



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS

*Atendimento ao Complexo Porto do Açu e Santo
Amaro no Estado do Rio de Janeiro*

Outubro de 2021

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)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Atendimento ao Complexo Porto do Açu e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Giovani Vitória machado

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Elisângela Medeiros de Almeida

Análise Técnico-Econômica

Maxwell Cury Júnior (coordenação)

Armando Leite Fernandes

Daniel José Tavares de Souza

Rafael Theodoro Alves e Mello

Sérgio Felipe Falcão Lima

Análise Socioambiental

André Cassino Ferreira

Kátia Gisele Soares Matosinho

Leonardo de Souza Lopes

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 – Centro
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-080/2020-rev1

Data: 01/10/2021

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

 <p>Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><i>Contrato</i> _____</p> <p><i>Data de assinatura</i> _____</p>
<p><i>Projeto</i></p> <p align="center">ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO</p>	
<p><i>Área de estudo</i></p> <p align="center">Estudos do Sistema de Transmissão</p>	
<p><i>Sub-área de estudo</i></p> <p align="center">Análise Técnico-Econômica e Socioambiental</p>	
<p><i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i></p> <p>EPE-DEE-RE-080/2020-rev1 Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro</p>	
<p><i>Revisões</i></p> <p>Rev1</p>	<p><i>Data</i></p> <p>01/10/2021</p> <p><i>Descrição sucinta</i></p> <p>i) retificação da modularização dos trafos da SE 345/138 kV Porto do Açú devido ao aumento de carga do Complexo Porto do Açú, informado pela Enel Distribuição Rio, em relação à carga considerada na versão original do estudo; ii) indicação de um novo terreno para a SE; e iii) inclusão de Análise Socioambiental.</p>

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

APRESENTAÇÃO

O Relatório original analisou alternativas para atendimento ao aumento de carga previsto para o Complexo Porto do Açú. Foram analisadas alternativas que contemplavam a instalação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na localidade, bem como alternativas que contemplavam reforços no sistema distribuidor. A implantação de uma nova SE 345/138 kV com apenas um banco de autotransformadores de capacidade de 180 MVA na localidade do Porto Açú foi a que apresentou o menor custo global. Não se recomendou a confecção dos Relatórios necessários para o início do processo licitatório quando da emissão do Relatório original, uma vez que a necessidade da implantação dessa nova SE de fronteira é somente para o ano de 2026. Além do mais, devido ao pequeno porte das obras, foi considerado salutar somente dar início ao respectivo processo licitatório *a posteriore*, permitindo o acompanhamento da consolidação da real implantação dos empreendimentos do Complexo.

Recentemente, conforme [14], o consumidor informou uma nova previsão de aumento da carga das suas instalações, cerca de 14% maior em relação ao inicialmente previsto. Assim, verificou-se que a concepção dessa nova SE de Rede Básica de Fronteira, denominada inicialmente SE Açú 345/138 kV, com apenas um banco de autotransformadores se mostrou inadequada face a este aumento, uma vez que, a perda desse único banco passaria a acarretar sobrecargas inadmissíveis no sistema distribuidor.

Desta forma a modularização dessa nova SE foi alterada para dois bancos de autotransformadores de 150 MVA cada e verificou-se, conforme mostrado no Capítulo 8, que essa modificação não alterou o mérito da indicação dessa nova SE na localidade. Por conta de SE homônima na região Nordeste, optou-se por alterar o nome da nova SE para Porto do Açú 345/138 kV.

Na versão original do estudo foi considerado nas análises um terreno contíguo à SE 138 kV Açú da Enel Rio para a construção da nova SE devido à proximidade do mesmo com essa SE da Distribuidora local, bem como por haver algumas benfeitorias já existentes no terreno que foram detalhadas no Relatório original. Porém, verificou-se, quando da análise socioambiental, que foi emitida a Licença Prévia [16] para a implantação do ramal exclusivo de 500 kV da conexão da UTE GNA III, a se conectar na SE 500 kV Campos 2, com 37,42 km de extensão, cruzando o referido terreno de modo a inviabilizá-lo para a implantação da nova SE 345/138 kV Porto do Açú, considerando-se as expansões futuras previstas. Desta forma, foram necessárias novas análises técnicas e econômicas considerando-se este novo posicionamento da SE. A escolha do novo terreno e análise socioambiental da SE e seccionamento está detalhada na *Nota Técnica EPE/DEA/SMA 014/2021 – Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro*, apresentada ao final deste relatório, sendo parte integrante deste Relatório R1.

Sumário

Apresentação.....	1
Sumário	2
Índice de Figuras.....	4
Índice de Tabelas	5
Lista de Siglas e Abreviaturas	6
1 Introdução	7
1.1 Considerações Iniciais.....	7
1.2 Objetivos Gerais	8
2 Conclusões	10
3 Recomendações	12
4 Critérios e Premissas	16
4.1 Parâmetros Econômicos	16
4.2 Perdas Elétricas.....	16
4.3 Topologia, Mercado e Geração regional	17
Topologia.....	17
Mercado.....	17
Geração Regional.....	19
4.4 Limites de Carregamento	19
4.5 Limites de Tensão	19
4.6 Fator de Potência	20
5 Diagnóstico	21
6 Descrição das Alternativas.....	23
6.1 Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açú	23
6.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açú (Enel) C2	26
6.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açú (Enel) C1.....	26
6.4 Obras Comuns das Alternativas	27
7 Análise do Desempenho das alternativas.....	28
7.1 Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açú	28
7.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açú (Enel) – C2.....	31
7.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açú (Enel) - C1.....	31
8 Análise Econômica	33
9 Otimização dos Condutores da Rede Básica	35
10 Energização e Rejeição de Carga	36

11	Análise de Curto-Circuito	37
12	Análise Socioambiental	38
13	Referências	39
14	Equipe Técnica	41
15	Ficha PET.....	42
16	Anexo 1: Plano de Obras das Alternativas	44
17	Anexo 2: Ofício UTE GNA I	45
18	Anexo 3: Carta Porto do Açú Operações S.A	45
19	Nota Técnica EPE/DEA/SMA 014/2021 – Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro ...	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema Elétrico Regional.....	8
Figura 2-1 – Alternativa vencedora – Nova SE Porto do Açu 345/138 kV – Pátio 345 kV – DJM	10
Figura 2-2 – Alternativa vencedora – Nova SE Porto do Açu 345/138 kV – Pátio 138 kV – BD4	11
Figura 3-1 – Diagrama esquemático da SE 345/138 kV Porto do Açu.....	13
Figura 6-1 – Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu	23
Figura 6-2 – Terreno contíguo à SE 138 kV Açu (Enel).....	24
Figura 6-3 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu – Pátio 345 kV - DJM.....	25
Figura 6-4 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu – Pátio 138 kV – BD4	25
Figura 6-5 – Alternativa 2 – LD 138 kV Mombaça – Açu (Enel) C2	26
Figura 6-6 – Alternativa 3 – LD 138 kV Campos – Açu (Enel) C1	27
Figura 9-1 – Comparação econômica entre alternativas (R\$x1000 e %).....	34

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações.....	12
Tabela 3-2 – Obras recomendadas de linhas de Rede Básica	12
Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição	14
Tabela 3-4 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas em subestações de distribuição.....	14
Tabela 3-5 – Instalações a implantar em 2026 e o total com futuras expansões.....	15
Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários (%)	16
Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga (horas).....	17
Tabela 4-3 – Demandas do Porto Açu – Atuais e Futuras (MW).....	18
Tabela 4-4 – Capacidade Nominal e de Emergência das linhas de transmissão e distribuição (MVA)	19
Tabela 4.5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão (pu)	20
Tabela 5-1 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – Ano 2025.....	21
Tabela 5-2 – Níveis de Tensão (pu) – Ano 2025	21
Tabela 5-3 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – 2026 e 2034	22
Tabela 5-4 – Níveis de Tensão (pu) – 2026 e 2034.....	22
Tabela 5-5 – Obras de Rede Básica no Estado do Rio de Janeiro consideradas executadas.....	22
Tabela 6-1 – Obras para conexão e eliminação de restrição de geração da UTE GNA I	26
Tabela 7-1 – Carregamento em condição normal de operação – Alternativa 1.....	28
Tabela 7-2 – Valores de Tensão em condição normal de operação (pu) – Alternativa 1	29
Tabela 7-3 – Valores de Carregamento em relação à capacidade de emergência na perda de 1 LT 345 kV Campos - Açu – Alternativa 1	29
Tabela 7-4 – Valores de Tensão na perda de 1 LT 345 kV Campos – Porto do Açu (pu) – Alternativa 1	30
Tabela 7-5 – Valores de Carregamento em relação à capacidade de emergência na perda transformação 345/138 kV da nova SE Porto do Açu – Alternativa 1	30
Tabela 7-6 – Valores de Tensão na perda da transformação 345/138 kV da nova SE Porto do Açu (pu) – Alternativa 1	30
Tabela 7-7 – Valores de Carregamento em condição normal de operação (%) - Alternativa 2	31
Tabela 7-8 – Valores de Tensão (pu) – Alternativa 2	31
Tabela 7-9 – Valores de Carregamento em condição normal de operação (%) - Alternativa 3	32
Tabela 7-10 – Valores de Tensão (pu) – Alternativa 3	32
Tabela 9-1 – Comparação de Custos de Alternativas (R\$x1000 e %)	34
Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito 3Ø - ano 2034	37
Tabela 15-1 – Alternativa 1: Plano de obras.....	44
Tabela 15-2 – Alternativa 2: Plano de Obras	44
Tabela 15-3 – Alternativa 3: Plano de Obras	44

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
CME	Custo Marginal de Expansão
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
Enel Rio	Empresa de Distribuição de energia elétrica com atuação na área estudada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NCC	Nível de Curto-Circuito
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SE	Subestação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
TR	Transformador
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A Distribuidora Enel Rio apresentou à EPE o relatório intitulado “*Estudo de Diagnóstico do Sistema de Atendimento ao Cliente Açú*” [2], através do qual informa o pedido de conexão para atendimento de novas unidades consumidoras, a serem instaladas na área do Porto do Açú, localizada no município de São João da Barra. O montante total final apresentado pela Enel Rio para atendimento foi de 95,22 MW a partir do ano de 2026. Para esse atendimento a Distribuidora sugere a inclusão de uma alternativa via nova subestação de Rede Básica de Fronteira, suprida a partir do seccionamento da linha de uso exclusivo em 345 kV da UTE GNA I. Posteriormente, após a emissão do Relatório original, esse valor foi alterado de 95,22 MW para 105,22 MW, conforme [14].

Assim, a EPE iniciou estudo para avaliar não só a possibilidade de atendimento via Rede Básica de Fronteira, mas também considerando alternativas com reforços exclusivamente de Distribuição, visando identificar aquela de menor custo global para atendimento ao aumento de carga supracitado. Adicionalmente ao aumento de carga informado, a Enel Rio prevê a expansão do seu sistema distribuidor local para atendimento à localidade de Santo Amaro através de uma nova LD 138 kV Açú (Enel) (antiga MMX) - nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro. Doravante, a SE 138 kV Açú (Enel) (antiga MMX) será denominada simplesmente de SE 138 kV Açú (Enel).

O atendimento ao Porto Açú é realizado atualmente pela SE 138/34,5 kV Açú (Enel). Esta SE por sua vez é alimentada pela LD 138 kV Mombaça - Açú (Enel). O atendimento à localidade de Santo Amaro será feito através da implantação da nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro e da LD 138 kV Açú (Enel) – Santo Amaro, obras estas previstas no PDD ANEEL – Plano de Desenvolvimento da Distribuição da Enel Rio para 2025.

A Figura 1-1 mostra um esquemático simplificado do sistema elétrico da área de interesse no ano 2026, considerando-se todas as obras planejadas executadas, obras estas relacionadas na Tabela 5-5 e Tabela 6-1, bem como a implantação da nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro.

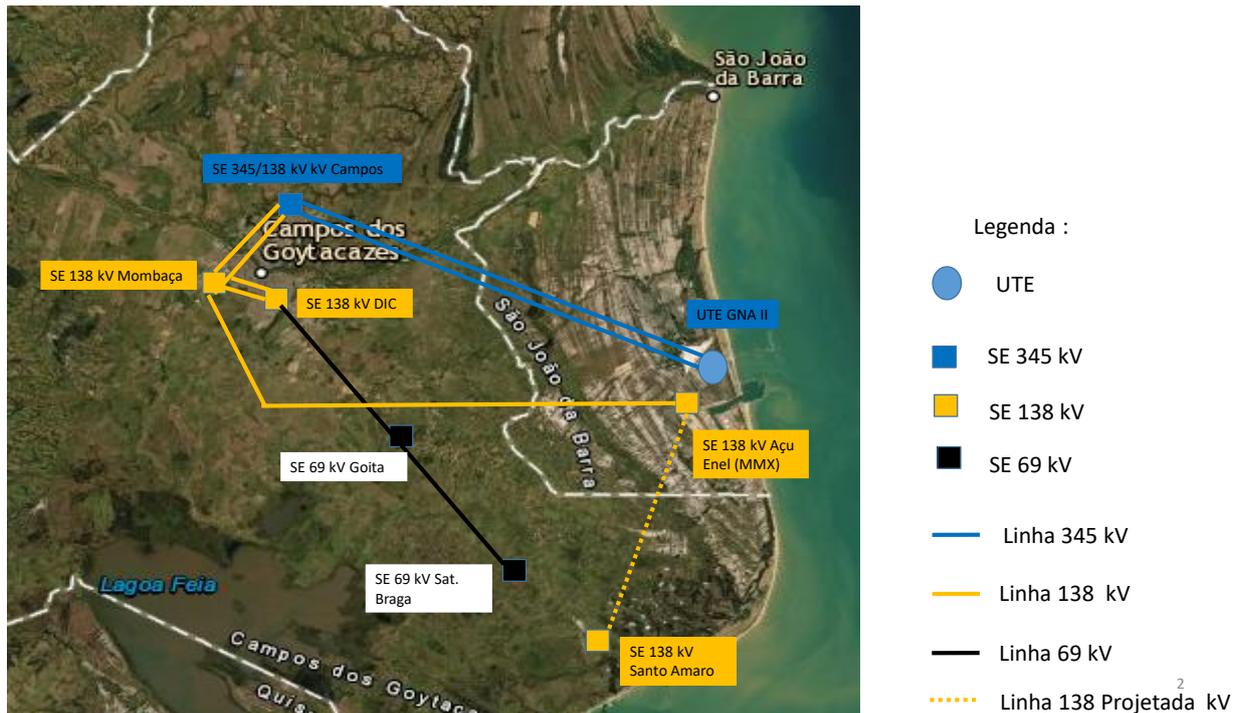


Figura 1-1 – Sistema Elétrico Regional

Conforme a Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.769 [10], a autorização referente à Usina Termelétrica Novo Tempo foi transferida da Novo Tempo S.A. para a UTE GNA I Geração de Energia Ltda, bem como houve alteração do nome da usina para Usina Termelétrica Novo Tempo GNA II. Posteriormente, conforme Despacho ANEEL nº 2675 [15], o nome da UTE foi alterado para UTE GNA I. Para efeito deste Relatório esta usina será denominada apenas como UTE GNA I. As coordenadas geográficas da referida UTE são: 21° 50' 42.82" S / 41° 01' 05.50" W para pronta referência.

Segundo o Despacho ANEEL nº 3.949 [9], a localização física da UTE GNA I foi transferida do município de Ipojuca, no estado de Pernambuco, para o município de São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro, bem como autorizou o aumento da potência instalada da usina para 1.298 MW. Posteriormente, conforme Despacho ANEEL nº 2675 [15], a potência instalada foi alterada para 1.338 MW. O novo ponto de conexão passou a ser o barramento da SE 345 kV Campos, de propriedade da Eletrobras Furnas. A conexão será realizada através de um circuito duplo em 345 kV com cerca de 52,6 km de extensão segundo este Despacho.

A SE 345/138 kV Campos é uma importante subestação de Rede Básica de Fronteira pois, além de atender a carga do município de Campos e vizinhança, atende parte da região norte do estado do Rio de Janeiro e até parte da região sul do estado do Espírito Santo.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é definir a alternativa de mínimo custo global para atendimento ao aumento de carga do Complexo Porto Açú, e atendimento a localidade de Santo Amaro, conforme informações

apresentadas pela Enel Rio, uma vez que o sistema de Distribuição local não tem capacidade para atendimento a esses aumentos de carga sem novos investimentos em reforços estruturais [2] e [14].

Especificamente, o estudo irá observar a seguinte metodologia:

- Atualização de carga e topologia de rede considerando o aumento de carga informado para o Complexo do Porto Açu e o atendimento à localidade de Santo Amaro;
- Identificação do cenário de referência para a determinação das obras;
- Reprodução de casos de simulação até o ano de 2034, sendo os anos a partir de 2031 obtidos a partir da extrapolação da carga considerando-se o crescimento vegetativo da área em análise;
- Montagem das alternativas e determinação do mínimo custo global; e
- Avaliação do desempenho em condição normal de operação e em emergência da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e em condição normal para o sistema de Distribuição.

2 CONCLUSÕES

O estudo concluiu que, uma vez consolidado o aumento de carga previsto para o Complexo Porto do Açú, e ampliado o sistema de Distribuição local para atendimento à localidade de Santo Amaro através da implantação de uma nova SE 138 kV nesta localidade, a alternativa de mínimo custo global é a que propõe a implantação de uma Nova SE 345/138 kV nas proximidades do Complexo Porto do Açú com 2 bancos de autotransformadores de 150 MVA com 1 fase reserva (6+1R x 50 MVA), conforme mostrado simplificadaamente na Figura 2-1 e Figura 2-2 .

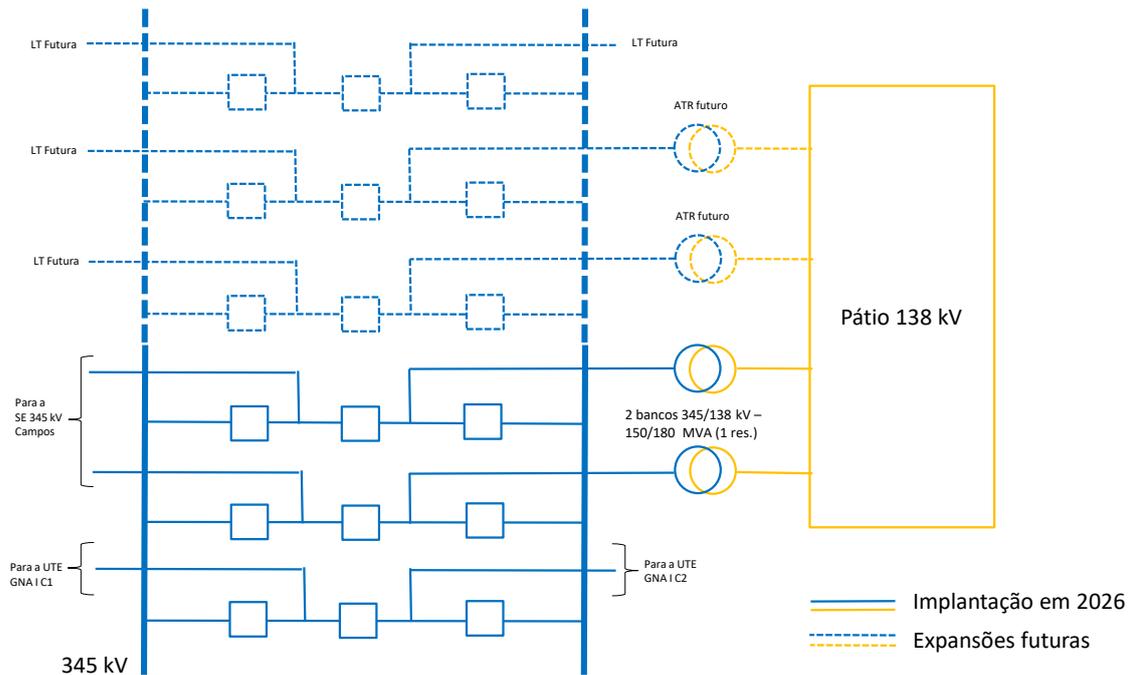


Figura 2-1 – Alternativa vencedora – Nova SE Porto do Açú 345/138 kV – Pátio 345 kV – DJM

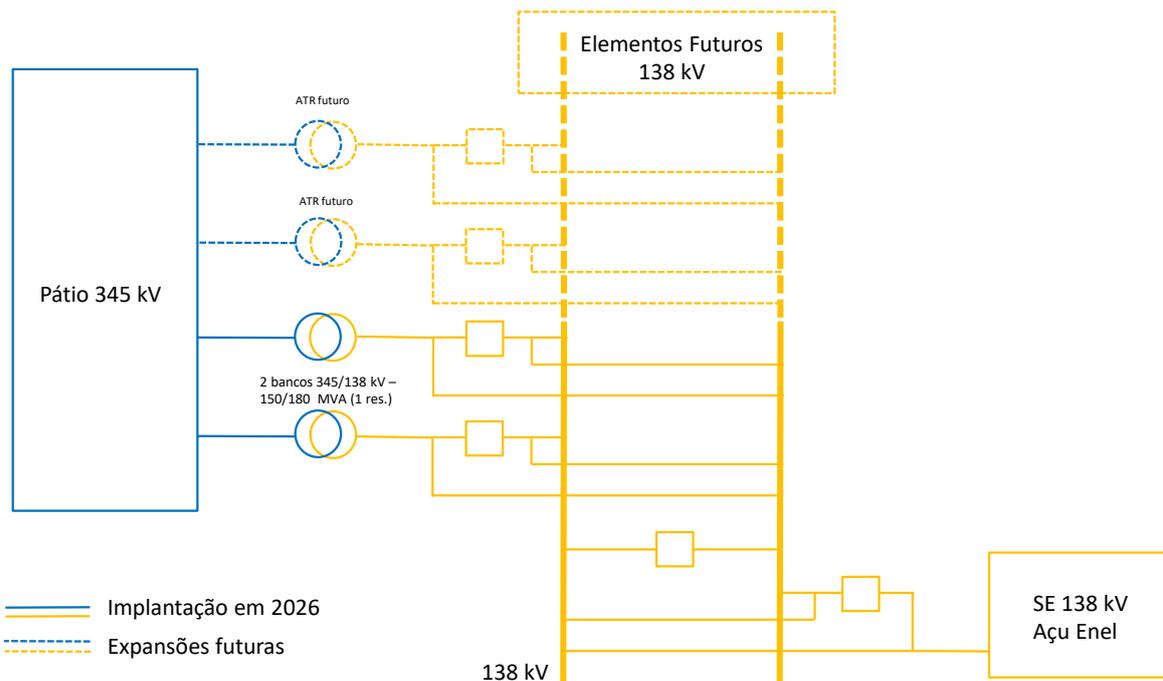


Figura 2-2 – Alternativa vencedora – Nova SE Porto do Açú 345/138 kV – Pátio 138 kV – BD4

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais da ordem de R\$ 215 milhões até o final do horizonte do estudo, sendo R\$ 154 milhões na Rede Básica de Fronteira e R\$ 61 milhões no sistema de Distribuição da Enel Rio.

Na versão original foi considerado nas análises um terreno contíguo à SE 138 kV Açú da Enel Rio para a instalação da nova SE devido à proximidade do mesmo com essa SE da Distribuidora local, bem como por algumas benfeitorias já existentes no terreno e detalhadas no Relatório original. Porém, verificou-se que foi emitida a Licença Prévia [16] para a implantação do ramal exclusivo de 500 kV da conexão da UTE GNA III, a se conectar na SE 500 kV Campos 2, com 37,42 km de extensão, cruzando o referido terreno inviabilizando-o para a implantação da nova SE 345/138 kV Porto do Açú, considerando-se as expansões futuras previstas. Desta forma, foram necessárias novas análises técnicas e econômicas considerando-se este novo posicionamento da SE, um dos motivos desta Revisão. Estas considerações estão detalhadas no item 6.1. A escolha do novo terreno está detalhada na NT-EPE-DEA-SMA-014/2021, em anexo a esta Revisão.

Com relação aos investimentos na Distribuição, R\$ 19,7 milhões referem-se a obras da interligação da SE 138 kV Açú (Enel) à Nova SE Porto do Açú 345/138 kV, sendo este custo referenciado aos Custos Aneel [4]. O restante do custo da Distribuição refere-se à implantação da nova SE 138 kV Santo Amaro e respectiva linha de 138 kV, custo este referenciado ao PDD ANEEL – Plano de Desenvolvimento da Distribuição da Enel Rio para 2025. Salienta-se que os investimentos relativos à implantação desta nova SE Santo Amaro são referentes a obras comuns a todas as alternativas, não impactando, portanto, no mérito da escolha da alternativa vencedora.

3 RECOMENDAÇÕES

A Tabela 3-1 mostra as obras recomendadas para a Rede Básica de Fronteira.

Nome	Tensão(KV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Porto do Açú	345/138	DJM/BD4	7	Autotransformador monofásico (6+1R) x 50 MVA	2026
			2	Conexão de Transformador 345 kV	
			2	Conexão de Transformador 138 kV	
			4	Entradas de Linha 345 kV	
			3	Interligação de Barras 345 kV	
			1	Interligação de Barras 138 kV	
			1	Entrada de Linha 138 kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de manobra 345 kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de manobra 138 kV	
			1	Módulo Geral	

Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações

A Tabela 3-2 mostra as obras recomendadas referentes a linhas de Rede Básica. Trata-se do seccionamento da LT 345 kV Campos - UTE GNA I, CD, para atendimento à nova SE Porto do Açú.

Obra	Descrição	Ano
Seccionamento LT 345 kV Campos-UTE GNA I (Circuito Duplo)	Circuito Duplo 345 kV - 2x954 MCM (Rail) - 2 trechos de 2,5 km	2026

Tabela 3-2 – Obras recomendadas de linhas de Rede Básica

A resistência de sequência positiva esperada é de 0,0350 Ω /km para a configuração de uma linha de circuito duplo 2x954 MCM Rail.

A fase reserva dos bancos de autotransformadores 345/138 kV deverá ser posicionada na SE de modo a permitir a substituição de qualquer fase defeituosa em menos de 4 horas, considerando-se também a possibilidade de expansões futuras conforme . A Figura 3-1 mostra uma proposta de configuração da SE.

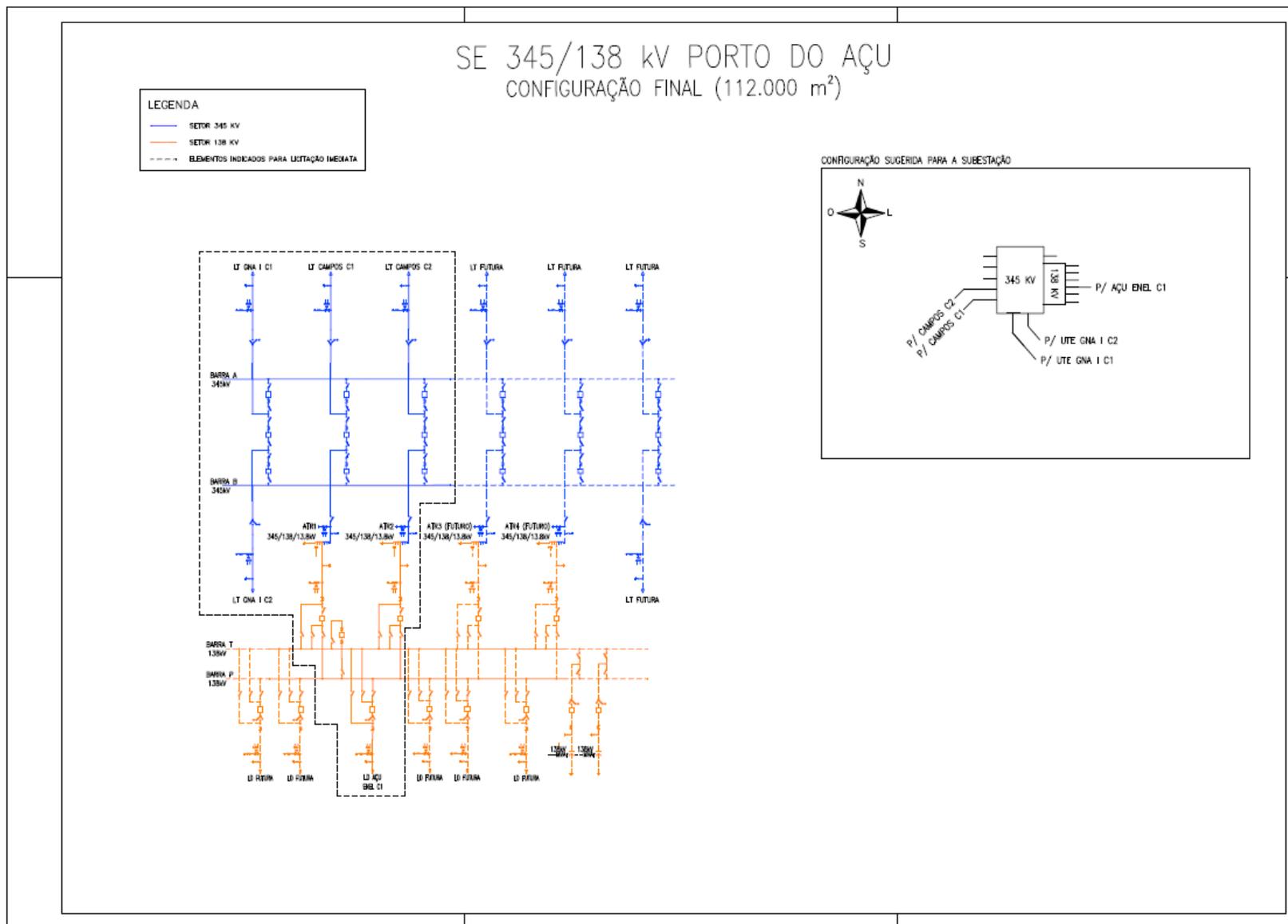


Figura 3-1 – Diagrama esquemático da SE 345/138 kV Porto do Açú

Na Tabela 3-3 e Tabela 3-4 são mostradas as obras recomendadas para o sistema de Distribuição.

Origem	Destino	Circuito	Extensão(km)	Tensão(kV)	Ano
Porto do Açú	Açú Enel	1	15	138 kV	2026
Açú Enel	Santo Amaro	1	20	138 kV	****
****	Obra já prevista no PDD ANEEL para 2025				

Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição

A linha de interligação 138 kV entre as SEs Porto do Açú e Açú Enel foi considerada com a configuração 1x900 MCM Ruddy.

Nome	Tensão(KV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Açú Enel	138	BPT	1	Entrada de Linha 138 kV	2026
			1	Módulo de Infraestrutura de manobra 138 kV	
Santo Amaro	138/13,8	Nova SE 138/13,8 kV com banco de capacitores 138 kV de 22 MVAR			*****
*****	Obra já prevista no PDD ANEEL para 2025				

Tabela 3-4 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas em subestações de distribuição

Uma vez que a data de necessidade das obras é janeiro de 2026, e que se trata de uma subestação de Rede Básica de pequeno porte, recomenda-se a elaboração imediata e o envio dos respectivos Relatórios complementares (R3 e R5) à ANEEL até o início de janeiro de 2022 de modo a permitir a licitação do conjunto de obras no Leilão de Transmissão a ser realizado ao final do segundo semestre de 2022, data compatível com a outorga, construção e entrada em operação do empreendimento até a data de necessidade identificada.

- Em relação ao Relatório R2 tecemos os seguintes comentários:

Para o trecho de seccionamento da LT 345 kV Campos - UTE GNA I na SE 345/138 kV Porto do Açú, em circuito duplo, de cerca de 2,5 km, considerando as características do novo trecho de Rede Básica resultante do referido seccionamento, qual seja a LT 345 kV Campos – Porto do Açú C1 e C2, tendo em vista, entre outros aspectos, seu comprimento reduzido (cerca de 42 km) e a rede adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra.

Para os 1º e 2º ATF 345/138 kV, 150 MVA, da SE Porto do Açú, devido a potência desses equipamentos, considerando as características da rede elétrica adjacente, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2 para este empreendimento. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas correntes

e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre os ATF objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de dispositivos sincronizadores.

- Em relação ao Relatório R4 tecemos os seguintes comentários:

Recomendamos a elaboração desse relatório para as instalações relacionadas ao seccionamento da LT 345 kV Campos - UTE GNA I (CD) na SE 345/138 kV Porto do Açú, contemplando a caracterização da LT 345 kV a ser seccionada, bem como equipamentos associados em cada uma de suas extremidades.

- Em relação aos Relatórios R3 e R5 ambos são necessários, pois:

R3: Os empreendimentos (SE e LT de seccionamento) situam-se em região com áreas alagadas e sujeitas a inundação, fato que torna importante a realização de campo para avaliar os melhores locais e indicar a necessidade de obras civis complementares, tal como alteamento de terreno para construção da SE; e pela proximidade com o Complexo do Porto do Açú, com diversas infraestruturas planejadas (gasodutos, estrada, oleodutos Gasof e Gasinf, linhas de transmissão e ferrovia, entre outras).

R5: Proximidade com o Complexo do Porto do Açú e infraestruturas planejadas citadas acima; e presença de cultivo de cana-de-açúcar na área referencial.

A área do terreno deve ser compatível com o tamanho final da subestação considerando a etapa inicial e expansões futuras solicitadas, conforme mostrado na Tabela 3-5. A área estimada total é de cerca de aproximadamente 111.150 m² (285 por 390 m), sendo que se estima 76.000 m² para utilização e construção imediata e 35.150 m² para expansões futuras.

Instalação	Tensão(kV)	2026	Final
Entrada de linha	345	4	8
Interligação de Barras	345	3	6
Conexão de transformadores	345	2	4
Entrada de linha	138	1	6
Interligação de Barras	138	1	1
Conexão de transformadores	138	2	4
Conexão de banco capacitor	138	0	2

Tabela 3-5 – Instalações a implantar em 2026 e o total com futuras expansões

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

De forma a definir o desempenho de longo prazo do sistema elétrico em questão, para cada uma das alternativas analisadas, foi estabelecido como período de estudo os anos de 2025 a 2034. O ano inicial escolhido refere-se ao ano de início do aumento de carga pretendido do Complexo Porto Açu e da implantação da nova SE 138 kV Santo Amaro, já consolidada pela Enel Rio para o ano 2025.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar ao MME uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento [2].

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo estão de acordo com o documento [3].

4.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base no documento [4], sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2026, ano horizonte 2034 e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5% como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.2 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio, com o valor de 247,44 R\$/MWh [5].

Foram utilizados para o cálculo das perdas elétricas seis casos de fluxo de potência, sendo eles a combinação dos três patamares de carga (pesada, média e leve), e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco, com duas permanências ponderadas entre patamares e cenários.

Nos cenários de geração, foi considerada uma permanência de 7 meses para os cenários de hidrologia da região Norte desfavorável (Seco) e 5 meses para os cenários de hidrologia favorável (Úmido), correspondendo à permanência indicada a seguir.

Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários (%)

Cenário	Permanência
Seco	58%
Úmido	42%

Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 4-2, de forma que cada patamar teve sua duração referenciada à respectiva participação semanal.

Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga (horas)

Patamar de Carga	Duração	Seg. à Sáb.	Dom. e Fer.	Semana
Pesada	3	18 - 21	-	18
Média	14	07 - 18 / 21 - 24	17 - 22	89
Leve	7	00 - 07	00 - 17 / 22 - 24	61
TOTAL	24	24	24,00	168

4.3 Topologia, Mercado e Geração regional

Topologia

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, para o qual foram atualizados:

- Topologia da rede de distribuição: fornecidos pela Enel Rio; e
- Topologia da rede de transmissão e plano de geração do estado: extraídos dos estudos mais recentes da região[12][13].

Foi considerado neste estudo que todas as obras necessárias à conexão da UTE GNA I na SE 345 kV Campos foram realizadas, visto que a previsão atual para tal é final do ano 2021. As respectivas obras estão detalhadas na Tabela 6-1.

Mercado

O Complexo Portuário do Porto do Açu, localizado no município de São João da Barra no estado do Rio de Janeiro tem uma área aproximada de 90 km² e foi concebido com o conceito de porto industrial, contemplando as atividades portuárias bem como indústrias no segmento de mineração, siderurgia, carga geral, granéis líquidos, bases de apoio *offshore* entre outros.

O aumento de carga deste empreendimento previsto para os próximos anos foi informado pela Enel Rio através de [1] e posteriormente atualizado [14]. Para pronta referência, informamos esses valores já atualizados na Tabela 4-3.

Cargas Existentes		
Cliente	Tensão	Demanda Contratada (MW)
Águas do Açú	220 V	0,4
Anglo American	138 kV	5,7
B Port	34,5 kV	0,8
Empreiterópolis	13,8 kV	0,5
Euro	220 V	0,5
Ferro Port	138 kV	10,42
Intermoor	220 V	0,1
NFX/BP Prumo	34,5 kV	1,5
Nov	34,5 kV	3,5
Technip	34,5 kV	2,5
Tmult	34,5 kV	0,3
UTE I e UTE II (GNA)	34,5 kV	2,5
Oceanpact	34,5 kV	0,2
TOTAL	-	28,92
Entrada prevista até dezembro de 2025		
Cliente	Tensão	Demanda Contratada (MW)
Açú Petróleo - Tancagem	138 kV	18
Heliporto	13,8 kV	1
Condlog	34,5 kV	1,5
Hotel	220 V	0,5
UTE III e UTE IV	34,5 kV	2,5
Truck Center	34,5 kV	1
Minirefinaria	-	12
Dome	34,5 kV	4
Molhe Sul	34,5 kV	2
TOTAL	-	42,5
Entrada prevista a partir de 2026		
Cliente	Tensão	Demanda Contratada (MW)
Expansão Apoio OFFShore	-	1
Centro Náutico	-	0,2
Expansão T2 (BAO 50)	-	3,5
UPGN	-	12
Fertilizantes	-	5
Pólo Gás Químico	-	5
Ferrovia	-	0,1
ZPE	-	5
Fábrica de equipamentos	-	2
TOTAL	-	33,8
TOTAL GERAL	-	105,22

Tabela 4-3 – Demandas do Porto Açú – Atuais e Futuras (MW)

Resumidamente, a carga atual é da ordem de 28,92 MW, evoluindo para 71,42 MW em 2025, e atingindo o valor total de 105,22 MW a partir de 2026. Devido à característica industrial das cargas locais a Enel Rio informou que ela terá um comportamento praticamente *flat*.

Para determinação do cenário dimensionador das obras foi escolhido o cenário de carga pesada, região Norte seca, pois apresentou o maior carregamento na SE 345/138 kV Campos.

Geração Regional

Devido à característica radial do sistema de Distribuição em análise, o mesmo não é influenciado pelos despachos de geração considerados, a exceção da UTE GNA I que foi considerada despachada normalmente.

4.4 Limites de Carregamento

Os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação em regime normal e de emergência de longa duração (4 horas), são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

A Tabela 4-4 mostra os valores de capacidade nominal e de emergência das linhas presentes na região de análise.

Instalação	Tensão (kV)	Capacidade Nominal/Emergência (MVA)
LD Campos - Mombaça	138	311/311
LD Mombaça - Açú (Enel)	138	96/122
LD Açú (Enel) - Santo Amaro	138	96/122
Ramal exclusivo UTE GNA I	345	1056/1537

Tabela 4-4 – Capacidade Nominal e de Emergência das linhas de transmissão e distribuição (MVA)

Os valores das capacidades das linhas de 138 kV foram atualizados e informados pela Enel Rio. As capacidades do ramal exclusivo 345 kV da UTE GNA I foram confirmadas pelo controlador da usina, GNA I Geração de Energia LTDA [7], em resposta à consulta oficial feita pela EPE através do Ofício EPE [11].

Para as linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE.

Para os transformadores novos, adotou-se o limite de emergência de 120% da capacidade nominal, por um período de 4 horas.

4.5 Limites de Tensão

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [6] foram considerados os limites de tensão conforme Tabela 4.5 a seguir. Para barras de conexão à Rede Básica de agentes de Distribuição e de

consumidores livres ou potencialmente livres, devem ser adotados, em contingência, os mesmos limites de operação normal.

Tensão Nominal(kV)	Condição Operativa Normal(pu)	Condição Operativa Emergência(pu)
< 230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
345	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05

Tabela 4.5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão (pu)

Nas simulações, contingências na rede não devem provocar variações de tensão superiores a 10% da tensão nominal de operação nas barras de Rede Básica de Fronteira associadas aos acessos de agentes de Distribuição ou de consumidores.

4.6 Fator de Potência

Nos pontos de conexão à Rede Básica e nos barramentos de fronteira, os acessantes devem manter o fator de potência entre 0,95 indutivo a 1,0, para tensão nominal de 138 kV, de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [6].

Para fins de compensação reativa, considerou-se que a Distribuidora local cumprirá com o programa de instalação de bancos de capacitores necessário para cumprimento dos requisitos mínimos exigidos pela regulação.

5 DIAGNÓSTICO

Conforme exposto nos capítulos anteriores, o objetivo é analisar o desempenho do sistema de Distribuição local para atendimento ao aumento de carga previsto para o Complexo do Porto Açu e na localidade de Santo Amaro.

Para fins de diagnóstico, analisou-se a partir de 2025 uma vez que, conforme o item 4.3, o aumento de carga do Porto Açu começa a partir deste ano, bem como é o ano a partir do qual será implantada a nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro.

A Tabela 5-1 a seguir mostra o percentual de carregamento em relação à capacidade nominal das instalações que são mais afetadas pelos aumentos de carga indicados, considerando as condições normais de operação.

Instalação	Percentual de carregamento(%)
Bancos 345/138 kV Campos	63,3
LD 138 kV Campos-Mombaça	34,5
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	90,3
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	16,8

Tabela 5-1 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – Ano 2025

A Tabela 5-2 a seguir mostra os valores de tensão nas barras da região de análise, considerando-se a condição normal de operação, no ano 2025.

Barramento 138 kV	Tensão (pu)
SE Campos	1,027
SE Mombaça	1,024
SE Açu (Enel)	0,961
SE Santo Amaro	0,967

Tabela 5-2 – Níveis de Tensão (pu) – Ano 2025

Verifica-se, portanto, que uma vez que se adota para o sistema de Distribuição o critério N, conforme item 1.2, não há problemas para atendimento aos aumentos de carga, tanto a nível de carregamento quanto aos níveis de tensão até o ano 2025. Vale destacar que os bancos capacitores da nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro são fundamentais para manter os níveis de tensão na região minimamente adequados em 2025.

A Tabela 5-3 a seguir mostra o percentual de carregamento em relação a capacidade nominal das instalações que são mais afetadas pelos aumentos de carga indicados, considerando as condições normais de operação dos anos 2026 e 2034.

Instalação	Percentual de carregamento(%)	
	2026	2034
Bancos 345/138 kV Campos	66,9	83,4
LD 138 kV Campos-Mombaça	39,4	48,2
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	119,6	124,1
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	15,2	20,2

Tabela 5-3 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – 2026 e 2034

Desta forma é possível constatar-se que, a partir de 2026, com os aumentos de carga informados e com a topologia do sistema de Distribuição definida e atualizada, haverá sobrecarga inadmissível na LD 138 kV Mombaça – Açu (Enel), havendo necessidade de novos investimentos em reforços estruturais.

A Tabela 5-4 a seguir mostra os valores de tensão nas barras da área de análise, considerando-se a condição normal de operação nos anos de 2026 e 2034.

Barramento 138 kV	Tensão (pu)	
	2026	2034
Campos	1,030	1,024
Mombaça	1,026	1,020
Açu Enel	0,931	0,924
Santo Amaro	0,935	0,929

Tabela 5-4 – Níveis de Tensão (pu) – 2026 e 2034

Os níveis de tensão a partir da SE 138 kV Açu (Enel) apresentam valores abaixo do permitido, conforme o item 4.5, mesmo considerando-se um reforço capacitivo referencial de cerca de 22 MVAR na nova SE 138 kV Santo Amaro, sendo este problema contornável com uma análise mais detalhada de suporte de reativo na região, através da instalação de bancos capacitores no sistema de Distribuição.

No entanto, conforme mostrado na Tabela 5-3, verifica-se uma sobrecarga em condições normais de operação na LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel), não atendendo desta forma o critério N. Assim comprova-se que, a partir de 2026, há necessidade de reforços para atendimento aos aumentos de carga informados.

É importante ressaltar que a análise foi realizada considerando-se diversas obras da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira vizinhas executadas. A Tabela 5-5 relaciona estas obras.

Obras
Implantação da SE 345/138 kV Rio Novo do Sul
Implantação da SE 345/138 kV Lagos
Implantação da SE 500 kV Campos 2 e da SE Lagos, e LTs 500 kV associadas

Tabela 5-5 – Obras de Rede Básica no Estado do Rio de Janeiro consideradas executadas

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Após o diagnóstico, foram concebidas alternativas para solucionar as violações identificadas.

Foram analisadas três alternativas, sendo uma delas através da implantação de uma nova Rede Básica de Fronteira na localidade do Porto Açu, e outras duas através do sistema de Distribuição.

6.1 Alternativa1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu

A alternativa consiste na implantação de uma nova SE de Rede Básica de Fronteira na localidade do Complexo do Porto Açu. Esta alternativa mostra-se atrativa devido à proximidade física entre as SEs da UTE GNA I e da SE 138 kV Açu (Enel). A nova SE será dotada de dois bancos de autotransformadores de 150 MVA, (6+1R) x 50 MVA, com apenas uma fase reserva para os dois bancos e serão dotados de LTC. A capacidade de emergência será de 20% (180 MVA), conforme item 4.4.

O esquemático da Figura 6-1 mostra de maneira bem simplificada a proposta da Alternativa 1.

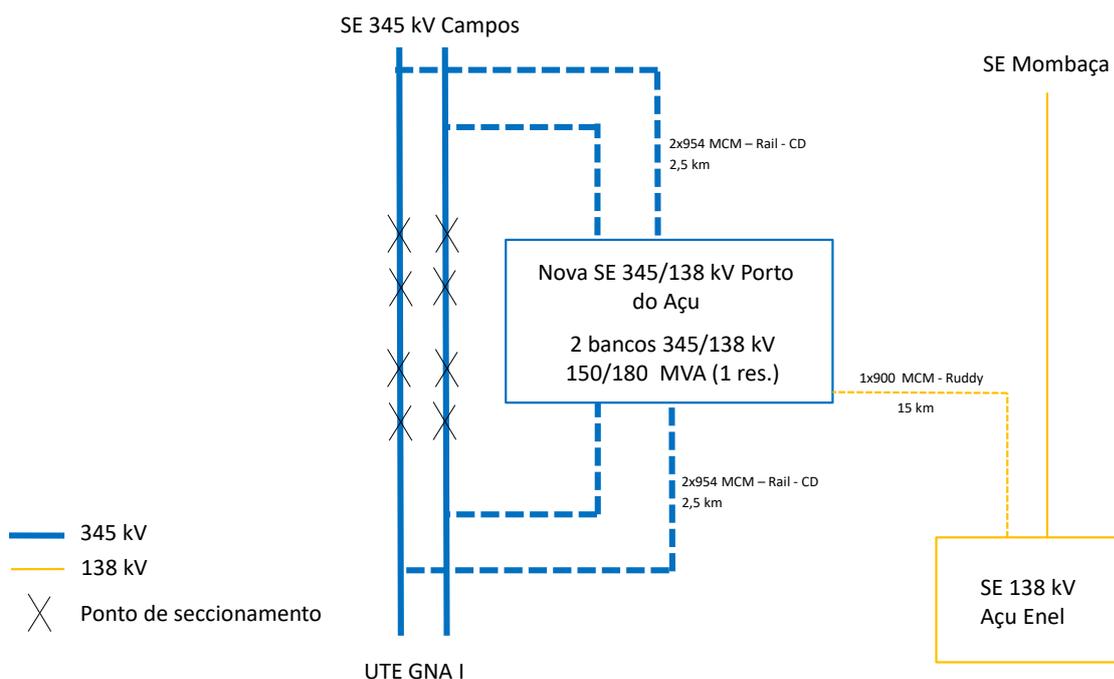


Figura 6-1 – Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu

Para a implantação dessa nova SE foi considerado, na versão original, para efeito de comparação de custos entre as alternativas, o aproveitamento de um terreno contíguo à SE 138 kV Açu (Enel), conforme mostrado na Figura 6-2.



Figura 6-2 – Terreno contíguo à SE 138 kV Açú (Enel)

Este terreno é de propriedade da Porto do Açú Operações S.A., sendo a detentora do direito real de superfície a UTE GNA I Geração de Energia Ltda., e está disponível para a implantação da nova SE 345/138 kV Porto do Açú, conforme [7].

No entanto, verificou-se que foi emitida a Licença Prévia [16] para a implantação do ramal exclusivo de 500 kV da conexão da UTE GNA III, a se conectar na SE 500 kV Campos 2, com 37,42 km de extensão, cruzando o referido terreno de modo a inviabilizá-lo para a implantação da nova SE 345/138 kV Porto do Açú, considerando-se as expansões futuras previstas. Desta forma, foram necessárias novas análises técnicas e econômicas considerando-se este novo posicionamento da SE. A escolha do novo terreno está detalhada na NT-EPE-DEA-SMA-014/2021, em anexo a esta Revisão.

As Figura 6-3 e Figura 6-4 mostram um esquemático simplificado das obras a serem implantadas em 2026 no pátio de 345 kV e de 138 kV da nova SE nessa alternativa.

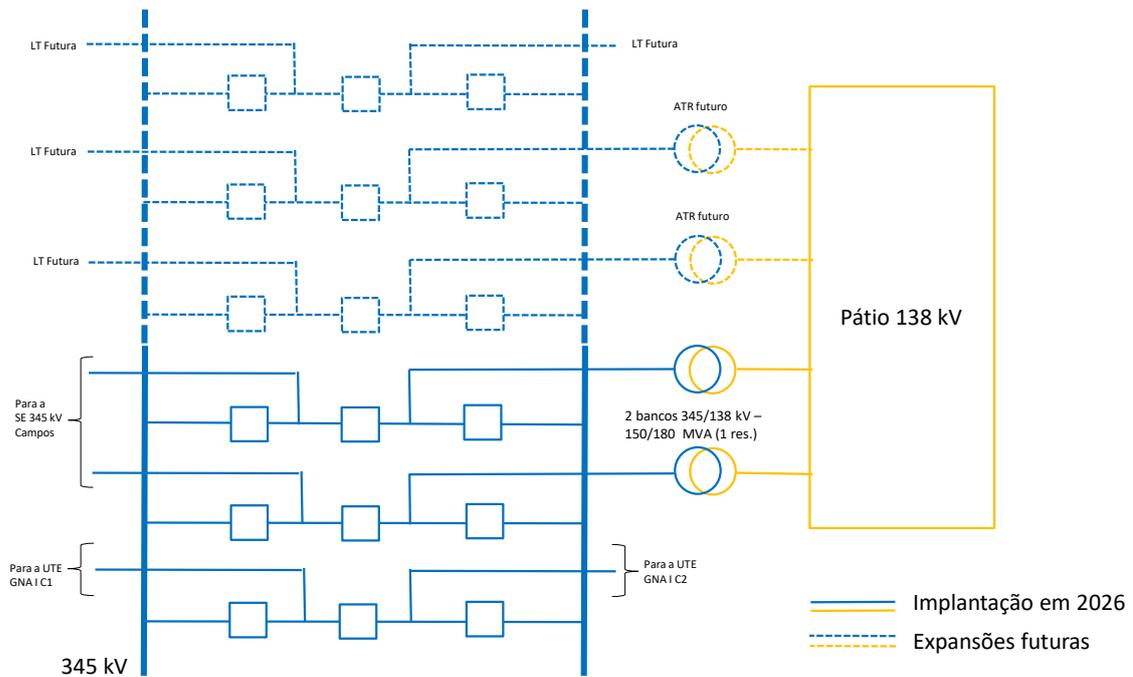


Figura 6-3 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açú – Pátio 345 kV - DJM

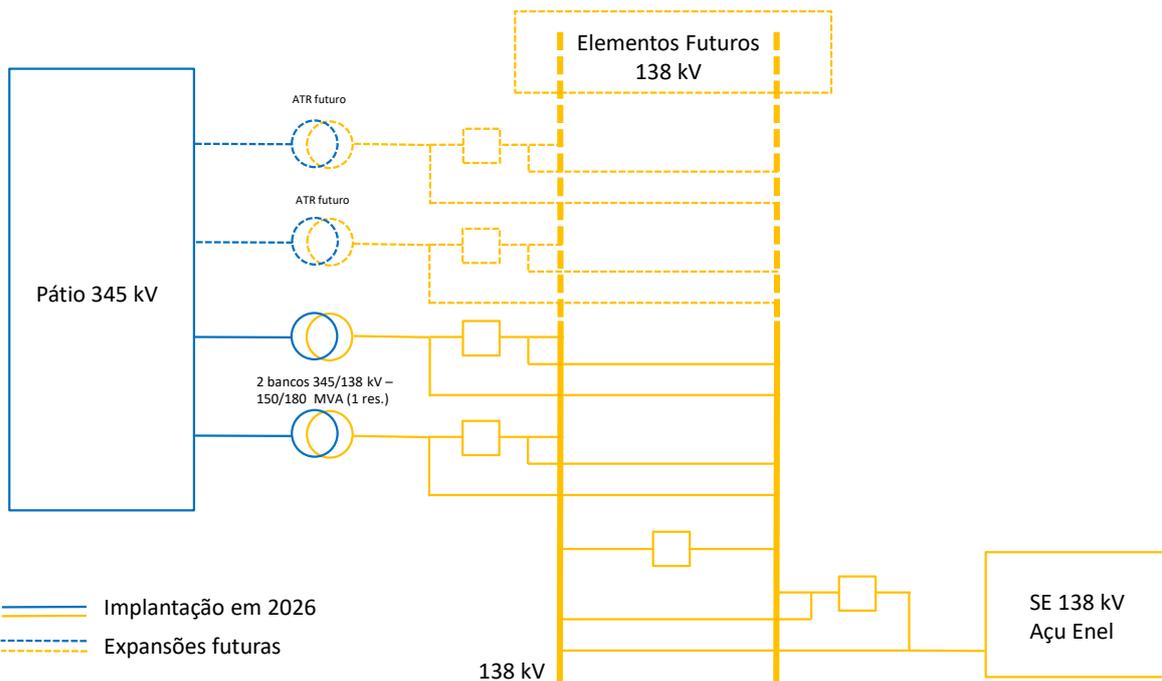


Figura 6-4 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açú – Pátio 138 kV – BD4

Importante frisar que todas as obras referentes à conexão da UTE GNA I, bem como referentes a eliminação de restrições de geração, conforme Parecer de Acesso do ONS [8], foram consideradas devidamente executadas até no ano 2026. Essas obras estão relacionadas na Tabela 6-1 para pronta referência:

Obras	Motivo	Responsável pela execução
LT 345 kV CD Campos-UTE GNA I	Conexão da UTE GNA I	UTE GNA I Geração de Energia S A
SE 20/345 kV UTE GNA I - DJM	Conexão da UTE GNA I	UTE GNA I Geração de Energia S A
Substituição de equipamentos superados na SE 345 kV Campos ¹	Eliminar restrição de geração	Eletróbrás Furnas
Substituição de equipamentos superados na SE 138 kV Mombaça ¹	Eliminar restrição de geração	Enel Distribuidora Rio
Transferência da conexão da SE Mombaça 138 kV para a SE campos 138 kV	Eliminar restrição de geração	Enel Distribuidora Rio
Recondutoramento da LD 138 kV CD Mombaça-Macabu	Eliminar restrição de geração	Enel Distribuidora Rio

Tabela 6-1 – Obras para conexão e eliminação de restrição de geração da UTE GNA I

¹ - Disjuntores, TCs e chaves seccionadoras

A transferência da conexão da SE 138 kV Mombaça para a SE 138 kV Campos foi recomendada também no Relatório EPE [12], referente a Atendimento à região de Campos. Ressaltamos também que, conforme Despacho da ANEEL [9], a responsabilidade financeira pelas obras relacionadas na Tabela 6-1 é da UTE GNA I Geração de Energia Ltda.

6.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açú (Enel) C2

A Alternativa 2 consiste em reforços realizados no sistema elétrico da Distribuidora Enel Rio. Esta alternativa contempla o reforço do eixo 138 kV Campos - Porto Açú através da implantação do segundo circuito 138 kV Mombaça - Açú (Enel) em 2026. A Figura 6-5 mostra um esquemático simplificado da alternativa.

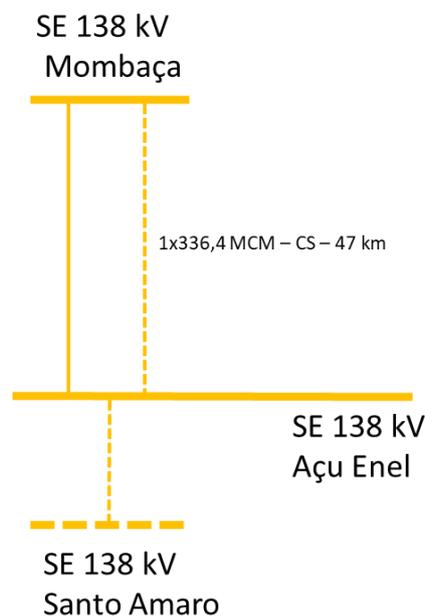


Figura 6-5 – Alternativa 2 – LD 138 kV Mombaça – Açú (Enel) C2

6.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açú (Enel) C1

A Alternativa 3 também consiste em reforços realizados no sistema elétrico da Distribuidora Enel Rio. Esta alternativa também contempla o reforço do eixo 138 kV Campos - Porto Açú através da implantação do circuito 138 kV Campos - Açú (Enel) em 2026. A Figura 6-6 mostra um esquemático simplificado da alternativa.

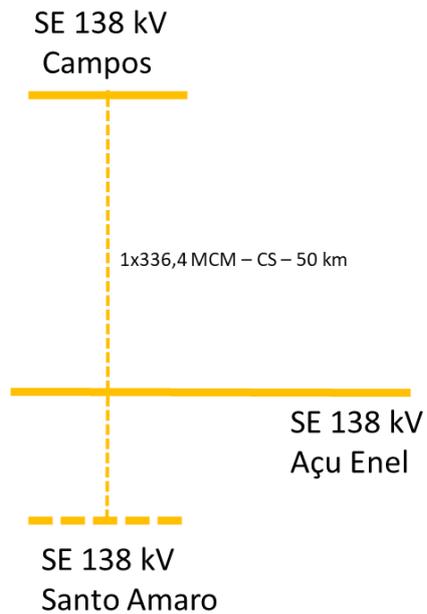


Figura 6-6 – Alternativa 3 – LD 138 kV Campos – Açu (Enel) C1

6.4 Obras Comuns das Alternativas

As obras referentes à implantação da nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro são comuns a todas as alternativas, não impactando, portanto, no mérito da alternativa vencedora.

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Cada uma das alternativas apresentadas no Capítulo 6 teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os casos dimensionadores deste estudo, conforme item 4.3.

Foram realizadas simulações em condição normal de operação para as Alternativas 2 e 3, uma vez que é necessário apenas o atendimento ao critério N em sistemas de Distribuição.

Com relação à Alternativa 1, além da análise em condições normais de operação, faz-se necessário o atendimento ao critério N-1, por se tratar de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. Assim foram verificadas as condições do sistema para a contingência da perda de uma das LTs 345 kV do trecho Campos - Nova SE Porto do Açu (trecho que passaria a fazer parte da Rede Básica), e a perda de um dos bancos de autotransformadores da nova SE Porto do Açu.

A seguir são apresentados os resultados da análise das alternativas.

7.1 Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Porto do Açu

A Tabela 7-1 mostra os valores referentes às condições normais de operação, considerando-se a implantação da nova SE.

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	55,6	70,9
LD 138 kV Campos-Mombaça	21,9	28,8
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	39,3	41,7
LD 138 kV Açu Enel-Porto do Açu	66,2	70,7
Bancos 345/138 kV Porto do Açu Açu	43,4	47,3
LT 345 kV Campos-Porto do Açu Açu	45,9	45,0

Tabela 7-1 – Carregamento em condição normal de operação – Alternativa 1

Constata-se a total eliminação da sobrecarga da LD 138 kV Mombaça – Açu (Enel), mostrada na Tabela 5-3. Destaca-se, também, uma interessante redução dos carregamentos nos bancos transformadores da SE 345/138 kV Campos e na LD 138 kV Campos - Mombaça, o que trará postergação de problemas futuros relativos ao carregamento destas estruturas. Esta redução de carregamento se deve ao fato de que o fluxo de potência ativa na LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel) passa a ser no sentido da nova SE 345/138 kV Porto do Açu para a SE 345/138 kV Campos.

A Tabela 7-2 mostra os valores de tensão em condições normais de operação.

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,034	1,030
Mombaça	1,031	1,026
Açu Enel	0,997	0,998
Porto do Açu	1.006	1,008

Tabela 7-2 – Valores de Tensão em condição normal de operação (pu) – Alternativa 1

Em comparação com os valores apresentados na Tabela 5-4, percebe-se uma melhora significativa nos níveis de tensão na região do Porto do Açu, adequando os valores aos limites informados na Tabela 4.5. Desta forma a região fica dotada de dois barramentos que tem a tensão controlada pelos LTCs das respectivas unidades transformadoras: Barras 138 kV SE Campos e nova SE Porto do Açu, melhorando sobremaneira o controle de tensão nesta região. Além disto, nos valores apresentados, considerou-se cerca de 22 Mvar de banco de capacitores na nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro.

A Tabela 7-3 mostra os valores de carregamento na perda de uma das LTs 345 kV no trecho a ser convertido para a Rede Básica (LT 345 kV Campos – Porto do Açu).

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	53,3	68,8
LD 138 kV Campos-Mombaça	19,2	25,9
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	63,3	67,1
LD 138 kV Açu Enel-Porto do Açu	81,6	85,9
Bancos 345/138 kV Porto do Açu Açu	52,9	56,7
LT 345 kV Campos-Porto do Açu Açu	89,9	88,3

Tabela 7-3 – Valores de Carregamento em relação à capacidade de emergência na perda de 1 LT 345 kV Campos - Açu – Alternativa 1

Comparando-se os valores das Tabela 7-1 e Tabela 7-3, conclui-se que, com a perda de uma das LTs 345 kV Campos – Porto do Açu, o carregamento no sistema de 138 kV de Campos se reduz, uma vez que aumenta o carregamento da transformação da nova SE 345/138 kV Porto do Açu. Percebe-se também um elevado carregamento na LD 138 kV Mombaça - Açu Enel indicando uma tendência de sobrecarga quando desta ocorrência, porém ainda fora do horizonte de análise.

Na hipótese de a carga ser menor do que a prevista, poderão ocorrer sobrecargas inadmissíveis na LD 138 kV Mombaça - Açu Enel quando da perda de uma das LTs de 345 kV Porto do Açu - Campos, mas com o desligamento da LD por sobrecarga nesta situação, o sistema operará normalmente com os valores de carregamento e de tensão dentro dos limites normais. No caso de desligamento completo da geração da UTE GNA I, todo o fluxo para atendimento ao Complexo do Porto Açu e a localidade de Santo Amaro será feito pelas LTs 345 kV Campos - Porto do Açu, ocasionando um carregamento muito baixo na LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel) nesta situação.

A Tabela 7-4 mostra os valores de tensão, considerando-se a perda de uma das LTs 345 kV Campos – Porto do Açú em relação aos valores de emergência.

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,029	1,025
Mombaça	1,026	1,021
Açú Enel	0,992	0,993
Porto do Açú	1,000	1,003

Tabela 7-4 – Valores de Tensão na perda de 1 LT 345 kV Campos – Porto do Açú (pu) – Alternativa 1

Verifica-se pelos valores apresentados que, com o controle do LTC das unidades transformadoras da nova SE Porto do Açú 345/138 kV, essa contingência não trará problemas operativos com relação aos níveis de tensão limítrofes.

A Tabela 7-5 mostra os valores de carregamento considerando-se a perda de um dos bancos transformadores da nova SE Porto do Açú 345/138 kV.

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	57,3	72,7
LD 138 kV Campos-Mombaça	24,3	31,4
LD 138 kV Mombaça-Açú Enel	32,6	29,8
LD 138 kV Açú Enel-Porto do Açú	55,5	59,0
Bancos 345/138 kV Porto do Açú Açú	73,6	80,3
LT 345 kV Campos-Porto do Açú Açú	46,7	45,9

Tabela 7-5 – Valores de Carregamento em relação à capacidade de emergência na perda transformação 345/138 kV da nova SE Porto do Açú – Alternativa 1

Percebe-se que a perda de um dos bancos autotransformadores da nova SE Porto do Açú não apresentará problemas de carregamento.

A Tabela 7-6 mostra os valores de tensão para a perda de um dos bancos de transformadores da nova SE 345/138 kV Porto do Açú.

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,034	1,030
Mombaça	1,031	1,026
Açú Enel	0,993	0,994
Porto do Açú	1,003	1,004

Tabela 7-6 – Valores de Tensão na perda da transformação 345/138 kV da nova SE Porto do Açú (pu) – Alternativa 1

Considerando-se os limites informados na Tabela 4.5, os valores de tensão estão sem violações. Porém, vale destacar a necessidade da nova SE 138/13,8 kV Santo Amaro ser projetada dotada de 22 Mvar de banco de capacitores, potência reativa esta a ser injetada no barramento de 138 kV desta nova SE.

7.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açú (Enel) – C2

A Tabela 7-7 mostra os valores de carregamento em condição normal de operação, uma vez que, conforme exposto, para o sistema de Distribuição é adotado o critério N.

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	67,5	83,9
LD 138 kV Campos-Mombaça	40,4	49,1
LD 138 kV Mombaça-Açú Enel	63,0	65,0
LD 138 kV Açú Enel-Santo Amaro	17,1	22,2

Tabela 7-7 – Valores de Carregamento em condição normal de operação (%) - Alternativa 2

Conforme valores mostrados, não se espera violações de carregamento com a adoção dessa alternativa.

A mostra os valores de tensão em condição normal de operação.

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,031	1,026
Mombaça	1,028	1,022
Açú Enel	0,983	0,977
Santo Amaro	0,989	0,984

Tabela 7-8 – Valores de Tensão (pu) – Alternativa 2

Conforme valores mostrados, não se espera violações de tensão com a adoção dessa alternativa.

7.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açú (Enel) - C1

A Tabela 7-9 mostra os valores de carregamento em condição normal de operação, uma vez que, conforme exposto, para o sistema de Distribuição é adotado o critério N.

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	67,6	84,0
LD 138 kV Campos-Mombaça	30,7	39,0
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	62,0	62,5
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	17,1	22,2
LD 138 kV Campos-Açu Enel	64,0	66,7

Tabela 7-9 – Valores de Carregamento em condição normal de operação (%) - Alternativa 3

Conforme valores mostrados, não se espera violações de carregamento com a adoção dessa Alternativa.

A Tabela 7-10 mostra os valores de tensão em condição normal de operação.

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,031	1,026
Mombaça	1,029	1,023
Açu Enel	0,983	0,979
Santo Amaro	0,989	0,986

Tabela 7-10 – Valores de Tensão (pu) – Alternativa 3

Conforme valores mostrados, não se espera violações de tensão com a adoção dessa alternativa.

8 ANÁLISE ECONÔMICA

As alternativas avaliadas tiveram seus planos de obras e investimentos detalhados e orçados de acordo com a Base de Preços da ANEEL [4] e estão apresentados nas tabelas do Anexo 15.

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método, os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de "n" termos de valor constante. O número "n" é igual ao prazo de concessão concedido pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, equivalente a trinta anos.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes leva em conta o valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado. Assim, o truncamento da série em um período inferior à vida útil de um determinado equipamento, resulta em um valor presente menor que o investimento inicial, o que está de acordo com a consideração de que o valor proporcional à vida útil deve ser descontado do custo, por representar ainda um patrimônio naquela data.

O valor do custo marginal de expansão (CME) utilizado para balizar o impacto das perdas elétricas na comparação de alternativas foi de 247,44 R\$/MWh conforme [5].

Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação relativa entre alternativas, não servindo como base para orçamentos e execução de obras.

Considerou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar a equivalência econômica entre alternativas.

Nesta análise será considerado o ano de 2026 como o inicial e o ano de 2034 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas.

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 8-1, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada nas tabelas do Anexo 15.

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alternativa 1 RBF	173.717,92	602,2%	3º	88.675,91	602,2%	3º	59.073.550,64	0,00	1º	88.675,91	105,1%	3º
Alternativa 2	28.848,89	100,0%	1º	14.726,18	100,0%	1º	59.143.186,28	69.635,64	3º	84.361,82	100,0%	1º
Alternativa 3	30.005,66	104,0%	2º	15.316,66	104,0%	2º	59.143.118,97	69.568,32	2º	84.884,99	100,6%	2º

Tabela 8-1 – Comparação de Custos de Alternativas (R\$x1000 e %)

Considerando-se como empate econômico diferenças no custo global da ordem de 5%, conforme critério definido no Capítulo 4.1, será recomendada a Alternativa 1 uma vez que a área em questão tem potencial para novas ampliações da sua carga industrial, bem como há possibilidade de conexão de empreendimentos de geração de médio porte, evitando-se assim investimentos incrementais desotimizados para a região.

A Figura 8-1 mostra a comparação entre as alternativas graficamente.

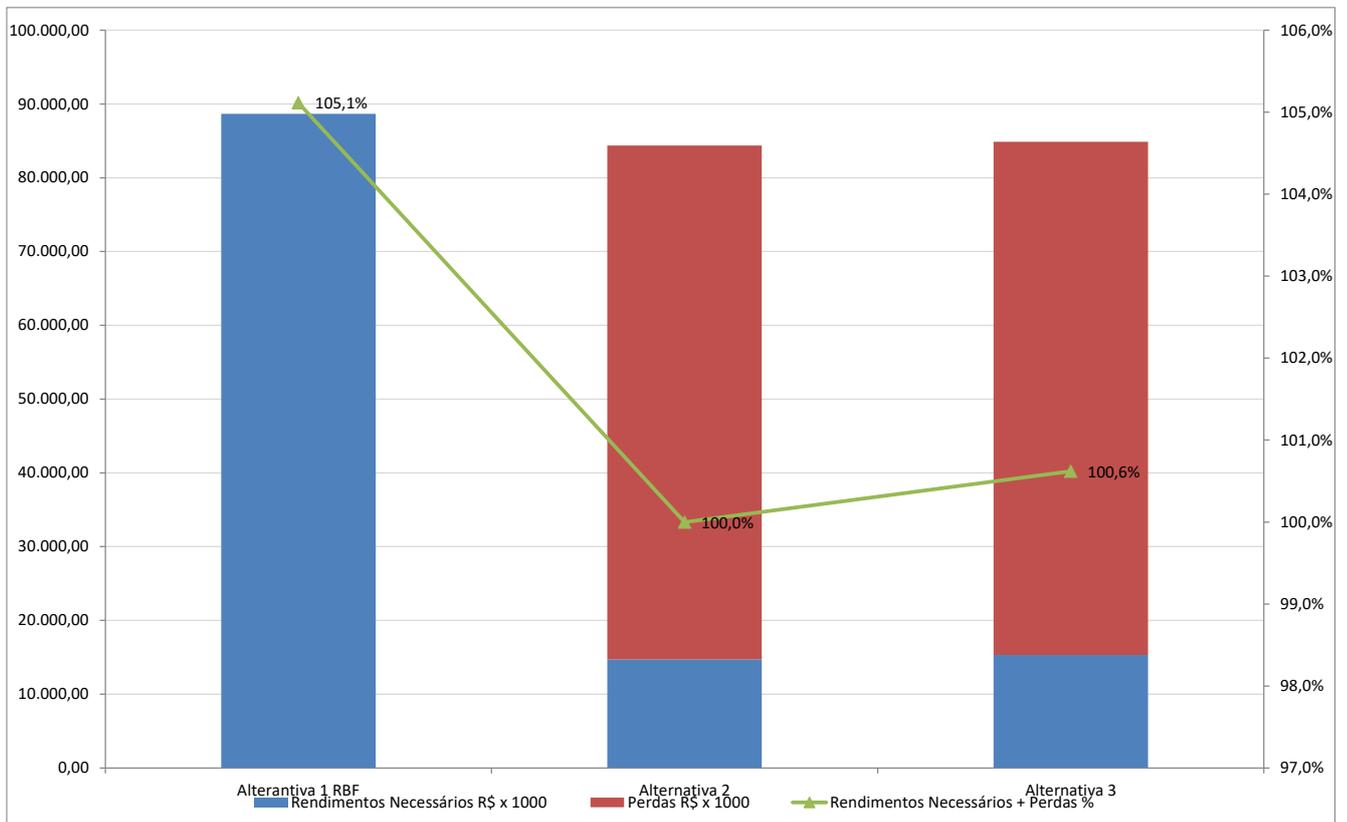


Figura 8-1 – Comparação econômica entre alternativas (R\$x1000 e %)

9 OTIMIZAÇÃO DOS CONDUTORES DA REDE BÁSICA

No presente estudo, o trecho de LT recomendado no item 3 está associado ao seccionamento da LT 345 kV Campos - UTE GNA I, de apenas 2,5 km em CD, para atendimento da nova SE Nova SE 345/138 kV Porto do Açú. A LT de uso exclusivo do agente de geração UTE GNA I, que será seccionada, conforme informado em [7] e apresentado no Anexo 2, possui 02 (dois) subcondutores RAIL (954 MCM) por fase e capacidade de 1056 MVA e 1537 MVA, respectivamente para longa e curta duração.

Por outro lado, considerando que essas capacidades e as perdas observadas atendem o desempenho requerido para a análise elétrica realizada no item 7, o novo trecho deverá apresentar desempenho igual ou superior ao existente antes do seccionamento.

Portanto, as informações de configuração e capacidades informadas pelo agente são suficientes para subsidiar os requisitos de capacidade e resistência máxima para o novo trecho em CD, não sendo necessária uma análise de otimização de condutores.

10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

Não se aplica, pois não são esperadas dificuldades de controle de tensão para energização e rejeição de carga considerando as características dos novos trechos de rede básica resultante do seccionamento da LT 345 kV Campos - UTE GNA I LT que visam atender a SE Nova SE 345/138 kV Porto do Açu, qual seja, a LT 345 kV Campos – Porto do Açu, tendo em vista, entre outros aspectos, a rede adjacente e seu comprimento reduzido.

11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Tendo em vista a escolha pela Alternativa 1, referente a implantação de uma nova SE 345/138 kV na localidade do Porto Açú, foi necessário verificar o aumento dos valores dos níveis de curto-circuito com essa nova topologia, de modo a se verificar possíveis incompatibilidades da capacidade de interrupção dos disjuntores de 138 kV do sistema de Distribuição local com os novos valores de curto-circuito.

A Tabela 11-1 mostra os valores de curto-circuito sem as obras e com as obras referentes à Alternativa 1 implantadas no ano 2034.

Subestação	Tensão (kV)	Curto-Circuito 3Ø	
		Sem obras	Com obras
Açú (Enel)	138	2,84	6,67
Porto Açú (nova)	138	-	10,82
Porto do Açú (nova)	345	-	10,82

Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito 3Ø - ano 2034

Percebe-se um aumento significativo dos níveis de curto-circuito apenas na SE 138 kV Açú (Enel). Segundo informações da Enel Rio, a menor capacidade de interrupção dos disjuntores dessa SE é de 31,5 kA, não implicando em necessidade de substituição dos disjuntores atuais por conta da implantação da nova SE 345/138 kV Porto do Açú. Necessidade de reajustes nos equipamentos de proteção deverão ser posteriormente verificados pela Distribuidora.

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A Nota Técnica EPE/DEA/SMA 014/2021 – Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro, constante ao final deste relatório, apresenta a análise socioambiental da solução de transmissão indicada, sendo parte integrante do presente Relatório R1.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. Enel Distribuição Rio. Estudo de Diagnóstico do Sistema de Atendimento ao Cliente Açú. Maio de 2020.
- [2]. EPE. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica. 2016.
- [3]. CCPE/CTET. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. CCPE/CTET. 2002.
- [4]. EPE - EPE-DEE-IT-054/2019. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020.
- [5]. EPE - EPE-DEE-NT-057/2019–r0. Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo. 2019.
- [6]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretriz e Critérios para Estudos Elétricos – Versão 2018.08. Agosto de 2018.
- [7]. UTE GNA I. Ofício UTE GNA I Geração de Energia Ltda. 20 de outubro de 2020.
- [8]. ONS. Relatório RE-DTA/SA 049/2018 de 27/06/2018 – Parecer de Acesso da UTE Novo Tempo GNA II a Rede Básica na SE Campos 345 kV. 2018.
- [9]. ANEEL. Despacho nº 3.949 – Altera características técnicas, a localização do município, a potência instalada e o sistema de transmissão de interesse restrito da Usina Termelétrica Novo Tempo, outorgada à Termelétrica Novo Tempo S.A. Novembro de 2017.
- [10]. ANEEL. Resolução Autorizativa nº 6.769 – Transfere da Novo Tempo S.A para a UTE GNA I Geração de Energia Ltda, a autorização para explorar a Usina Termelétrica Novo Tempo, bem como, altera a denominação da usina referida para Usina Termelétrica Novo Tempo GNA II. Dezembro de 2017.
- [11]. EPE. Ofício 0578/2020/DEE/EPE. 09 de outubro de 2020.
- [12]. EPE - EPE-DEE-RE-008/2016-rev3 – Estudo de atendimento à região de Campos. 12 de março de 2018.

- [13]. EPE - EPE-DEE-RE-029/2018-rev0 - Estudo do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. 02 de abril de 2018.
- [14]. Carta Porto do Açú s/nº de 12/07/2021
- [15]. ANEEL. Despacho nº 2675 – Altera nome da UTE Novo Tempo GNA II para UTE GNA I – 26/09/2019
- [16]. Licença Prévia do Instituto Estadual do Ambiente LP IN 051729 – Validade até 04/11/2025.

14 EQUIPE TÉCNICA

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Daniel José Tavares de Souza – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Rafael Theodoro Alves e Mello – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Sérgio Felipe Falcão Lima – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

André Cassino Ferreira – EPE – Superintendência de Meio Ambiente

Kátia Gisele Matosinho – EPE – Superintendência de Meio Ambiente

Leonardo de Souza Lopes – EPE – Superintendência de Meio Ambiente

Giovani Zaparoli – Enel Rio

Lucas Ferreira Sampaio Silva - Enel Rio

William Pereira dos Santos Neto - Enel Rio

Ângelo Medeiros Sátiro – Eletrobras Furnas

Arnaldo Dias Júnior – Eletrobras Furnas

Frederico Garcia Cavalcanti - Eletrobras Furnas

Sérgio da Silva Rodrigues - Eletrobras Furnas

Yuri Rosenblum – Eletrobras Furnas

15 FICHA PET

EMPREENDIMENTO:	UF: RJ
SE 345/138 kV Porto do Açu (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

NOVA SE 345/138 KV PORTO DO AÇU

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

2 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	15.161,74
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	9.425,64
3 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	21.406,02
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	3.643,75
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	46.153,73
MIM - 138 kV	1.532,77
MIM - 345 kV	6.576,89
MIG (Terreno Rural)	14.815,72

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 118.716,26

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

EMPREENHIMENTO: SECC LT 345 KV CAMPOS - UTE GNA I – C1 E C2 (CD), NA SE PORTO DO AÇU (NOVA)	UF: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

SECCIONAMENTO DA LT 345 KV CAMPOS – UTE GNA I C1 E C2 (CD) PARA ATENDIMENTO À NOVA SE 345/138 KV PORTO DO AÇU

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

4 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Porto do Açú	26.543,92
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2 x 2,5 km	8.721,10

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 35.265,02

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – JUNHO DE 2020.

16 ANEXO 1: PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						173.717,92	173.717,92	15.430,92	88.675,91
SE 345/138 kV Porto do Açú (Nova)						118.716,26	118.716,26	10.545,26	60.599,81
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	2,0	1,0	7580,87	15.161,74	15.161,74	1.346,78	7.739,45
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	4712,82	9.425,64	9.425,64	837,26	4.811,40
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406,02	21.406,02	1.901,44	10.926,90
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	3643,75	3.643,75	3.643,75	323,66	1.859,99
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				4,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				1,0					
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	6593,39	46.153,73	46.153,73	4.099,72	23.559,60
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1532,77	1.532,77	1.532,77	136,15	782,42
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6576,89	6.576,89	6.576,89	584,21	3.357,23
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	14815,72	14.815,72	14.815,72	1.316,04	7.562,82
LT 345 kV CAMPOS - Porto do Açú, C1 e C2 (Nova)						17.632,51	17.632,51	1.566,25	9.000,68
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Porto do Açú	2026	2,0	1,0	6635,98	13.271,96	13.271,96	1.178,91	6.774,79
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km		2026	2,5	1,0	1744,22	4.360,55	4.360,55	387,34	2.225,88
LT 345 kV AÇU RBF - UTE GNA 1, C2 (Nova)						17.632,51	17.632,51	1.566,25	9.000,68
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Porto do Açú	2026	2,0	1,0	6635,98	13.271,96	13.271,96	1.178,91	6.774,79
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2,5 km		2026	2,5	1,0	1744,22	4.360,55	4.360,55	387,34	2.225,88
LT 138 kV AÇU RBF - AÇU ENEL, C1 (Nova)						19.736,64	19.736,64	1.753,16	10.074,75
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porto do Açú	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Açu Enel	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
MIM - 138 kV	Açu Enel	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61	273,62
MIG-A	Açu Enel	2026	1,0	1,0	2346,06	2.346,06	2.346,06	208,39	1.197,57
Circuito Simples 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 15,0 km		2026	15,0	1,0	480,03	7.200,45	7.200,45	639,60	3.675,54

Tabela 16-1 – Alternativa 1: Plano de obras

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						28.848,89	28.848,89	2.562,57	14.726,18
LT 138 kV MOMBAÇA - AÇU ENEL, C2 (Nova)						28.848,89	28.848,89	2.562,57	14.726,18
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 47 km		2026	47,0	1,0	385,59	18.122,73	18.122,73	1.609,80	9.250,91
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Mombaça	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Açu Enel	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
MIM - 138 kV	Mombaça	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61	273,62
MIM - 138 kV	Açu Enel	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61	273,62

Tabela 16-2 – Alternativa 2: Plano de Obras

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						30.005,66	30.005,66	2.665,33	15.316,66
LT 138 kV CAMPOS 2 - AÇU ENEL, C1 (Nova)						30.005,66	30.005,66	2.665,33	15.316,66
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 50 km		2026	50,0	1,0	385,59	19.279,50	19.279,50	1.712,55	9.841,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Campos 2	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Açu Enel	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77	2.464,01
MIM - 138 kV	Campos 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61	273,62
MIM - 138 kV	Açu Enel	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61	273,62

Tabela 16-3 – Alternativa 3: Plano de Obras

17 ANEXO 2: OFÍCIO UTE GNA I

18 ANEXO 3: CARTA PORTO DO AÇU OPERAÇÕES S.A

19 NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 014/2021 – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO AO COMPLEXO PORTO DO AÇU E SANTO AMARO NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Rio de Janeiro, 20 de outubro de 2020.

A EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Praça Pio X, 54 - Centro

CEP 20091-040

Rio de Janeiro, RJ

Att:

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

Assunto: Resposta ao Ofício n. 0578/2020/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

A UTE GNA I Geração de Energia S.A., em atenção à consulta de informações técnicas, objeto do ofício supracitado, vem por meio desta prover respostas aos questionamentos conforme segue:

P. A UTE GNA I (antiga UTE Novo Tempo GNA II), em implantação no Complexo Portuário do Açú, no Município de São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro, possui uma potência instalada de 1.338 MW, e terá como ponto de conexão duas entradas de linha no barramento de 345 kV da SE Campos de propriedade da Eletrobras Furnas. O início da operação comercial da UTE GNA I está prevista para janeiro de 2021. Todos os serviços que permitirão a geração plena da UTE GNA I estão sob a responsabilidade desse Empreendedor e serão executados no curto prazo. Favor, ratificar, retificar ou complementar as informações acima.

R. A data de início de operação comercial, nos termos da DESPACHO Nº 373, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2017, é 01 de janeiro de 2021. Contudo cabe informar que a UTE GNA I solicitou à ANEEL deslocamento do início de sua operação comercial para 30 de maio de 2021 em função dos impactos causados pela situação de calamidade pública do novo Covid19. O processo tramita pela Agência porém ainda não foi aprovado. Os demais questionamentos estão corretos.

P. O ramal exclusivo de conexão à SE Campos será composto de uma linha em 345 kV de circuito duplo com capacidade nominal por circuito de 1.275 MVA e de emergência de 1.492 MVA. Desta forma, a perda de um dos circuitos do ramal exclusivo permite que não haja corte imediato de geração da UTE GNA I. Um dos circuitos já está implantado nas torres de circuito duplo, sendo que a previsão da implantação da segunda linha é até dezembro de 2020. Assim, favor ratificar se a EPE pode considerar nas suas análises o ramal exclusivo com a configuração final citada, uma vez que, caso indicada, a data de necessidade da Nova SE 345/138 kV Açú será somente em 2026.

R. O ramal de uso exclusivo à SE Campos é composto de uma Linha de Transmissão em 345kV de circuito duplo com capacidade nominal por circuito de 1.056,42MVA e de emergência de 1537,48MVA de modo que fica confirmado que a perda de um dos circuitos não acarreta corte imediato de geração da UTE GNA I. Informamos que a Linha de Transmissão encontra-se finalizada com ambos os circuitos lançados sendo um deles em operação. O segundo circuito encontra-se apto para energização aguardando somente janela de integração do Vão de Linha na SE Campos, previsto para dezembro de 2020. A EPE pode considerar essas informações, ora retificadas, para a data de necessidade da SE 345/138kV Açú no horizonte de 2026.

P. Esse circuito duplo do ramal exclusivo da UTE GNA I atravessa terreno de propriedade dessa UTE, localizado dentro da área industrial do Complexo do Porto do Açú, com licenciamento ambiental aprovado pelo Instituto Estadual do Ambiente - INEA, contíguo ao terreno da SE 138 kV Açú da Enel Distribuição Rio, conforme croquis abaixo:



R. Gostaríamos de informar que os circuitos da UTE GNA I atravessam terreno localizado dentro da área industrial do Complexo do Porto do Açú de propriedade da Porto do Açú Operações S.A. conforme figura acima, com a qual foi firmado uma escritura pública de direito real de superfície, registrada sob o R.20 da matrícula nº 3517, fls. 115, L 2 N, no cartório do Ofício Único de São João Barra. . A a LT 345kV e a referida SE possuem licença ambiental emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente – INEA. Importa destacar que a licença de instalação que contempla o trecho da LT345kV cujo traçado interliga a SE Principal à SE OSX, com 7 km de extensão e 50 m de faixa de servidão dentro do Complexo Industrial, foi recentemente prorrogada pelo INEA e permanecerá válida até 04/11/2025. Entendemos que uma eventual retomada de obras fica facilitada, pois pode haver aproveitamento do processo de licenciamento por meio de pedido de transferência de titularidade, a ser avaliado e aprovado pelo INEA.

P. Neste terreno estão implantadas algumas estruturas, listadas a seguir: parte da drenagem, estrutura de alvenaria da sala de comando, estrutura para um gerador diesel de emergência, base para um banco de autotransformadores 345/138 kV, fundações das bases do barramento superior para implantação de um banco de autotransformadores, estruturas metálicas de suporte de barramento aéreos parcialmente concluídas. Além disso, o terreno encontra-se com a terraplanagem realizada. Favor ratificar, retificar ou complementar as informações acima.

R. Ratificamos as informações acima.

P. O terreno citado no item anterior está disponível para eventual desapropriação para a construção da nova SE 345/138 kV Açú, caso essa alternativa prevaleça como vencedora. Favor ratificar, retificar ou complementar essa informação.

R. Conforme dito acima, o referido imóvel é de propriedade da Porto do Açú Operações S.A., e, portanto, trata-se de um imóvel particular. Deste modo, desde que a área a ser desapropriada esteja inserida dentro da poligonal da declaração de utilidade pública a ser obtida, via de regra, poderá ser objeto de desapropriação, desde que seja resguardado o direito de indenização tanto do proprietário (Porto do Açú Operações S.A.) como da detentora de direito real de superfície (UTE GNA I).

P. Caso essa alternativa prevaleça como vencedora e o terreno citado anteriormente seja efetivamente escolhido e aproveitado pelo vencedor da licitação da nova SE 345/138 kV Açú, deverão ser removidas as torres da linha de 345 kV para o estaleiro da OSX, localizadas próximas



a nova SE 345/138 kV Açú, de modo a não comprometer futuras saídas de linhas em 345 kV. Favor ratificar, retificar ou complementar as informações acima.

R. Entendemos que a LT existente que alimentaria o estaleiro da OSX ainda pode ser aproveitada caso esse empreendimento seja retomado. Por outro lado, além da referida saída de Linha da OSX ainda há a possibilidade de implantação de mais 3 entradas de linha em 345kV para eventuais ampliações. Vale destacar também que ao solicitar a prorrogação da LI, a Porto do Açú Operações informou ao INEA que as torres serão desmobilizadas mediante a apresentação de cronograma atualizado detalhado e dados do responsável técnico, o que ainda não foi apresentado,

Sem mais para o momento, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos adicionais sobre o assunto, ao tempo em que renovamos nossos votos de apreço e consideração.

Atenciosamente,

ASSINADO DIGITALMENTE

Guilherme Penteado
Diretor de Regulação
UTE GNA I

12/07/2021

São João da Barra, 12 de Julho de 2021.

À

Enel Brasil S.A.

Praça Leoni Ramos, 1 – São Domingos

6 Andar – Bloco 1

A/C Giovanni Zaparoli

A/C

Sra. Jucilene Lemos de Azevedo

Ref.: Cargas futuras de energia no Complexo Portuário do Açu

Prezada Sra.,

1. Fazemos referência à solicitação enviada, por e-mail, no dia 09 de julho de 2021, pela Enel Brasil S.A. ("**Enel**") para a Porto do Açu Operações S.A ("**Porto do Açu**"), a qual solicita atualização da projeção das cargas dos futuros clientes consumidores de energia nos próximos anos para o Complexo Portuário e Industrial do Açu ("Complexo Portuário-Industrial").
2. Importante informar, inicialmente, que o Complexo Portuário-Industrial é considerado o maior investimento privado em infraestrutura portuária do país, pois foi concebido com o conceito de porto-indústria, contemplando atividades portuárias – com movimentação de carga geral, granéis sólido e líquido, carga containerizada, e apoio offshore –, bem como atividades industriais no segmento de mineração, siderurgia, montagem de equipamentos de O&G entre outros.
3. Em posição geográfica privilegiada, a cerca de 130 km da Bacia de Campos, o Porto do Açu fica localizado no município de São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro, com uma área aproximada de 90 km², e distribuições de empreendimentos como ilustrado na figura a seguir:

Este documento foi assinado eletronicamente por Antônio Francisco De Araujo Oliveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://www.portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código CD5C-92B2-E5D5-EABF.



4. Na posição de gestor comercial da área, a Porto do Açu promove o desenvolvimento constantemente de projetos, de novas parcerias e de potenciais investidores para o local.
5. Com isso, a visão de negócios para os próximos 10 anos (de 2021 até 2030), baseado nas análises sobre as vocações do Complexo Portuário-Industrial, considerando os cenários internacionais da economia e os potenciais mercados e, ainda, tomando em comparação outros complexos portuários e industriais nacionais e estrangeiros, identificou grupos de empreendimentos potenciais complementar e maximizariam as relações com as atividades desenvolvidas no Açu.
6. Nesse contexto, a concepção para o Sistema Elétrico do Porto do Açu para o período 2021-2030 foi desenvolvida considerando a demanda já existente pelos clientes instalados no Complexo Portuário-Industrial, clientes futuros que estão em fase avançada de negociação e clientes potenciais em fase de prospecção de negócios.
7. Na tabela a seguir apresentamos a demanda dos clientes existentes no Açu e que são abastecidos pela subestação SE-01 Açu (subestação principal do Porto do Açu), totalizando 28,92 MW e a expectativa de cargas para os clientes futuros, de forma que a Enel tenha conhecimento e possa atualizar seu planejamento de atendimento.

Cliente	Nível de tensão	Demanda contratada	Observação
EXISTENTE			
Águas do Açu	BT 220 V	0,40	MW
Anglo American	138 kV	5,70	MW
B Port	34,5 kV	0,80	MW
Empreiteirópolis	13,8 kV	0,50	MW
EURO	BT 220 V	0,50	MW
FERROPORT	138 kV	10,42	MW
INTERMOOR	BT 220 V	0,10	MW
NFX/BP PRUMO	34,5 kV	1,50	MW
NOV	34,5 kV	3,50	MW
TECHNIP	34,5 kV	2,50	MW

Cliente	Nível de tensão	Demanda contratada	Observação
TMULT	34,5 kV	0,30	MW
UTE I e UTE II (GNA)	34,5 kV	2,50	MW
OCEANPACT	34,5 kV	0,20	MW
TOTAL 28,92 MW			
CLIENTES FUTUROS – Entrada até Dezembro de 2025			
Cliente	Nível de tensão	Demanda contratada	Observação
AÇU PETROLEO - TANCAGEM	138 kV	18,00	MW
HELIPORTO	13,8 kV	1,00	MW
CONDLOG	34,5 kV	1,50	MW
HOTEL	BT 220 V	0,50	MW
UTE III e UTE IV	34,5 kV	2,50	MW
TRUCK CENTER	34,5 kV	1,00	MW
MINIREFINARIA	-	12,00	MW
DOME	34,5 kV	4,00	MW
MOLHE SUL	34,5 kV	2,00	MW
TOTAL 42,50 MW			

PLANO DIRETOR – Entrada a Partir de 2026			
EXPANSÃO APOIO OFFSHORE	-	1,00	MW
CENTRO NAUTICO	-	0,20	MW
EXPANSÃO T2 (BAO 50)	-	3,50	MW
UPGN	-	12,00	MW
FERTILIZANTES	-	5,00	MW
POLO GAS QUIMICO	-	5,00	MW
FERROVIA	-	0,10	MW
ZPE	-	5,00	MW
FÁBRICA DE EQUIPAMENTOS	-	2,00	MW
TOTAL		33,80 MW	
TOTAL GERAL 105,22 MW			

Observação: Estimativa elaborada pela Porto do Açu

8. Para os clientes futuros está previsto um acréscimo de 42,50 MW, totalizando uma demanda total de 71,42 MW, o que representa 79,36% da capacidade total da subestação existente de 90 MVA.
9. Podemos perceber que um gatilho importante para a demanda dos clientes futuros é a implantação do projeto de tancagem da sociedade Açu Petróleo S.A., que atualmente fechou junto a esta concessionária os critérios de atendimento para sua carga, podendo esta demanda chegar a 30,00 MW se considerarmos o cenário de projeto completo, ainda sem previsão de acontecer.
10. Para os atendimentos aos novos clientes previstos no Plano Diretor do Complexo Portuário-Industrial, a Porto do Açu solicita assim análise e consideração da Enel sobre as alternativas para viabilização de nova fonte de energia a fim de suprir toda a demanda listada na tabela anterior. Em complemento, vale destacar que o nosso plano diretor



prevê a possibilidade de destinar área para a construção de uma eventual nova SE pela Concessionária ou outro interessado.

11. Assim, a Porto do Açu reforça que a demanda total de médio prazo (2021-2030) esperada para os projetos desenvolvidos no Complexo Portuário-Industrial é de 105,22 MVA, parte distribuída pela SE-01 já existente de propriedade e operação da Enel, e as novas cargas serão atendidas por atualização no sistema Elétrico Enel a ser avaliada pela concessionária.

Sendo o que nos cabia informar no momento, permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Porto do Açu Operações S.A

Este documento foi assinado eletronicamente por Antônio Francisco De Araujo Oliveira.
Para verificar as assinaturas vá ao site <https://www.portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código CD5C-92B2-E5D5-EABF.

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Certisign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://www.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/CD5C-92B2-E5D5-EABF> ou vá até o site <https://www.portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: CD5C-92B2-E5D5-EABF



Hash do Documento

800121B80F1FD2279C994116E518BBD0E439A2AE09868EA41D52D48960DB3A60

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 12/07/2021 é(são) :

- Antônio Francisco De Araujo Oliveira - 038.778.556-60 em 12/07/2021 14:12 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: antonio.oliveira@portodoacu.com.br

Evidências

Client Timestamp Mon Jul 12 2021 14:12:47 GMT-0300 (GMT-03:00)

Geolocation Latitude: -21.7808896 Longitude: -41.327001599999996 Accuracy: 3347

IP 45.226.119.93

Assinatura:



Hash Evidências:

E026223DA9F0B15453038A7BE1E4D6499DF050405A4E51169682EC380D4F7566



NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 014/2021

**Análise Socioambiental
do Estudo de Atendimento ao
Complexo Porto do Açu e Santo
Amaro no Estado do Rio de Janeiro**

(Relatório R1)



Empresa de Pesquisa Energética

(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
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Hélvio Neves Guerra (Adjunto)



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia

- Sala 744 - 7º andar

Brasília – DF – CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 – 5º Andar

Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA

014/2021

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro

(Relatório R1)

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

André Cassino Ferreira

Kátia Gisele Matosinho

Leonardo de Sousa Lopes

NT EPE/DEA/SMA 014/2021

27 de setembro de 2021

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

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1. INTRODUÇÃO	8
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	9
2.1 BASE DE DADOS UTILIZADA	9
3. DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS - SUBESTAÇÃO 345/138 KV PORTO DO AÇU E SECCIONAMENTO DA LT 345 KV UTE GNA I - CAMPOS, C1 E C2 NA SE 345/138 KV PORTO DO AÇU	11
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	21
APÊNDICES	23
APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 kV PORTO DO AÇU – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3	23
APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DAS DIRETRIZES DO SECCINAMENTO DA LT 345 kV UTE GNA I - CAMPOS, C1 E C2 NA SE 345/138 kV PORTO DO AÇU	24

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APP	Área de Preservação Permanente
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CNSA	Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
C2	2º circuito
CD	Circuito duplo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Funai	Fundação Nacional do Índio
GASINF	Gasoduto de Integração Norte Fluminense
GASOG	Gasoduto Goytacazes
GNA	Gás Natural Açú S/A
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Inbra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
OSM	<i>Open Street Map</i>
PA	Projetos de Assentamentos Rurais
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R2	Detalhamento técnico da alternativa de referência
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações
R4	Caracterização do sistema de transmissão
R5	Custos fundiários
RPPN	Reserva Particular do Patrimônio Natural
SE	Subestação

SIG	Sistema de Informações Geográficas
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica

1. INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a análise socioambiental da solução de transmissão indicada para atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro, no norte do estado do Rio de Janeiro, sendo parte integrante do respectivo Relatório R1.

Os estudos elétricos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram a implantação de uma nova subestação de rede básica, um seccionamento de linha, além de obras de distribuição, para aumentar a confiabilidade do atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro.

Cabe ressaltar que os Relatórios R1 fazem parte da etapa inicial do planejamento, contemplando estudos que recomendam novas LTs e SEs para atender a uma determinada demanda. Na sequência, via de regra, são elaborados os relatórios R2, R3, R4 e R5 para esses empreendimentos, que apresentam: o detalhamento técnico da alternativa de referência (R2); as análises socioambientais mais detalhadas e traçados referenciais para as linhas de transmissão e localização das subestações (R3); a caracterização do sistema de transmissão existente (R4); e os custos fundiários (R5). Em casos específicos e mediante justificativa técnica da EPE, alguns desses relatórios podem ser dispensados. Com relação aos estudos socioambientais, os Relatórios R3 apresentam uma avaliação mais aprofundada desses empreendimentos, de forma a subsidiar a licitação dos empreendimentos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Merece destaque o fato de o licenciamento ambiental ocorrer em uma etapa posterior à licitação, sendo de responsabilidade da empresa concessionária.

A área estudada neste relatório abrange dois municípios do norte fluminense, contemplando as análises socioambientais de uma nova subestação e um seccionamento de linha.

As tabelas a seguir apresentam a subestação e seccionamento planejados.

Tabela 1 – Subestação planejada

Subestação planejada	Tensão (kV)	Municípios
Porto do Açú	345/138	Campos dos Goytacazes / São João da Barra

Tabela 2 – Seccionamento de linha planejado

Seccionamento de Linha de Transmissão	Tensão (kV)	Nº de circuitos	Extensão aproximada (km)
Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú	345	2 torres em Circuito Duplo	2 x 2,5 km = 5 km

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

Nos relatórios R1, as análises socioambientais têm caráter preliminar e focam na região de ocorrência dos empreendimentos para a definição de corredores de estudo para LTs e de áreas referenciais circulares para SEs, utilizando dados secundários como base.

Por meio de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG) e com o auxílio de imagens de satélite disponíveis no software Google Earth Pro e bases cartográficas dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram realizadas avaliações que levantaram as regiões promissoras para implantação da subestação e do seccionamento de linha.

A localização das novas subestações e seccionamentos de linha está vinculada aos estudos elétricos, que indicam locais preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Essas áreas são o ponto de partida para os estudos socioambientais buscando-se, nos arredores, locais preferencialmente sem restrições socioambientais e com topografia favorável para a construção da subestação. Neste sentido, as análises apontam a localização referencial da subestação, não devendo se afastar muito do ponto indicado pelos estudos elétricos, sob o prejuízo de inviabilizar a alternativa selecionada.

Durante a elaboração dos estudos, foram realizadas reuniões com as empresas Gás Natural Açú S/A (GNA) e Porto do Açú para obter informações sobre empreendimentos existentes e planejados no Complexo Industrial Portuário, que se mostraram essenciais para a escolha da área de implantação da subestação e do seccionamento de linha.

2.1 Base de dados utilizada

Para definição da região indicada para implantação da subestação e seccionamento de linha, assim como para elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018)
- Base Cartográfica com os limites dos municípios brasileiros (IBGE, 2020)
- Cadastro Ambiental Rural (SICAR, 2021)
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2020)
- Hidrografia (OSM, 2019a)

- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2021)
- Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Processos Minerários (ANM, 2021)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2021a)
- Rede Viária (OSM, 2019b)
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2020)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2019)
- Terras Indígenas (Funai, 2021)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2021b)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2021; Eletrobras, 2011)
- Base georreferenciada do Plano Diretor do Complexo Industrial do Porto do Açúcar e gasodutos planejados (Porto do Açúcar, 2021)

3. DESCRIÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS - Subestação 345/138 kV Porto do Açú e Seccionamento da LT 345 kV UTE Gna I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú

Em função da sua pequena extensão, a descrição da região indicada para a subestação e para o seccionamento de linha foi realizada de forma unificada.

O terreno para a implantação da **SE Porto do Açú**, de **tensão de transformação 345/138 kV**, deverá contar com uma área de **112 mil m² (285 x 390m)**, sendo 88 mil m² para construção imediata (2026) e 24 mil m² para expansões futuras.

O **seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú** será realizado através de **duas linhas de 345 kV com torres de circuito duplo (CD)**, cada uma com **faixa de servidão de 50 metros**, com extensão aproximada de 2,5 km, **totalizando 5 km**.

A análise de áreas promissoras para implantação da nova subestação e do seccionamento considerou as premissas informadas pela equipe da STE, das quais destacam-se: a) situar-se em região próxima à subestação Açú (Enel) no Complexo Portuário, b) situar-se próxima à LT 345 kV GNA I – Campos, C1 e C2, a ser seccionada; c) localizar-se em região com espaço para expansões futuras e chegada de novas linhas.

Foram avaliadas três regiões potenciais para a implantação da nova subestação, denominadas Alternativas A, B e C.

Como pode ser observado na Figura 1, a Alternativa A está localizada próxima a diversos empreendimentos existentes e planejados do Complexo Portuário e de região com presença de residências ao logo da rodovia RJ-240, havendo grande restrição para ampliação da subestação e chegada de novas linhas. Diante desse cenário, a Alternativa A foi descartada.

A Alternativa B situa-se fora do Complexo Portuário, em área de cordões arenosos, o que pode representar complexidades construtivas e dificuldades no processos de licenciamento. Além disso, essa região apresenta-se confinada entre as linhas de 345 e 500 kV e gasodutos planejados (GASOG e GASINF) ao norte, a rodovia planejada RJ-244 ao sul, o Complexo Portuário a leste e a ferrovia planejada EF-118 a oeste, dificultando a chegada de novas linhas. Portanto, a Alternativa B também foi descartada.

A Alternativa C também situa-se fora do Complexo Porturário, em área rural, ao norte da LT 345 kV UTE GNA I – Campos C1/C2, do traçado da LT planejada 500 kV UTE GNA II – Campos II C1 e dos gasodutos planejados mencionados. Essa alternativa é a única entre as três que demandará obrigatoriamente que as linhas do seccionamento da LT em 345 kV realizem cruzamento com a LT planejada em 500 kV e com a LD em 138 kV. Contudo, mesmo com esse aspecto negativo, essa região se mostrou mais favorável em comparação às outras alternativas, em função da ausência de fatores significativos que limitassem a expansão da subestação e chegada de novas linhas. Dessa forma, essa foi a alternativa escolhida como referencial para a implantação da subestação e também para o seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I – Campos C1/C2.

Nesse sentido, recomenda-se avaliar in loco, na etapa de elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da subestação que estejam localizados na área **com raio de 1,5 km** no entorno do ponto de coordenadas **21°50'20.33"S / 41°9'13.51"O**. Destaca-se que o terreno deve estar situado ao norte da Linha de Distribuição (LD) 138 kV Açú – Mombaça – Campos, de forma a evitar confinamento da nova subestação entre essa LD e as LTs em 345 kV e 500 kV.

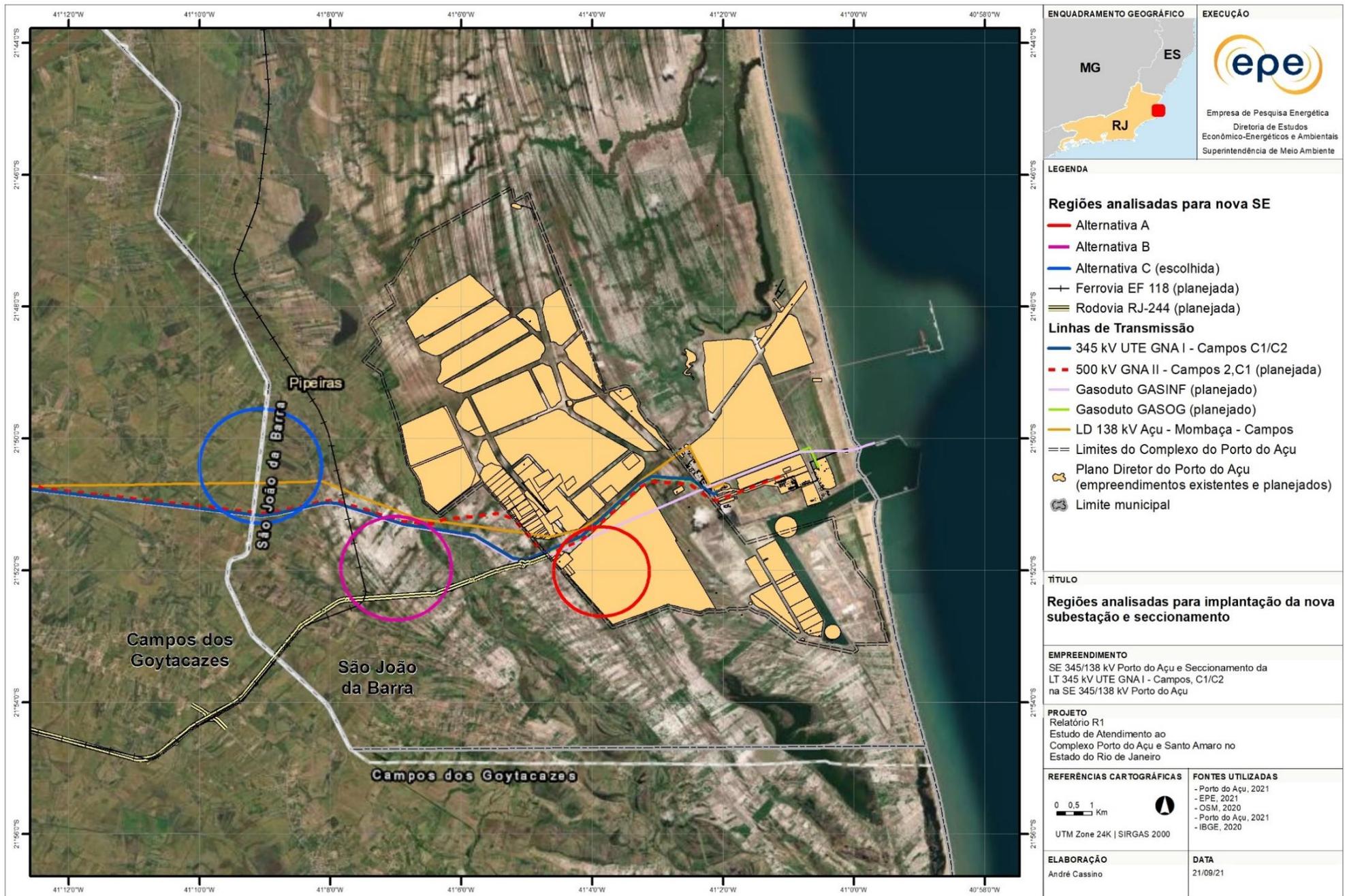


Figura 1 – Regiões analisadas para implantação da nova subestação e do seccionamento

Infraestrutura e localização

A área referencial proposta para implantação da SE 345/138 kV Porto do Açú e das duas linhas do Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú situa-se em zona rural, nos limites dos municípios de São João da Barra e Campos dos Goytacazes, no norte do estado do Rio de Janeiro. No entorno da área nota-se a presença de pequenas localidades dos municípios de Campos e São João da Barra, tais como Beira do Taí, Barra do Jacaré e Pipeiras.

Apesar da região possuir bom apoio viário, é provável haver necessidade de melhoria dos acessos na fase de obras, visto que no interior da área predominam vias não pavimentadas, que atendem as propriedades rurais existentes.

A linha de transmissão 345 kV UTE GNA I – Campos C1/C2 e o traçado da LT planejada 500 kV GNA II – Campos 2, C1 (planejada), além dos traçados dos gasodutos planejados GASOG e GASINF situam-se na extremidade sul da área. Como pode ser observado na Figura 2, a LD Açú – Mombaça – Campos atravessa a porção sul da área referencial. Há ainda dois oleodutos planejados na região (Projeto SPOT), cujos traçados obtidos no Estudo de Impacto Ambiental (Açú Petróleo/Mott MacDonald, 2020), porém, passam ao sul da rodovia planejada RJ-244, fora da área referencial indicada para construção da subestação e do seccionamento.

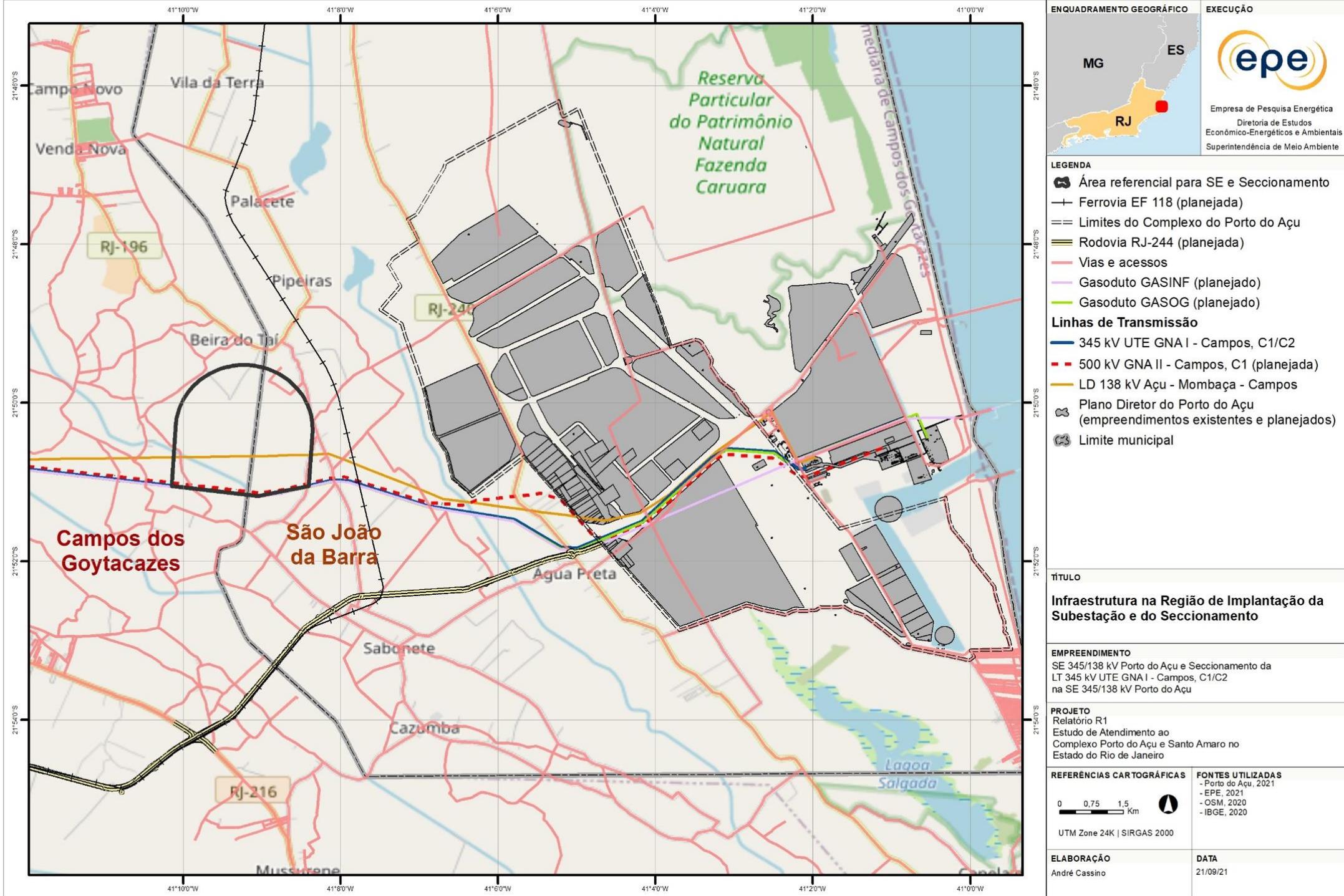


Figura 2 - Infraestrutura na região de implantação da subestação e do seccionamento

Vegetação e uso do solo

A área referencial situa-se em região com presença de áreas de pastagem e agricultura, com destaque para o cultivo de cana-de-açúcar (Figura 3). Importa destacar que a queimada é uma prática comum na colheita da cana-de-açúcar, e que essa atividade é incompatível com as faixas de segurança de linhas de transmissão e entorno de subestações. A lei Estadual do Rio de Janeiro n° 5990/2011, que dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar, prevê até 2024 a eliminação dessa prática para lavouras em áreas passíveis de mecanização, que é o caso em análise. Nesta mesma lei está definido que não é permitida a queima da cana-de-açúcar a menos de 200 metros de subestações de energia elétrica.

Há ainda algumas poucas benfeitorias rurais, fragmentos de vegetação nativa e áreas alagadas no interior da área referencial.



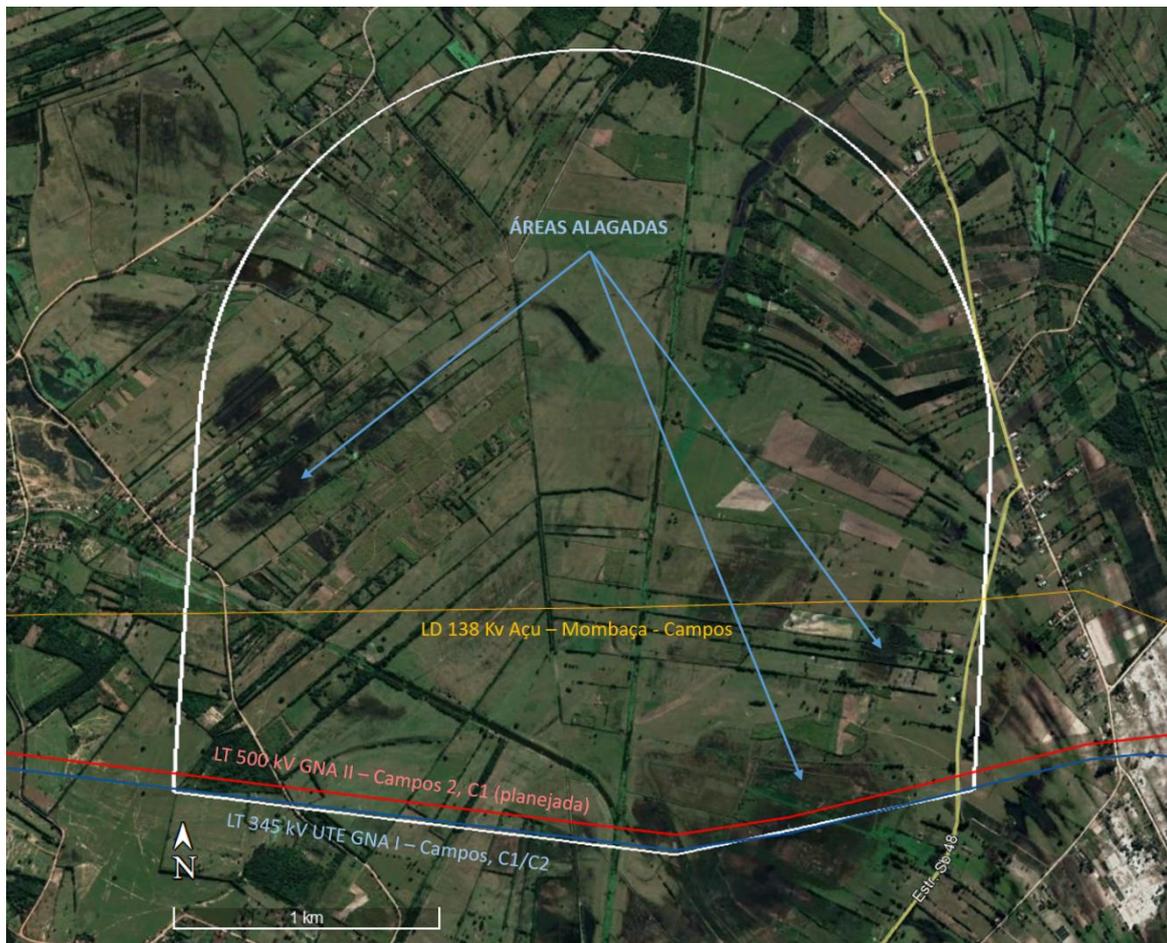
Fonte: Google Street View, 2021

Figura 3 – Propriedades com criação de gado e plantio de cana-de-açúcar às margens da rodovia estadual RJ-196, próximo à área referencial indicada para implantação da subestação e do seccionamento

Meio físico e Processos Minerários

As unidades de relevo predominantes na área são associadas a Planícies Costeiras, Flúvio-Marinhas e Flúvio-Lacustres (CPRM, 2012), no ambiente deposicional do Delta do rio Paraíba do Sul, em região de relevo plano, com declividades variando de 0 a 3% (CPRM, 2010). Tais unidades não representam dificuldades para a construção da subestação, das linhas do seccionamento e viabilização de acessos.

Na área de referência observa-se a presença dos canais da Andreza e Cambaiba, além de outros pequenos corpos hídricos, fato que, associado ao relevo plano, cria um ambiente de áreas alagadas e sujeitas à inundação (Figura 4). Portanto, na fase de elaboração de Relatório R3, deve ser avaliada a necessidade de alteamento do terreno indicado para a subestação e indicação de cuidados especiais relacionados à construção da fundação das torres das duas linhas do seccionamento.



Fonte: Google Earth Pro, 2021

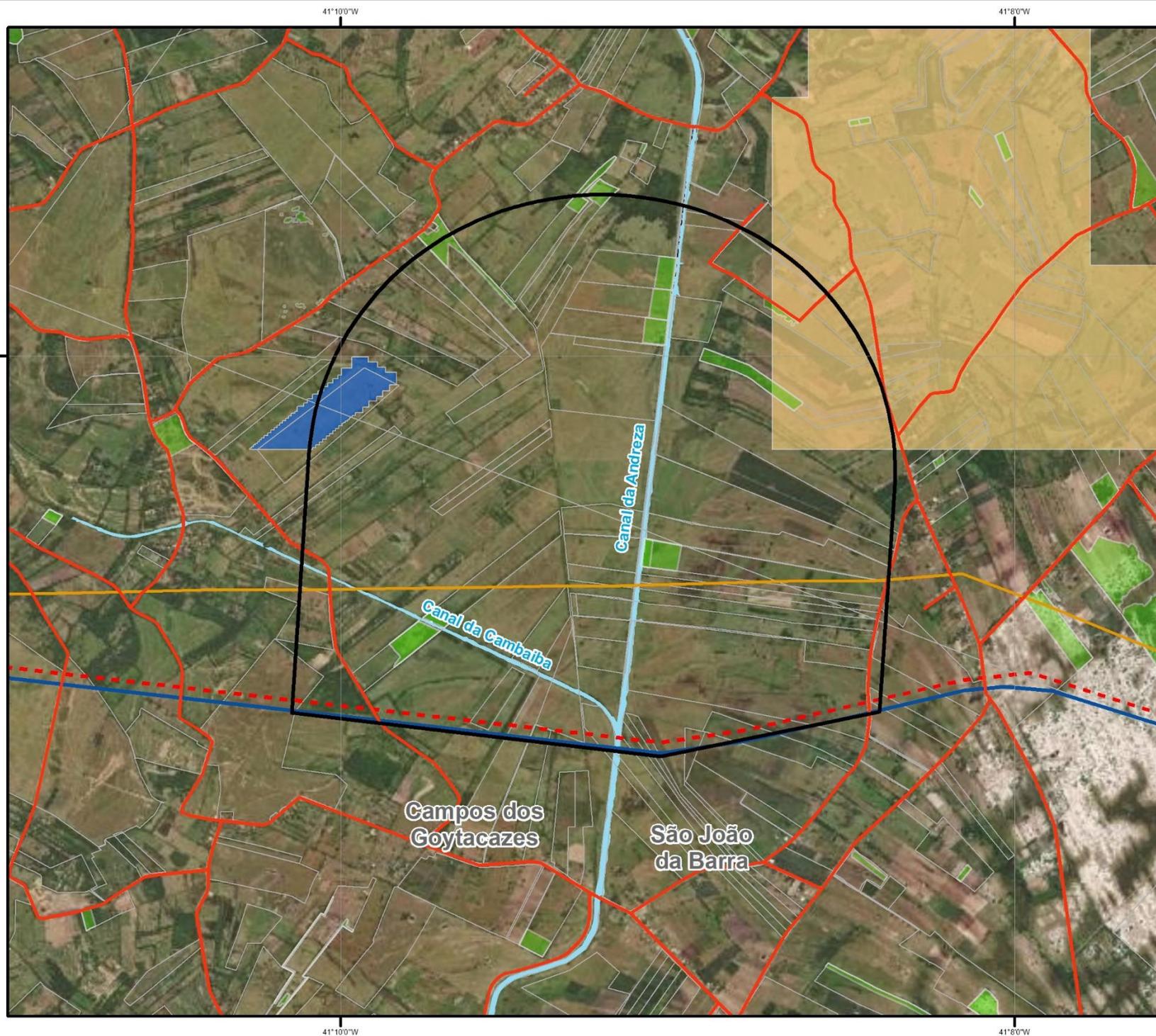
Figura 4 – Áreas alagadas no interior da área referencial indicada para implantação da subestação e do seccionamento

Conforme base de dados da Agência Nacional de Mineração (ANM, 2021), na porção norte da área referencial, há dois processos minerários, sendo um de extração de argila na fase de autorização de pesquisa, e um de minério de ouro na fase de disponibilidade (Figura 5). Portanto, deve-se evitar essas áreas na definição do terreno para a subestação e dos traçados das linhas do seccionamento.

Áreas protegidas e com restrições legais

Segundo as bases de dados consultadas, não há registro de unidade de conservação, terra indígena, terra quilombola, caverna, sítio arqueológico ou projeto de assentamento rural na área referencial proposta para a subestação e para o seccionamento.

Observam-se na Figura 5, áreas de reserva legal, de preservação permanente (APPs), além de outros remanescentes de vegetação nativa, conforme dados do Cadastro Ambiental Rural (SICAR, 2021), devendo-se evitar interferência nesses locais quando da definição do terreno para a implantação da subestação e dos traçados das linhas do seccionamento.



ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO 	EXECUÇÃO  Empresa de Pesquisa Energética Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais Superintendência de Meio Ambiente
LEGENDA <ul style="list-style-type: none">  Área referencial para SE e Seccionamento  Vias e acessos Linhas de Transmissão  345 kV UTE GNA I - Campos C1/C2  500 kV GNA II - Campos 2, C1  LD 138 kV Açú - Mombaça - Campos  APP + Reserva Legal + Vegetação nativa  Propriedades rurais Processos minerários  Autorização de pesquisa - Argila  Disponibilidade - Minério de ouro  Corpos d'água principais  Limite municipal 	
TÍTULO Mapa de Aspectos Socioambientais Relevantes na Área Referencial para Implantação Subestação e do Seccionamento	
EMPREENDIMENTO SE 345/138 kV Porto do Açú e Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1/C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú	
PROJETO Relatório R1 Estudo de Atendimento ao Complexo Porto do Açú e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro	
REFERÊNCIAS CARTOGRÁFICAS  UTM Zone 24K SIRGAS 2000	FONTES UTILIZADAS - OSM, 2019 - EPE, 2021 - CAR, 2021 - ANM, 2021 - IBGE, 2020
ELABORAÇÃO André Cassino	DATA 21/09/21

Figura 5 – Aspectos socioambientais relevantes na área referencial proposta para implantação da subestação e do seccionamento

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 da SE 345/138 kV Porto do Açú e do Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú, as opções de terreno para a futura subestação e alternativas de traçados do seccionamento, escolhendo-se as opções mais viáveis do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação da SE 345/138 kV Porto do Açú e dos traçados do Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú:

SE 345/138 kV

- Posicionar a SE 345/138 kV Porto do Açú ao norte da LD 138 kV Açú – Mombaça – Campos.
- Evitar interferência nas áreas de reserva legal, APPs e demais remanescentes de vegetação nativa.
- Evitar interferência em áreas alagada e nos corpos hídricos da região, em especial os canais da Andreza e Cambaiba.
- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.
- Evitar interferência nos dois polígonos de processos minerários situados na porção norte da área referencial.
- Avaliar necessidade de alteamento do terreno indicado para a subestação e demais obras complementares, em função da presença de áreas alagadas e sujeitas à inundação.

Seccionamento da LT 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 na SE 345/138 kV Porto do Açú

- Na chegada à subestação, posicionar as LTs de forma a facilitar a entrada futura de novas linhas de transmissão e distribuição.
- Evitar interferência nas áreas de reserva legal, APPs e demais remanescentes de vegetação nativa.
- Observar presença de benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.
- Evitar interferência nos dois polígonos de processos minerários situados na porção norte da área referencial.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: setembro de 2020.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2021. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: setembro de 2021.

Açu Petróleo/Mott MacDonald, 2020. Estudo de Impacto Ambiental do Projeto SPOT. Disponível em: <https://acupetroleo.com.br/sustentabilidade/estudo-de-impacto-ambiental/>. Acesso em: setembro de 2021.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2020. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: julho de 2019.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2012. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: setembro 2020.

_____. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: setembro de 2021.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2021. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: agosto de 2021.

Google Earth Pro, 2021. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: setembro de 2021.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2020. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação do Patrimônio Espeleológico. Disponível em: <https://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/areas-prioritarias-conservacao.html>. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: junho de 2020.

Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: agosto de 2020.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: agosto de 2020.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: setembro de 2019.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2021. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: agosto de 2021.

OSM. OpenStreetMap, 2019a. Hidrografia Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: julho de 2019.

OSM. OpenStreetMap, 2019b. Rede Viária. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: julho de 2019.

PORTO DO AÇU, 2021. Base georreferenciada do Plano Diretor do Complexo Industrial do Porto do Açú e dos gasodutos planejados.

Rio de Janeiro. Lei Nº 5990, de 20 de junho de 2011. Dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar e dá outras providências. Disponível em: <http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/CONTLEI.NSF/f25571cac4a61011032564fe0052c89c/e3a21f49c6520869832578bc005e6b97?OpenDocument>. Acesso em: setembro de 2021.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural, 2021. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/jmoveis/index>. Acesso em: setembro de 2021.

APÊNDICES

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 345/138 kV PORTO DO AÇU – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

SE 345/138 kV PORTO DO AÇU	
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 SE em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE: 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. Posicionar a SE 345/138 kV Porto do Açú ao norte da LD 138 kV Açú – Mombaça – Campos.	
2. Evitar interferência nas áreas de reserva legal, APPs e demais remanescentes de vegetação nativa.	
3. Evitar interferência em áreas alagada e nos corpos hídricos da região, em especial os canais da Andreza e Cambaiba.	
4. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	
5. Evitar interferência nos dois polígonos de processos minerários situados na porção norte da área referencial.	
6. Avaliar necessidade de alteamento do terreno indicado para a subestação e demais obras complementares, em função da presença de áreas alagadas e sujeitas à inundação.	

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DAS DIRETRIZES DO SECCINAMENTO DA LT 345 kV UTE GNA I - CAMPOS, C1 E C2 NA SE 345/138 kV PORTO DO AÇU

SECCINAMENTO DA LT 345 kV UTE GNA I - CAMPOS, C1 E C2 NA SE 345/138 kV PORTO DO AÇU	
Comparação das diretrizes das linhas do secc (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação das diretrizes das linhas do seccionamento (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão preliminar (R1): 2,5 km x 2 = 5 km	Extensão das diretrizes (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
As diretrizes estão inteiramente inseridas 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 as diretrizes propostas no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <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. Na chegada à subestação, posicionar as LTs de forma a facilitar a entrada futura de novas linhas de transmissão e distribuição.	
2. Evitar interferência nas áreas de reserva legal, APPs e demais remanescentes de vegetação nativa.	
3. Observar presença de benfeitorias rurais e evitar interferência direta sobre tais construções.	
4. Evitar interferência nos dois polígonos de processos minerários situados na porção norte da área referencial.	