca-se, também, na estação experimental do INSA, uma relevante área preservada de savana estépica arborizada.

Após cruzar o entroncamento das rodovias PB-100 e BR-230/BR-408, o corredor faz ligeira inflexão à esquerda para desviar do sítio arqueológico Pedra do Ingá, cruza os rios Ingá e Gurinhém, e segue em paralelo à rodovia BR-230 até o município de Gurinhém. Nesse trecho, o corredor engloba as TQs Grilo e Matão, o PA Novo Horizonte e as serras da Velha e do Catolé. Essas serras possuem exuberantes formações rochosas, muito utilizadas para o ecoturismo e lazer. Destaca-se, também, nessas serras, a presença de sítios arqueológicos com pinturas rupestres (Figura 5).



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro, 2015; IBGE, 2014; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 5 – Detalhe do trecho central do corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

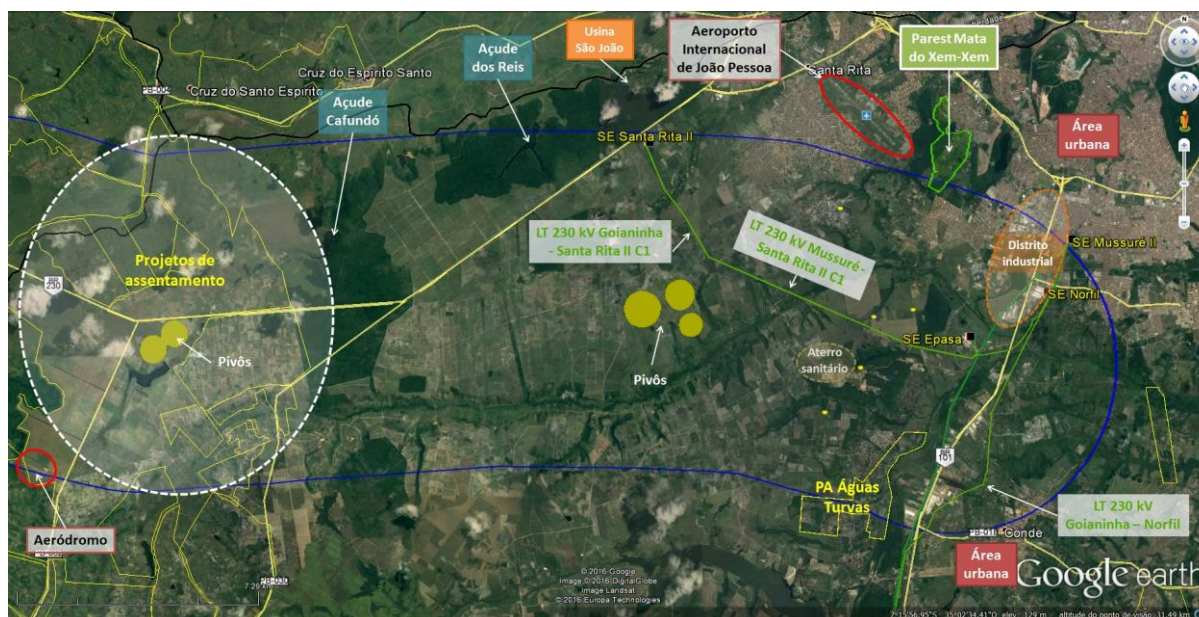
Os remanescentes de vegetação nativa são característicos de áreas de tensão ecológica das fitofisionomias Savana Estépica e Floresta Estacional Semidecidual, sendo essa última fitofisionomia predominante ao longo das serras. O uso do solo é semelhante ao trecho anterior, destinado principalmente à atividade agropecuária.

Em seguida, após atravessar a rodovia PB-054, o corredor faz ligeira inflexão à direita e continua em paralelo à rodovia BR-230 até o entroncamento das rodovias PB-048 e PB-055, na divisa dos municípios de Sobrado e São Miguel de Taipu. Em Riachão do Poço, o corredor abrange o PA Chico Mendes. O uso do solo é para a agropecuária e agricultura, com poucos remanescentes de vegetação. Destaca-se neste trecho, a transição entre os biomas Caatinga e Mata Atlântica.

Entre os municípios de São Miguel de Taipu e Cruz do Espírito Santo, o corredor continua paralelo à rodovia BR-230, cruza o rio Paraíba, a ferrovia CFN e o aglomerado de projetos de assentamentos, e segue até o município de Santa Rita. O espaço para a passagem da LT planejada é restrito em virtude da presença desse aglomerado de PAs (Figura 5). Em São Miguel de Taipu, o corredor engloba o aeródromo privado Professora Francisca Cardoso; e entre Pedras de Fogo e Cruz do Espírito Santo, pivôs de irrigação. O uso do solo é semelhante ao trecho anterior, com destaque para o cultivo da cana de açúcar. Destacam-se nesse trecho, remanescentes preservados de mata atlântica, principalmente no entorno dos açudes Cafundó e dos Reis (Figura 6) nos municípios de Cruz do Espírito Santo e Santa Rita, respectivamente.

No município de Santa Rita, o corredor faz ligeira inflexão à direita e segue em paralelo às LTs 230 kV Goianinha - Santa Rita II C1 e Mussurú II - Santa Rita II C1 até a área sugerida para implantação da SE João Pessoa II, nas proximidades da SE Epasa (Figura 6). Nesse trecho, o corredor engloba as

cavernas do Índio, da Onça, do Marés e a Gruta do Lobo Guará; parte do Parest Mata do Xem-Xem e do PA Águas Turvas; parte das áreas urbanas e de expansão das cidades de Santa Rita, Bayeux, João Pessoa e Conde; o aterro sanitário e o distrito industrial de João Pessoa; o açude dos Reis e os rios Mumbaba, Tibiri, Gramame e Água Boa; as LTs 230 kV Mussuré II - Santa Rita II C1, Goianinha - Santa Rita II C1, Goianinha - Mussuré II C1, Goianinha - Norfil C1 e Epasa - Mussuré II C1; além de estar próximo do aeroporto internacional de João Pessoa-Bayeux (Presidente Castro Pinto), em João Pessoa.



(Fonte: EPE, 2016; Google Earth Pro; IBGE, 2014; Incra, 2016; MMA, 2016)

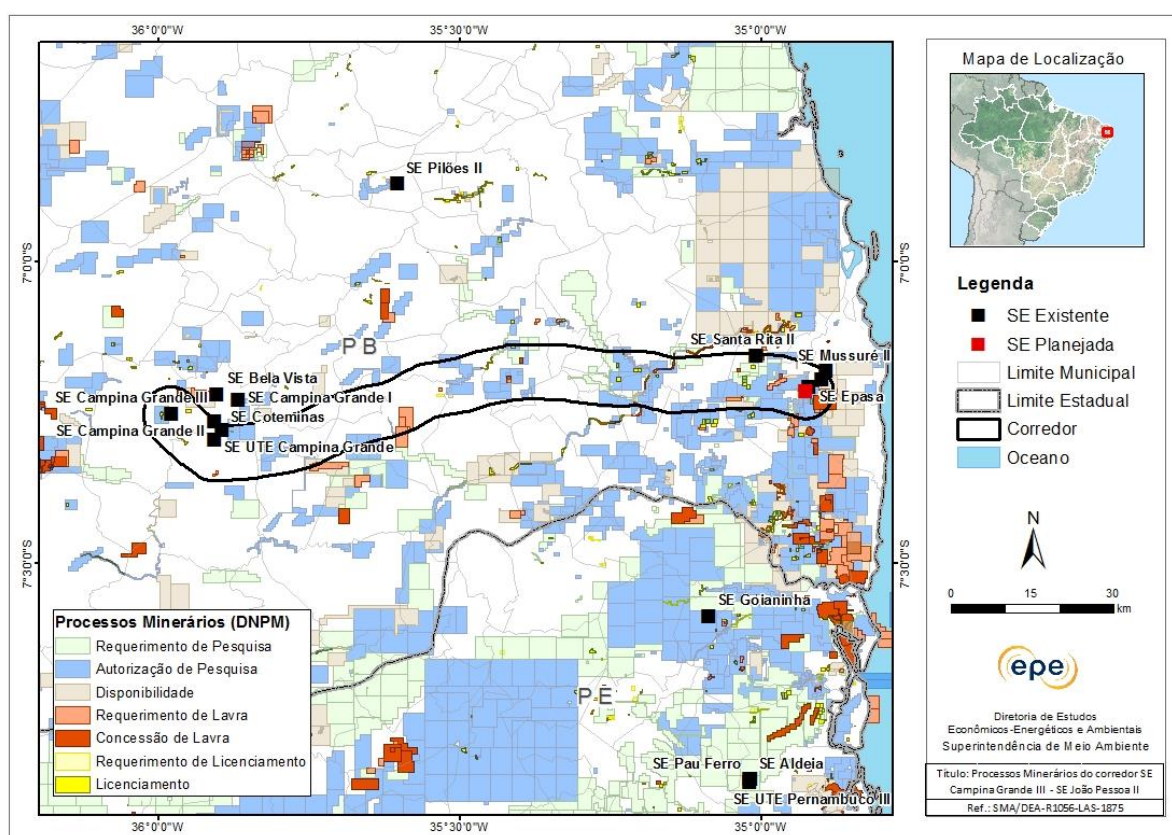
Figura 6 – Detalhe do trecho final do corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Os remanescentes de vegetação nesse trecho, segundo a base de dados do Probio, são característicos de áreas de tensão ecológica (fitofisionomia savana/floresta estacional), ocorrendo principalmente ao longo dos rios Mumbaba, Gramame e Água Boa. Destacam-se ainda, remanescentes preservados de mata atlântica, na mata da Usina São João e no entorno do açude dos Reis, em Santa Rita. O uso do solo destina-se majoritariamente para atividade agropecuária e agricultura, com destaque para as culturas do abacaxi e da cana de açúcar.

O relevo ao longo do corredor são os planaltos, entre Campina Grande e Ingá; depressão sertaneja, entre Ingá e São Miguel de Taipu; e os tabuleiros costeiros, entre São Miguel de Taipu e João Pessoa. Destacam-se, também, o domínio montanhoso nas serras do Bodopitá e da Velha; e a planície fluviomarinha ao longo dos rios Mumbaba e Gramame. De maneira geral, as altitudes no corredor variam de 25 a 525 m, sendo que as maiores altitudes ocorrem, principalmente, entre Campina Grande e Mogeiro, trecho com predominância de planaltos.

Segundo DNIT (2016), a Serra do Bodopitá se alonga por aproximadamente 45 km, seguindo o sentido oeste-leste, na margem esquerda do riacho Bodocongó, limite municipal entre Caturité e Queimadas, e se estende até a localidade de Serra Velha, entre Itatuba e Ingá.

O corredor, de acordo com a base de dados do DNPM, abrange 198 processos minerários (Figura 7). Dentre esses, 55 se encontram em fases mais avançadas, sendo 21 em fase de licenciamento, 19 em fase de requerimento de lavra, 11 em concessão de lavra e quatro em requerimento de licenciamento. As principais substâncias são: areia, argila, calcário, gnaiss, granito, migmatito e saibro. Os demais processos minerários estão em fases de autorização e requerimento de pesquisa e disponibilidade, destinados principalmente à extração de areia, argila e granito.



(Fonte: IBGE, 2014; DNPM, 2016)

Figura 7 – Processos minerários no corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

O corredor atravessa 23 municípios do estado da Paraíba (Tabela 2). Vale destacar a proximidade com as áreas urbanas e de expansão das cidades de Campina Grande, Santa Rita, Bayeux e João Pessoa, mas com possibilidade de desvio pela futura LT. O apoio rodoviário ao longo do corredor é feito principalmente pela rodovia BR-230 e por estradas vicinais.

Tabela 2 - Municípios atravessados pelo corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
PB	Agreste Paraibano	Campina Grande	Campina Grande
			Fagundes
			Massaranduba
			Queimadas
		Itabaiana	Caldas Brandão
			Gurinhém
			Ingá
			Juarez Távora
			Mogei
			Riachão do Bacamarte
	Mata Paraibana	João Pessoa	Bayeux
			Conde
			João Pessoa
			Santa Rita
		Litoral Sul	Alhandra
			Pedras de Fogo
		Sapé	Cruz do Espírito Santo
			Pilar
			Riachão do Poço
			São José dos Ramos
			São Miguel de Taipu
			Sapé
			Sobrado

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

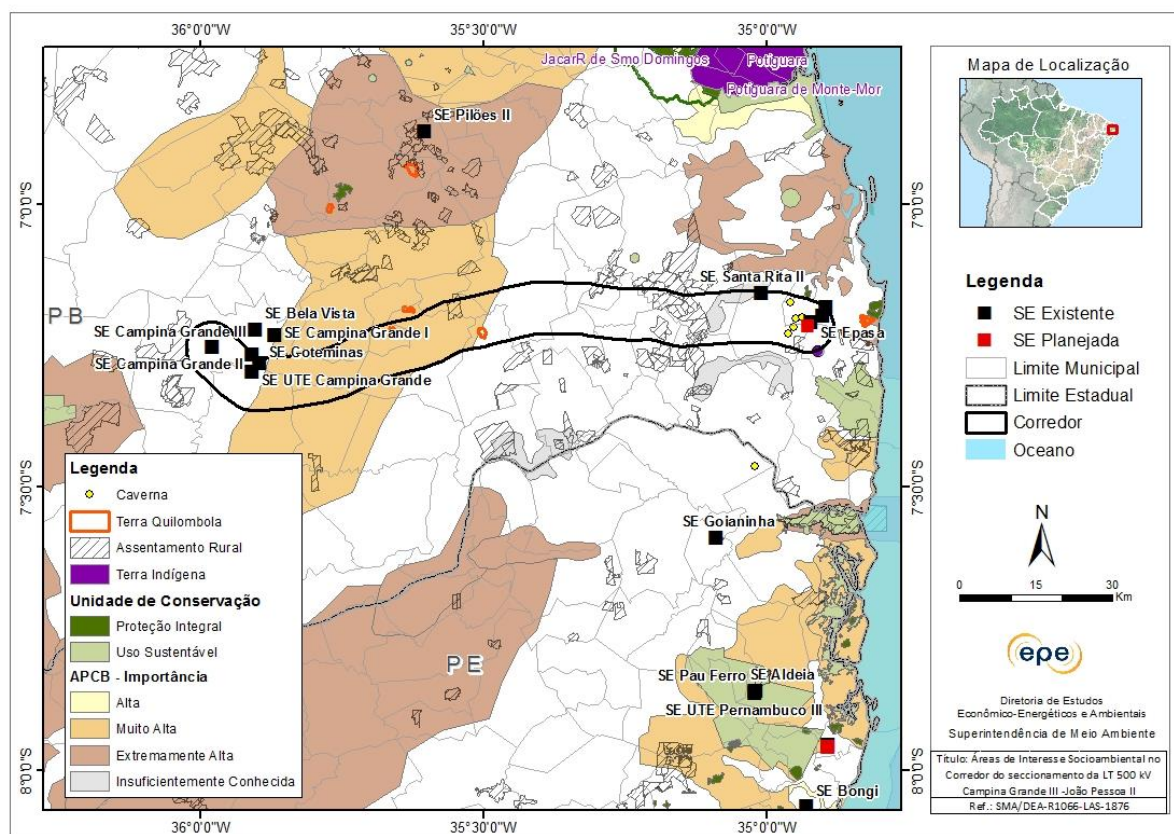
De acordo com a base de dados consultada, não há registro de terra indígena na área do corredor. No entanto, o corredor engloba as terras quilombolas Grilo e Matão, nos municípios de Riachão do Bacamarte e Mogei, respectivamente; e dista cerca de 900 m da TQ Pedra D'Água, localizada no município de Ingá (Figura 8).

Vale destacar que, como o corredor tem 10 km de largura, há espaço para a futura LT manter a distância mínima de 5 km dessas TQs, conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015, que estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal envolvidos no licenciamento ambiental federal. As distâncias apresentadas na Portaria são consideradas como referência para a realização de estudo específico sobre as comunidades quilombolas (Estudo do Componente Quilombola – ECQ).

Além disso, segundo dados da Fundação Palmares, os municípios de Riachão do Bacamarte, Ingá, Gurinhém, João Pessoa e Conde possuem comunidades quilombolas¹ que podem estar sobrepostas pelo corredor.

Entre João Pessoa e Bayeux, o corredor abrange uma estreita faixa do Parest Mata do Xem-Xem, mas há espaço para a futura LT não interferir nessa unidade de conservação de proteção integral. No trecho final do corredor, entre Santa Rita e João Pessoa, o corredor engloba as cavernas do Índio, da Onça, do Marés e a Gruta do Lobo Guará.

Segundo informações disponíveis no site da Sudema (2016), as áreas da Mata do Açude dos Reis e da Usina São João, em Santa Rita; e da Pedra do Ingá, em Ingá, são potenciais para a criação de novas unidades de conservação. Essas áreas estão localizadas nos limites do corredor e deverão ser levadas em consideração ao se definir a diretriz da LT.



(Fonte: Funai, 2016; IBGE, 2014; Incra, 2016; MMA, 2016)

Figura 8 - Áreas de interesse socioambiental no corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

¹ Na base da Fundação Palmares, as comunidades são localizadas por município, assim, não foi possível representar as áreas no mapa de Áreas de Interesse Socioambiental.

O corredor atravessa as APCBs Fagundes e Santa Rita, sendo que só há possibilidades do traçado da futura LT desviar dessa última. Ressalta-se que, segundo a base consultada, a ação prioritária associada à APCB Fagundes é para criação de unidade de conservação (Figura 8; Tabela 3).

Tabela 3 – APCBs no corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Nome	Importância	Ação Prioritária
Fagundes	Muito Alta	Criação de UC (categoria indefinida)
Santa Rita	Insuficientemente Conhecida	Fomento para o uso sustentável

O corredor abrange, ainda, 18 projetos de assentamento rural do Incra, sendo que a maioria deles encontra-se agrupada entre os municípios de São Miguel de Taipu, Sapé, Cruz do Espírito Santo e Pedras de Fogo, e alguns desses assentamentos não serão passíveis de desvio pela futura LT (Figura 8; Tabela 4).

Tabela 4 – Projetos de assentamento no corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

Projeto de Assentamento	Nome do Município
José Antônio Eufrozino	Campina Grande
Santa Cruz	
Canudos	Cruz do Espírito Santo
Corvoadá-I	
Engenho Santana	
Massangana I	
Massangana II	
Massangana III	
Santana II	
Novo Horizonte	Juarez Távora
Corvoadas	Pedras de Fogo
Nova Tatiane	
Santa Terezinha	
Chico Mendes	Riachão do Poço
Águas Turvas	Santa Rita
Antônio Conselheiro	São Miguel de Taipu
Água Branca	
Nova Vivência	Sapé

Vale destacar, também, a presença de sítios arqueológicos² cadastrados no Iphan nos municípios de Alhandra, Campina Grande, Fagundes, Ingá, João Pessoa, Mogeiro, Pedras de Fogo, Queimadas, Riachão do Bacamarte e Santa Rita. Ressalta-se que tais sítios arqueológicos podem estar localizados dentro da área do corredor.

² Devido à ausência de informações sobre a localização dos sítios arqueológicos cadastrados pelo Iphan, esses não foram indicados no mapa de Áreas de Relevância Socioambiental.

No levantamento realizado por Santos (2014) nos sítios pré-históricos de Itacoatiaras da Paraíba, circunvizinhos da Pedra do Ingá, foram registrados 19 ocorrências da tradição Itacoatiara. Dentre esses, a Pedra da Torre, em Massaranduba, e a Pedra da Lua e Itacoatiara do Ingá, em Ingá, estão localizados na área do corredor. No município de Queimadas, a Serra do Bodopitá possui um grande complexo arqueológico de sítios rupestres e afloramentos com vestígios arqueológicos (DNIT, 2016).

Entre os municípios de São José dos Ramos e João Pessoa, o corredor atravessa os polígonos de Floresta Estacional Semidecidual e Savana/Floresta Estacional compreendidos pela Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08), que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica, e possui restrições quanto à supressão vegetal nesse bioma. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Conclusão e Recomendações para o Relatório R3

O corredor da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II apresenta sensibilidades socioambientais significativas, a saber: proximidade com áreas urbanas; presença de terras quilombolas; aglomerado de projetos de assentamento; pivôs centrais de irrigação; remanescentes de vegetação nativa, cavernas, locais de relevante beleza cênica e potencial para o ecoturismo, com sítios arqueológicos, incluindo pinturas rupestres. Em princípio, há possibilidade de não interferência nessas áreas. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para definição da diretriz da linha de transmissão planejada:

- Evitar interferência nas terras quilombolas Grilo e Matão, nos municípios de Riachão do Bacamarte e Mogeiro, respectivamente;
- Consultar a Fundação Palmares para averiguar a localização das comunidades quilombolas presentes nos municípios de Riachão do Bacamarte, Ingá, Gurinhém, João Pessoa e Conde, sabendo que tais comunidades poderão estar inseridas no corredor;
- Verificar o melhor ponto para passagem da futura linha de transmissão, entre os municípios de São Miguel de Taipu e Cruz do Espírito Santo, devido ao espaço restrito no aglomerado de projetos de assentamentos;
- Evitar interferência no Parque Estadual Mata do Xem-Xem e nas áreas da Mata do Açude dos Reis, da Usina São João e da Pedra do Ingá, tendo em vista que essas áreas são potenciais para a criação de novas unidades de conservação;

- Apresentar em mapa a localização das cavernas do Índio, da Onça, do Marés, da Gruta do Lobo Guará e demais cavernas existentes entre os municípios de Santa Rita e João Pessoa, registradas na base do Cecav e em outras bases eventualmente disponíveis, mantendo afastamento da LT e dos seccionamentos em relação a essas cavidades naturais;
- Afastar o traçado da futura linha de transmissão de áreas de relevante beleza cênica e de áreas utilizadas para turismo e lazer, como nas serras do Bodopitá, da Velha e do Catolé, tendo em vista que a região apresenta potencial para o ecoturismo e sítios arqueológicos, e da Pedra de Santo Antônio, local de peregrinação religiosa;
- Apresentar em mapa a localização do complexo de sítios rupestres e afloramentos rochosos com vestígios arqueológicos na região, tais como a Pedra do Ingá, a Pedra da Torre, a Pedra da Lua e Itacoatiara do Ingá, mantendo afastamento da LT e dos seccionamentos em relação a esses locais;
- Entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios de Alhandra, Campina Grande, Fagundes, Ingá, João Pessoa, Mogeiro, Pedras de Fogo, Queimadas, Riachão do Bacamarte e Santa Rita, para que a diretriz da linha de transmissão planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios;
- Evitar interferência nos remanescentes de vegetação nativa no corredor, principalmente na reserva da estação experimental do Instituto Nacional do Semiárido, e na área de Mata Atlântica no entorno dos açudes Cafundó e dos Reis e da Usina São João;
- Evitar interferência em remanescentes de mata atlântica, principalmente entre os municípios de São José dos Ramos e João Pessoa, região de ocorrência de Floresta Estacional Semidecidual e Savana/Floresta Estacional, conforme Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08;
- Evitar ou minimizar a incidência da LT em áreas de cultivo de cana-de-açúcar, cultura incompatível com linhas de transmissão pela prática de queimadas, bem como com pivôs centrais de irrigação;
- Verificar o melhor ponto para a passagem da linha de transmissão, principalmente no trecho inicial do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana e de expansão de Campina Grande e Queimadas; e com as áreas urbanas de Santa Rita, Bayeux, João Pessoa e Conde;

- Levantar, junto à Prefeitura de João Pessoa, a legislação municipal de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locacionais à futura subestação João Pessoa II; apresentar em mapa a posição da subestação, da LT e dos seccionamentos em relação ao zoneamento do município, comentando em texto as prescrições e eventuais restrições do zoneamento para as zonas onde se inserem os empreendimentos;
- Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes, principalmente entre Campina Grande e Ingá, e nas proximidades da futura SE João Pessoa II;
- Verificar o melhor ponto para o seccionamento das linhas de transmissão 230 kV Goianinha - Mussuré II, Goianinha - Santa Rita II e Mussuré II - Santa Rita II para interligação com a SE João Pessoa II;
- Atentar para a presença dos aeródromos Presidente João Suassuna, em Campina Grande; Professora Francisca Cardoso, em São Miguel de Taipu; e do aeroporto internacional de João Pessoa-Bayeux, Presidente Castro Pinto; cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da LT.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAC. Agência Nacional de Aviação Civil, 2016. Lista de Aeródromos Públicos. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/acesso-rapido/lista-de-aerodromos-publicos>. Acesso em: Agosto de 2016.

_____, 2016b. Lista de Aeródromos Privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/acesso-rapido/lista-de-aerodromos-privados>. Acesso em: Agosto de 2016.

BRASIL. Ministério da Defesa, 2015. Dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas, e dá outras providências. Portaria N° 957/GC3, de 09 de julho de 2015. Diário Oficial da União. Brasília, DF, N° 135, de 17 de julho de 2015, Seção 1, pág. 6.

BRASIL, 2015. Portaria Interministerial nº 60, de 24 de março de 2015. Estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal em processos de licenciamento ambiental de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA.

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa brasileiro de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/downloads/mapas/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: Junho de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2015. Base de Dados Geoespacializados de Cavidades Naturais Subterrâneas. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/downloads/mapas.html>. Acesso em: Dezembro de 2015.

CPRM. Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2002. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br>. Acesso em: Outubro de 2011.

DNIT. Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes, 2016. Relatório de Impacto Ambiental da duplicação da Rodovia BR-104. Disponível em: <http://sudema.pb.gov.br/eia-rima>. Acesso em: Setembro de 2016.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2016. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: Fevereiro de 2016.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2015. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: Agosto de 2015.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2014. Base Cartográfica da Distribuição Municipal de Quilombos Titulados. Disponível em: <http://www.palmares.gov.br>. Acesso em: Setembro de 2014.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2016. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br>. Acesso em: Maio de 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2013. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: Agosto de 2014.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016. Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html>. Acesso em: Janeiro de 2016.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016. Mapa de Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/interface/incra.html?11o8eqocah5ggqtoe4kki11066>. Acesso em: Janeiro de 2016.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2016. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/pagina/detalhes/236/>. Acesso em: Agosto de 2016.

MMA. Ministério de Meio Ambiente - Secretaria de Biodiversidade de Florestas. Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2007a. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1 : 250.000. Disponível em: <http://www.mma.gov.br>. Acesso em: Junho de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2007b. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: Agosto de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm> Acesso em: Janeiro de 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx. Acesso em: Agosto de 2016.

PMCG. Prefeitura Municipal de Campina Grande. Lei Complementar n.º 03, de 09 de outubro de 2006. Revisão do Plano Diretor do Município de Campina Grande.

PMJP. Prefeitura Municipal de João Pessoa. Lei Complementar n.º 03, de 30 de dezembro de 1992. Plano Diretor da Cidade de João Pessoa.

_____. Decreto Nº 6.499, de 20 de março de 2009. Consolida a Lei Complementar Nº 054, de 23 de dezembro de 2008 às disposições da Lei Complementar n.º 03 de 30 de dezembro de 1992.

SANTANA, G.S., ALMEIDA, W.O., ALVES, R.R.N., VASCONCELLOS, A., 2008. Extension of the northern distribution of Onychophora in the brasilian atlantic forest. Biotemas, 21 (2): 161-163, junho de 2008. Disponível em <https://periodicos.ufsc.br/index.php/biotemas/article/download/2175-7925.2008v21n2p161/18983>. Acesso em: Setembro de 2016.

SANTOS, J.S., 2014. Estudos da Tradição Itacoatiara na Paraíba: Subtradição Ingá? Campina Grande, Paraíba. Cópias & Papéis, 2014. 165 pgs. Disponível em: http://mhn.uepb.edu.br/Livros/SANTOS_Juvandi_de_Souza_Estudos_da_Tradicao_Itacoatiara_na_Paraiba_Subtradicao_Inga_isbn978-85-912404-6-3.pdf. Acesso em: Setembro de 2016.

SUDEMA. Superintendência de Administração do Meio Ambiente da Paraíba, 2008. Áreas com potencias para criação de novas unidades de conservação. Disponível em <http://paraiba.pb.gov.br/meio-ambiente-dos-recursos-hidricos-e-da-ciencia-e-tecnologia/uce/>. Acesso em: Setembro de 2016.

USGS. United States Geological Survey, 2012. Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER). Disponível em <http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>. Acesso em: Junho de 2012.

Sites consultados:

<http://pt.wikiloc.com/trilhas/trekking/brazil/paraiba>

<http://geo.aesa.pb.gov.br/>

APÊNDICE A – Tabela de comparação da diretriz da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II

LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 123 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência nas terras quilombolas Grilo e Matão, nos municípios de Riachão do Bacamarte e Mogeiro, respectivamente.	
2. Consultar a Fundação Palmares para averiguar a localização das comunidades quilombolas presentes nos municípios de Riachão do Bacamarte, Ingá, Gurinhém, João Pessoa e Conde, sabendo que tais comunidades poderão estar inseridas no corredor.	
3. Verificar o melhor ponto de passagem do traçado da futura linha de transmissão, entre os municípios de São Miguel de Taipu e Cruz do Espírito Santo, devido ao espaço restrito no aglomerado de projetos de assentamentos.	
4. Evitar interferência no Parque Estadual Mata do Xem-Xem e nas áreas da Mata do Açude dos Reis, da Usina São João e da Pedra do Ingá, tendo em vista que essas áreas são potenciais para a criação de novas unidades de conservação.	

5. Apresentar em mapa a localização das cavernas do Índio, da Onça, do Marés, da Gruta do Lobo Guará e demais cavernas existentes entre os municípios de Santa Rita e João Pessoa, registradas na base do Cecav e em outras bases eventualmente disponíveis, mantendo afastamento da LT e dos seccionamentos em relação a essas cavidades naturais.	
6. Afastar o traçado da futura linha de transmissão de áreas de relevante beleza cênica e de áreas utilizadas para turismo e lazer, como nas serras do Bodopitá, da Velha e do Catolé, tendo em vista que a região apresenta potencial para o ecoturismo e sítios arqueológicos, e da Pedra de Santo Antônio, local de peregrinação religiosa.	
7. Apresentar em mapa a localização do complexo de sítios rupestres e afloramentos rochosos com vestígios arqueológicos na região, tais como a Pedra do Ingá, a Pedra da Torre, a Pedra da Lua e Itacoatiara do Ingá, mantendo afastamento da LT e dos seccionamentos em relação a esses locais.	
8. Entrar em contato com o Iphan para obter a localização exata dos sítios arqueológicos nos municípios de Alhandra, Campina Grande, Fagundes, Ingá, João Pessoa, Mogeiro, Pedras de Fogo, Queimadas, Riachão do Bacamarte e Santa Rita, para que a diretriz da linha de transmissão planejada não tenha qualquer interferência nesses sítios.	
9. Evitar interferência nos remanescentes de vegetação de vegetação nativa no corredor, principalmente na reserva da estação experimental do Instituto Nacional do Semiárido, e na área de mata atlântica no entorno dos açudes Cafundó e dos Reis e da Usina São João.	
10. Evitar interferência em remanescentes de mata atlântica, principalmente entre os municípios de São José dos Ramos e João Pessoa, região de ocorrência de Floresta Estacional Semidecidual e Savana/Floresta Estacional, conforme Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06 e Decreto nº 6.660/08.	
11. Evitar ou minimizar a incidência da LT em áreas de cultivo de cana-de-açúcar, cultura incompatível com linhas de transmissão pela prática de queimadas, bem como em pivôs centrais de irrigação.	

12. Verificar o melhor ponto para a passagem da linha de transmissão, principalmente no trecho inicial do corredor, tendo em vista a proximidade com a área urbana e de expansão de Campina Grande e Queimadas; e no trecho final, em Santa Rita, Bayeux, João Pessoa e Conde.	
13. Levantar, junto à Prefeitura de João Pessoa, a legislação municipal de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locacionais à futura subestação João Pessoa II; apresentar em mapa a posição da subestação, da LT e dos seccionamentos em relação ao zoneamento do município, comentando em texto as prescrições e eventuais restrições do zoneamento para as zonas onde se inserem os empreendimentos.	
14. Atentar para os possíveis cruzamentos com as linhas de transmissão existentes, principalmente entre Campina Grande e Ingá, e nas proximidades da futura SE João Pessoa II.	
15. Verificar o melhor ponto para o seccionamento das linhas de transmissão 230 kV Goianinha - Mussurú II, Goianinha - Santa Rita II e Mussurú II - Santa Rita II para interligação com a SE João Pessoa II.	
16. Atentar para a presença dos aeródromos Presidente João Suassuna, em Campina Grande; Professora Francisca Cardoso, em São Miguel de Taipu; e Presidente Castro Pinto, em João Pessoa; cujos cones de aproximação deverão ser observados ao se definir a diretriz da LT.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE JOÃO PESSOA II (500 KV)

SE João Pessoa II (500 kV) e seccionamentos associados	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da João Pessoa II em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE João Pessoa II no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE João Pessoa II: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Atentar para a proximidade com a área urbana e de expansão de João Pessoa e Conde.	
2. Levantar junto à Prefeitura de João Pessoa a legislação municipal de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locacionais à futura subestação João Pessoa II.	
3. Verificar o melhor ponto para o seccionamento das linhas de transmissão 230 kV Goianinha - Mussuré II, Goianinha - Santa Rita II e Mussuré II - Santa Rita II para interligação com a SE João Pessoa II.	
4. Evitar interferência nas cavernas do Índio, da Onça e a Gruta do Lobo Guará.	
5. Evitar interferência no projeto de assentamento Águas Turvas.	