



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

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

Dezembro de 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





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

Rodrigo Limp Nascimento

**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

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Maxwell Cury Júnior (coordenação)

Armando Leite Fernandes

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-rev0

Data: 11/12/2020

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

 epe Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo Análise Técnico-econômica		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-080/2020-rev0 Atendimento ao Complexo Porto do Açu e Santo Amaro no Estado do Rio de Janeiro		
Revisões rev0	Data 11/12/2020	Descrição sucinta Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

Este estudo analisa alternativas de reforço estrutural de transmissão e distribuição para atendimento ao aumento de carga previsto para o Complexo Porto do Açu e à localidade de Santo Amaro, no estado do Rio de Janeiro, devido ao esgotamento da capacidade do sistema elétrico da Enel Distribuição Rio. Foram analisadas alternativas contemplando a implantação de uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira na região, bem como através de reforços no sistema de Distribuição local.

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	14
4.1 Parâmetros Econômicos	14
4.2 Perdas Elétricas.....	14
4.3 Topologia, Mercado e Geração regional	15
Topologia.....	15
Mercado.....	15
Geração Regional.....	17
4.4 Limites de Carregamento	17
4.5 Limites de Tensão	17
4.6 Fator de Potência	18
5 Diagnóstico	19
6 Descrição das Alternativas.....	22
6.1 Alternativa1 – Nova SE 345/138 kV Porto Açu.....	22
6.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel) C2	26
6.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açu (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 Açu.....	28
7.2 Alternativa 2 – Nova LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel) – C2.....	31
7.3 Alternativa 3 – Nova LD 138 kV Campos - Açu (Enel) C1	32
8 Análise Econômica	33
9 Otimização dos Condutores da Rede Básica	35
10 Energização e Rejeição de Carga	36

11	Análises Socioambientais.....	37
12	Análise de Curto-Circuito	38
13	Referências	39
14	Equipe Técnica	41
15	Ficha PET.....	42
16	Anexos - Plano de Obras das Alternativas	46
17	Anexo – Ofício UTE GNA I – Geração de Energia Ltda.....	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema Elétrico Regional em 2026	8
Figura 2-1 – Alternativa vencedora – Nova SE Açú 345/138 kV – Pátio 345 kV	10
Figura 2-2 – Alternativa vencedora – Nova SE Açú 345/138 kV – Pátio 138 kV	10
Figura 6-1 – Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Açú.....	22
Figura 6-2 – Terreno contíguo à SE 138 kV Açú (Enel).....	23
Figura 6-3 – Nova SE 345/138 kV Açú – Pátio 345 kV – ano 2026	23
Figura 6-4 – Nova SE 345/138 kV Açú – Pátio 138 kV – ano 2026	24
Figura 6-5 – Torres próximas à nova SE SE 345/138 kV Açú	25
Figura 6-6 – Alternativa 2 – LD 138 kV Mombaça – Açú (Enel) C2	26
Figura 6-7 – Alternativa 3 – LD 138 kV Campos – Açú (Enel) C1	26
Figura 8-1 – 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 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição	12
Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações de distribuição.....	12
Tabela 3-4 – Instalações a implantar em 2026 e o total com futuras expansões.....	13
Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários (%)	14
Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga (horas).....	15
Tabela 4-3 – Demandas do Porto Açu – Atuais e Futuras (MW).....	16
Tabela 4-4 – Capacidade Nominal e de Emergência das linhas de transmissão e distribuição (MVA)	17
Tabela 4.5 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão (pu)	18
Tabela 5-1 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – Ano 2025.....	19
Tabela 5-2 – Níveis de Tensão (pu) – Ano 2025	19
Tabela 5-3 – Percentual de carregamento em relação a capacidade nominal (%) – 2026 e 2034	20
Tabela 5-4 – Níveis de Tensão (pu) – 2026 e 2034.....	20
Tabela 5-5 – Obras de Rede Básica no Estado do Rio de Janeiro consideradas executadas.....	21
Tabela 6-1 – Obras para conexão e eliminação de restrição de geração da UTE GNA II.....	25
Tabela 7-1 – Carregamentos em condição normal de operação – Alternativa 1	28
A Tabela 7-2 mostra os valores de tensão em condições normais de operação. Tabela 7-2 – Valores de Tensão em condição normal de operação (pu) – Alternativa 1	28
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 – 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 Açu – Alternativa 1	30
Tabela 7-6 – Valores de Tensão na perda da transformação 345/138 kV da nova SE Açu (pu) – Alternativa 1 ..	31
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 8-1 – Comparação de Custos de Alternativas (R\$x1000 e %)	34
Tabela 11-1 – Níveis de curto circuito 3Ø - ano 2034	38
Tabela 15-1 – Alternativa 1: Plano de obras.....	46
Tabela 15-2 – Alternativa 2: Plano de Obras	46
Tabela 15-3 – Alternativa 3: Plano de Obras	46

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 é de 92,22 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 II – Gás Natural Açú II.

Assim, a EPE iniciou este 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 em 2026

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. Para efeito deste relatório esta usina será denominada apenas como UTE GNA II. As coordenadas geográficas da referida UTE são: 21° 50' 42.82" S / 41° 01' 05.50" W.

Segundo o Despacho ANEEL nº 3.949 [9], a localização física da UTE GNA II (ex-UTE Novo Tempo) 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. O novo ponto de conexão passou a ser o barramento da SE 345 kV Campos, de propriedade da Eletrobrás 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].

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 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 Açu, 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 Açu com 1 banco de autotransformadores de 180 MVA (3x60 MVA) e 1 fase reserva, conforme mostrado simplificadaamente nas Figura 2-1 e Figura 2-2.

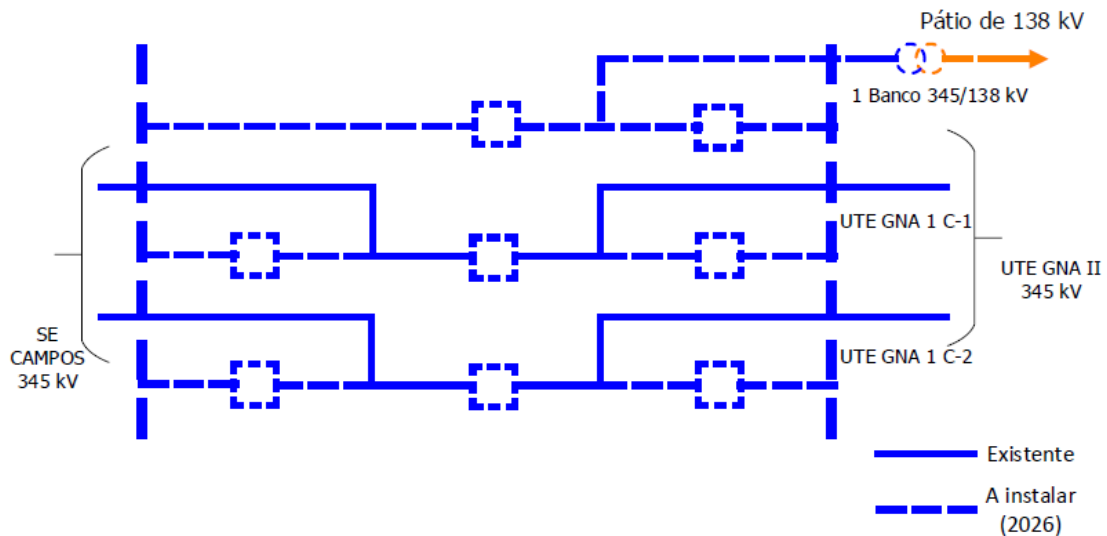


Figura 2-1 – Alternativa vencedora – Nova SE Açu 345/138 kV – Pátio 345 kV

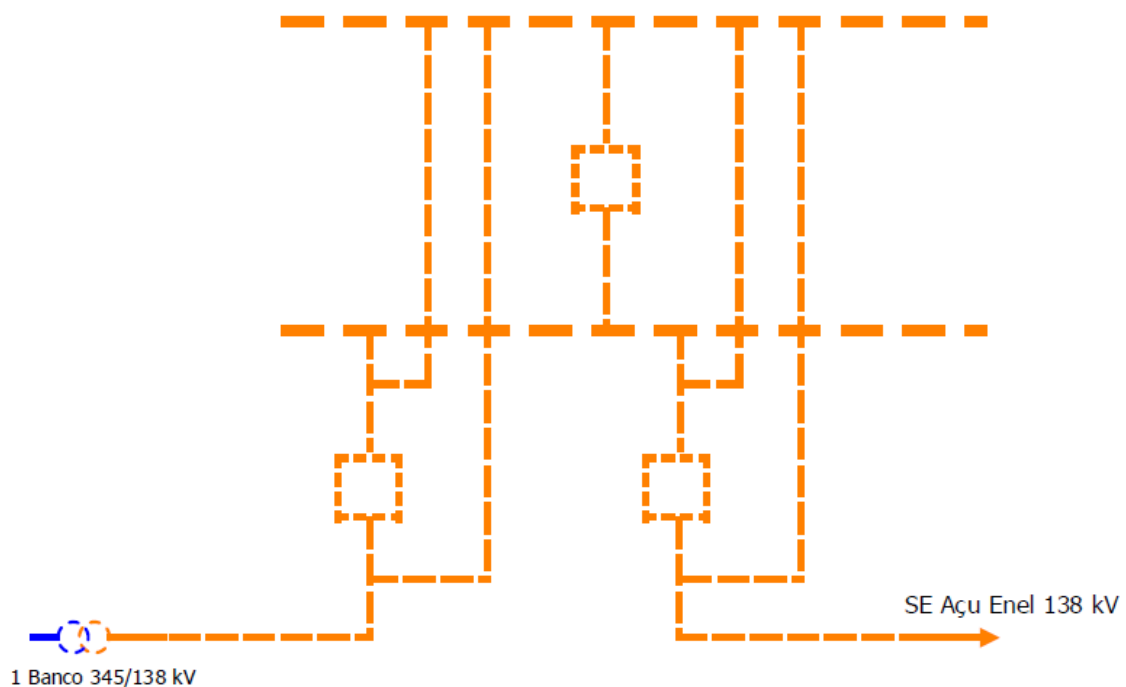


Figura 2-2 – Alternativa vencedora – Nova SE Açu 345/138 kV – Pátio 138 kV

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais da ordem de R\$ 167 milhões até o final do horizonte do estudo, sendo R\$ 115 milhões na Rede Básica de Fronteira e R\$ 52 milhões no sistema de Distribuição da Enel Rio. No valor de investimentos referente à Rede Básica de Fronteira não foram considerados custos adicionais para extensões de linhas a partir do ponto de seccionamento das linhas de 345 kV, uma vez que se admitiu o possível aproveitamento do terreno contíguo à SE 138 kV Açú (Enel). Também não foram considerados abatimentos de custos no módulo geral de infraestrutura da nova SE Açú 345/138 kV por conta de benfeitorias existentes no terreno de referência indicado para a construção da nova subestação, por não ser possível atestar nesse momento, que alguma dessas benfeitorias poderão ser efetivamente aproveitadas. Estas considerações estão detalhadas no item 6.1.

Com relação aos investimentos na Distribuição, R\$ 10,29 milhões referem-se a obras da interligação da SE 138 kV Açú (Enel) a Nova SE 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 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.

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

Nome	Tensão(KV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Açu	345/138	DJM/BD4	4	Autotransformador monofásico (3+1R) x 60 MVA	2026
			1	Conexão de Transformador 345 kV	
			1	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	

Na Tabela 3-2 e Tabela 3-3 são mostradas as obras recomendadas para o sistema de Distribuição.

Tabela 3-2 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de distribuição

Origem	Destino	Circuito	Extensão(km)	Tensão(kV)	Ano
Açu	Açu Enel	1	0,2	138 kV	2026
Açu Enel	Santo Amaro	1	20	138 kV	****
****	Obra já prevista no PDD ANEEL para 2025				

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

Nome	Tensão(KV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Açu 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				

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 o início do processo licitatório somente a partir de 2022. Até esta data, caso sejam detectadas variações de carga para maior ou para menor, a EPE poderá reavaliar a data de necessidade desses empreendimentos.

Uma vez que não foram detectados óbices para a utilização do terreno contíguo à SE 138 kV Açu (Enel) para a construção da nova SE 345/138 kV Açu, conforme resposta da GNA [7], recomenda-se que o agente vencedor da licitação dessa subestação verifique e garanta que esta área seja compatível com o tamanho da subestação mais expansões futuras solicitadas, conforme mostrado na Tabela 3-4. A área estimada total é de cerca de 112.000 m², sendo 85.000 m² para utilização e construção imediata e 27.000 m² para expansões futuras.

Tabela 3-4 – Instalações a implantar em 2026 e o total com futuras expansões

Instalação	Tensão(kV)	2026	Final
Entrada de linha	345	4	8
Interligação de Barras	345	3	5
Conexão de transformadores	345	1	3
Entrada de linha	138	1	5
Interligação de Barras	138	1	1
Conexão de transformadores	138	1	3
Conexão de banco capacitor	138	0	1

Conforme mostrado na Figura 6-5, existem algumas torres de 345 kV que saem em direção ao estaleiro da OSX, localizadas próximo ao terreno de referência utilizado para a construção da nova SE 345/138 kV Açu. Caso o vencedor da licitação venha a efetivamente utilizar esse terreno para a construção da subestação, recomenda-se: i) Verificar se o respectivo terreno é compatível com a construção da nova subestação mais expansões futuras solicitadas e detalhadas na Tabela 3-4, mesmo que com a presença das torres citadas; e ii) Caso seja necessário remover essas torres para garantir o área mínima compatível com a construção da nova subestação mais expansões futuras solicitadas e detalhadas na Tabela 3-4, recomenda-se que a retirada das mesmas seja considerada e de responsabilidade do vencedor da licitação.

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 II 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 – Obras para conexão e eliminação de restrição de geração da UTE GNA I.

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, graneis 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]. Para pronta referência, informamos esses valores na Tabela 4-3.

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

Cargas Existentes		
Cliente	Tensão	Demanda Contratada (MW)
Águas do Açu	220 V	0,4
Anglo American	138 kV	5,7
B Port	34,5 kV	0,8
Empreiteirópolis	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
Wartsila	34,5 kV	0,2
TOTAL	-	28,92
Entrada prevista até dezembro de 2025		
Cliente	Tensão	Demanda Contratada (MW)
Açu 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
Truck Center	34,5 kV	12
TOTAL	-	36,5
Entrada prevista até dezembro 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
TOTAL	-	26,8
TOTAL GERAL	-	92,22

O

Resumidamente, a carga atual é da ordem de 28,92 MW, evoluindo para 65,40 MW em 2025, e atingindo o valor total de 92,22 MW a partir de 2026. Devido à característica industrial das cargas locais a Enel Rio informou que a mesma terá um comportamento *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.

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.

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

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 II	345	1056/1537

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 II 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.

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

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

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.

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

Instalação	Percentual de carregamento (%)
ATRs SE 345/138 kV Campos	62,8
LD 138 kV Campos - Mombaça	33,5
LD 138 kV Mombaça - Açu (Enel)	83,6
LD 138 kV Açu (Enel) - Santo Amaro	15,2

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.

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu)
SE Campos	1,028
SE Mombaça	1,025
SE Açu (Enel)	0,965
SE Santo Amaro	0,971

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.

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.

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

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

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 – Açú (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.

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

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

Os níveis de tensão a partir da SE 138 kV Açú (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 - Açú (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.

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

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

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, via sistema de Distribuição.

6.1 Alternativa1 – Nova SE 345/138 kV Porto 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 atraente devido à proximidade física entre as SEs da UTE GNA II e da SE 138 kV Açu (Enel). A nova SE será dotada de 1 banco de autotransformadores de 180 MVA, (3+1R) x 60 MVA, com 1 fase reserva e dotado de LTC. A capacidade de emergência será de 20% (216 MVA), conforme item 4.4.

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

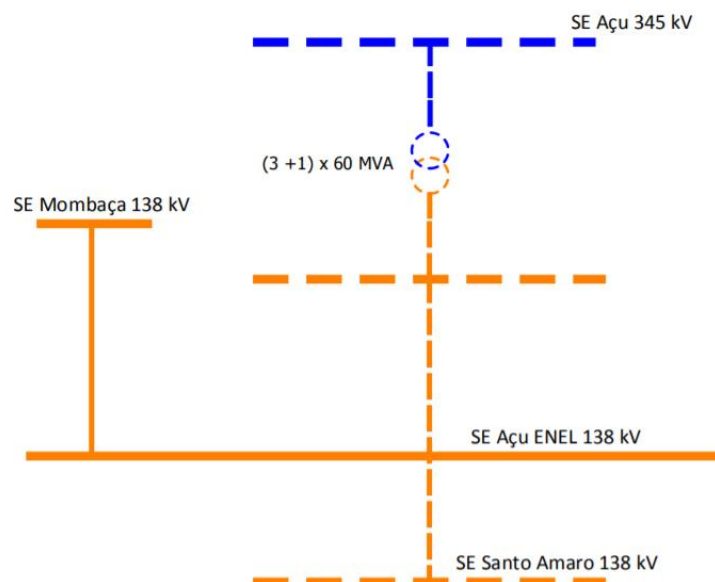


Figura 6-1 – Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Açu

Para a implantação dessa nova SE foi considerado, 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.

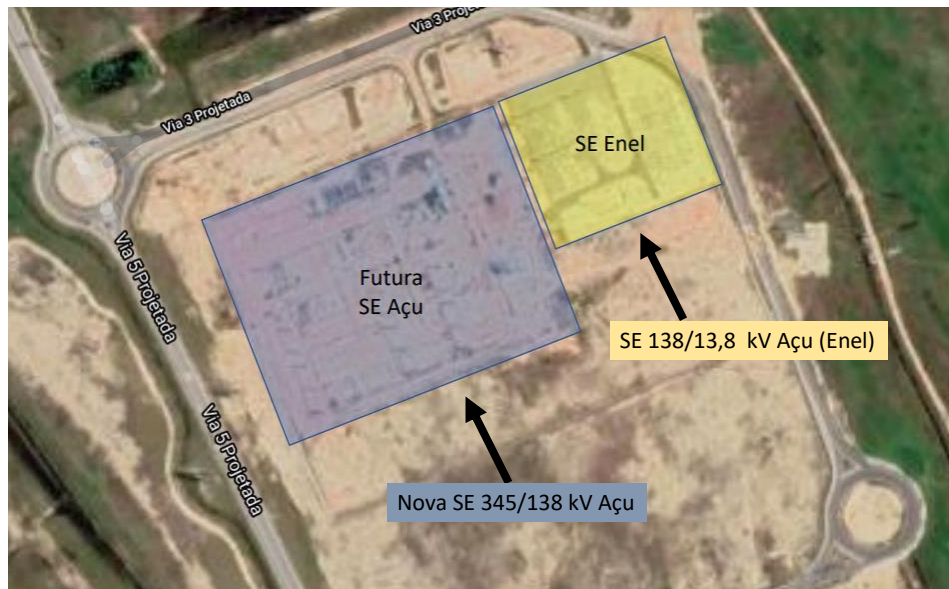


Figura 6-2 – Terreno contíguo à SE 138 kV Açú (Enel)

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 Nova Açú, conforme [7], caso esta alternativa venha a ser recomendada e caso a transmissora vencedora da licitação opte por esse terreno.

As linhas 345 kV do ramal exclusivo da UTE GNA II atravessam este terreno, sem nenhuma conexão física com qualquer elemento local. 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.

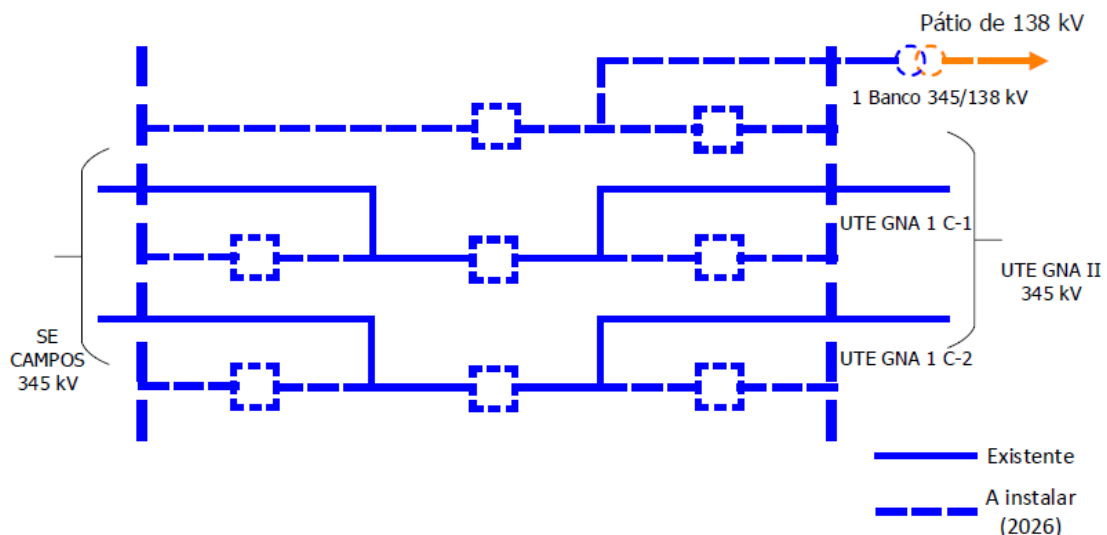


Figura 6-3 – Nova SE 345/138 kV Açú – Pátio 345 kV – ano 2026

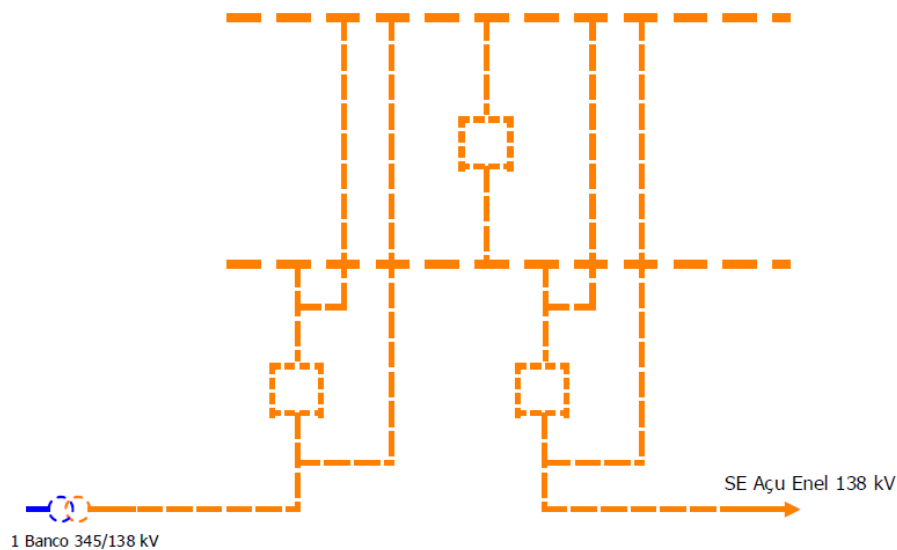


Figura 6-4 – Nova SE 345/138 kV Açu – Pátio 138 kV – ano 2026

É possível notar que as linhas 345 kV de uso exclusivo da UTE GNA II precisam ser seccionadas para a alimentação da nova SE e para a instalação das respectivas proteções. Desta forma, com essas considerações, não foram custeadas extensões de linha 345 kV a partir do ponto de seccionamento por não haver essa necessidade utilizando-se o terreno de referência.

Conforme [7], existem algumas benfeitorias no terreno que podem vir a ser aproveitadas caso esta alternativa seja a vencedora e caso o esse terreno venha a ser utilizado para a construção da nova SE.

As benfeitorias existentes são:

- Terraplanagem finalizada;
- Drenagem a ser revisada;
- Sala de comando com estrutura e alvenaria finalizada;
- Estrutura do gerador diesel de emergência concluído;
- Bases para um banco de autotransformadores 345/138 kV já finalizados;
- Fundações das bases do barramento superior concluídas para etapa de implantação do primeiro banco de autotransformadores; e
- Estruturas metálicas de suporte de barramentos aéreos superiores parcialmente concluídos.

Para o custeio do módulo de infraestrutura geral da nova SE não foi considerado nenhum abatimento, tendo em vista não ser possível garantir que as benfeitorias apresentadas poderão vir a ser aproveitadas caso o terreno seja utilizado.

Importante frisar que todas as obras referentes à conexão da UTE GNA II, 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:

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

Obras	Motivo	Responsável pela execução
LT 345 kV CD Campos-UTE GNA I	Conexão da UTE GNA II	UTE GNA I Geração de Energia S A
SE 20/345 kV UTE GNA I - DJM	Conexão da UTE GNA II	UTE GNA I Geração de Energia S A
Substituição de equipamentos superados na SE 345 kV Campos ¹	Eliminar restrição de geração	Eletrobrás 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

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. Conforme mostrado na Figura 6-5 existem algumas torres de 345 kV que saem em direção ao estaleiro da OSX, localizadas próximo ao terreno de referência utilizado para a construção da nova SE 345/138 kV Açú. Caso essa alternativa seja a de mínimo custo global e o vencedor da licitação venha a efetivamente utilizar esse terreno para a construção da subestação, é importante: i) Verificar se o respectivo terreno é compatível com a construção da nova subestação mais expansões futuras solicitadas e detalhadas na Tabela 3-4, mesmo que com a presença das torres citadas; e ii) Caso seja necessário remover essas torres para garantir o área mínima compatível com a construção da nova subestação mais expansões futuras solicitadas e detalhadas na Tabela 3-4, recomenda-se que a retirada das mesmas seja considerada e de responsabilidade do vencedor da licitação.

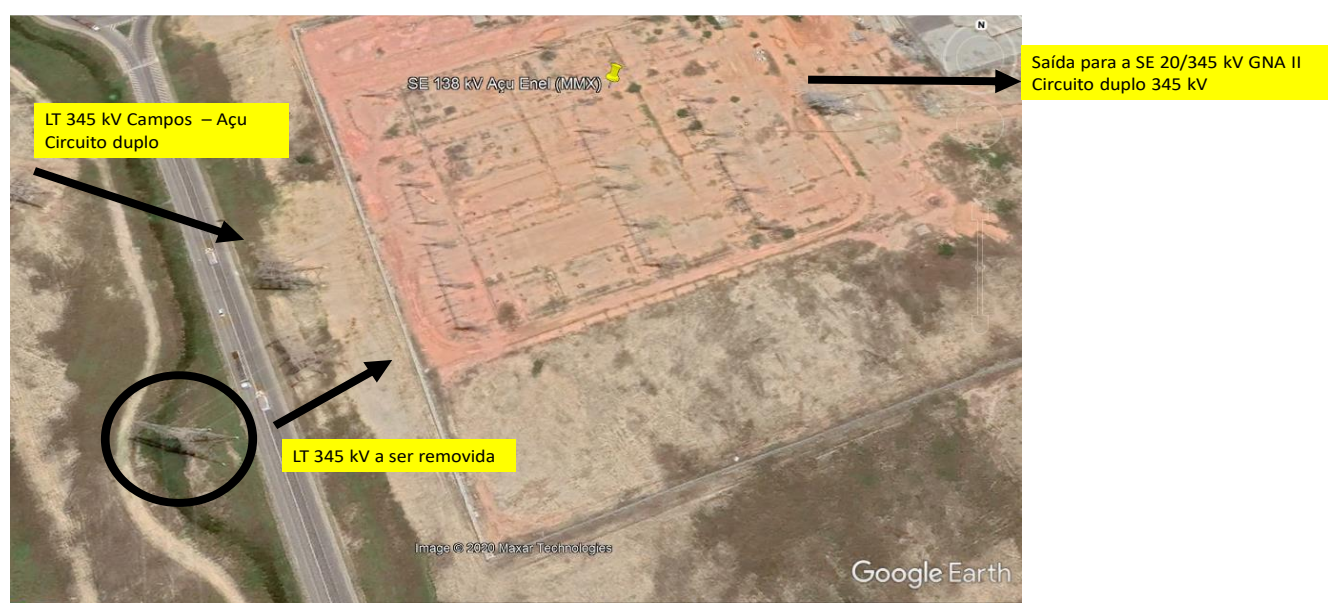


Figura 6-5 – Torres próximas à nova SE SE 345/138 kV Açú

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 6-6 mostra um esquemático simplificado da alternativa.

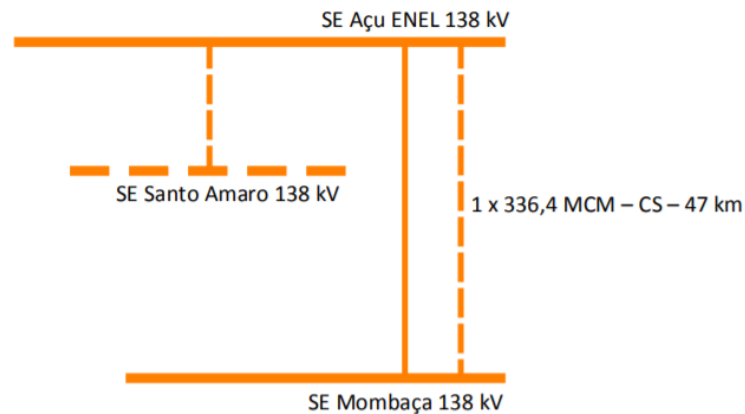


Figura 6-6 – Alternativa 2 – LD 138 kV Mombaça – Açú (Enel) C2

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 6-7 mostra um esquemático simplificado da alternativa.

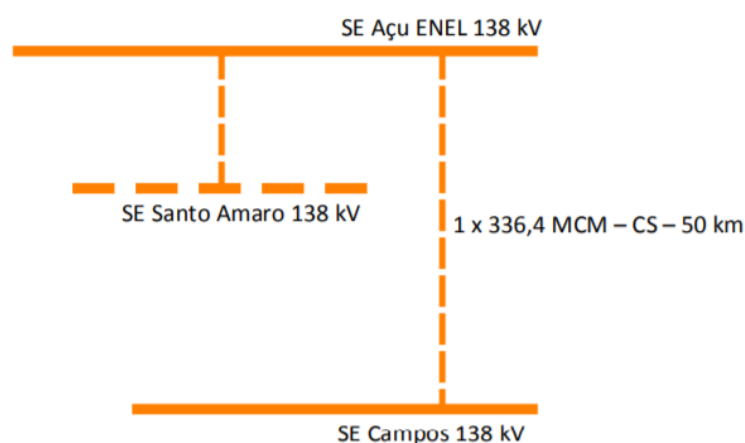


Figura 6-7 – Alternativa 3 – LD 138 kV Campos – Açú (Enel) C1

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 Açu (trecho que passaria a fazer parte da Rede Básica), e a perda do único banco de autotransformadores da nova SE Açu.

A seguir são apresentados os resultados da análise das alternativas.

7.1 Alternativa 1 – Nova SE 345/138 kV Açu

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

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

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	53,8	59,1
LD 138 kV Campos-Mombaça	19,2	26,0
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	51,8	54,1
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	17,4	22,7
Bancos 345/138 kV Nova Açu	76,7	83,1
LT 345 kV Campos-Nova Açu	45,6	44,8

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 Açu para a SE 345/138 kV Campos.

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

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,034	1,030
Mombaça	1,032	1,027
Açu Enel	1,007	1,009
Santo Amaro	1,013	1,017

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 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 – Açu).

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

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	42,2	55,1
LD 138 kV Campos-Mombaça	16,1	22,3
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	72,6	75,1
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	13,6	17,8
Bancos 345/138 kV Nova Açu	83,1	88,2
LT 345 kV Campos-Nova Açu	75,7	74,4

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 - 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 Açu.

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

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,028	1,023
Mombaça	1,025	1,020
Açu Enel	1,001	1,004
Santo Amaro	1,007	1,012

Verifica-se pelos valores apresentados que, com o controle do LTC das unidades transformadoras da nova SE 345/138 kV Açu, 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 do único banco transformador da nova SE 345/138 kV Açu.

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

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	55,7	69,5
LD 138 kV Campos-Mombaça	39,3	48,2
LD 138 kV Mombaça-Açu Enel	93,9	98,0
LD 138 kV Açu Enel-Santo Amaro	13,1	16,9
LT 345 kV Campos-Nova Açu	43,6	43,3

Percebe-se que, a partir do ano 2034, ano horizonte do estudo, poderá haver necessidade de novos investimentos mesmo considerando-se apenas o crescimento vegetativo da carga, uma vez que a LD 138 kV Mombaça – Açu (Enel) estará com sua capacidade de emergência esgotada, quando da perda do único banco de transformadores da nova SE 345/138 kV Açu.

A Tabela 7-6 mostra os valores de tensão para a perda do banco de transformadores da SE 345/138 kV Nova Açu.

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,030	1,024
Mombaça	1,026	1,020
Açú Enel	0,932	0,924
Santo Amaro	0,937	0,929

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, de modo a não ocasionar variações de tensão elevadas quando da perda do único banco transformador da nova SE 345/138 kV Açú.

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.

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

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	55,4	82,8
LD 138 kV Campos-Mombaça	38,4	47,1
LD 138 kV Mombaça-Açú Enel	56,1	57,3
LD 138 kV Açú Enel-Santo Amaro	17,2	22,3

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

A Tabela 7-8 mostra os valores de tensão em condição normal de operação.

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,032	1,027
Mombaça	1,028	1,023
Açú Enel	0,987	0,982
Santo Amaro	0,993	0,989

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.

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

Instalação	Percentual de carregamento(%) - 2026	Percentual de carregamento(%) - 2034
Bancos 345/138 kV Campos	55,5	82,8
LD 138 kV Campos-Mombaça	29,8	38,1
LD 138 kV Mombaça-Açú Enel	54,9	56,1
LD 138 kV Açú Enel-Santo Amaro	17,2	22,3
LD 138 kV Campos-Açú Enel	57,2	59,7

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

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

Barramento 138 kV	Tensão (pu) 2026	Tensão (pu) 2034
Campos	1,032	1,027
Mombaça	1,029	1,024
Açú Enel	0,988	0,983
Santo Amaro	0,994	0,991

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.

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

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	125.359,82	434,5%	3º	63.991,07	434,5%	3º	59.037.319,43	0,00	1º	63.991,07	100,0%	1º
Alternativa 2	28.848,89	100,0%	1º	14.726,18	100,0%	1º	59.105.961,27	68.641,84	2º	83.368,02	130,3%	2º
Alternativa 3	30.005,66	104,0%	2º	15.316,66	104,0%	2º	59.105.961,27	68.641,84	2º	83.958,50	131,2%	3º

A Alternativa 1, que recomenda a implantação de uma nova Rede Básica de Fronteira na localidade do Porto Açu, possui análise econômica mais favorável considerando o somatório dos investimentos iniciais a serem feitos e as perdas elétricas do sistema. A Figura 8-1 mostra a comparação entre as alternativas graficamente.

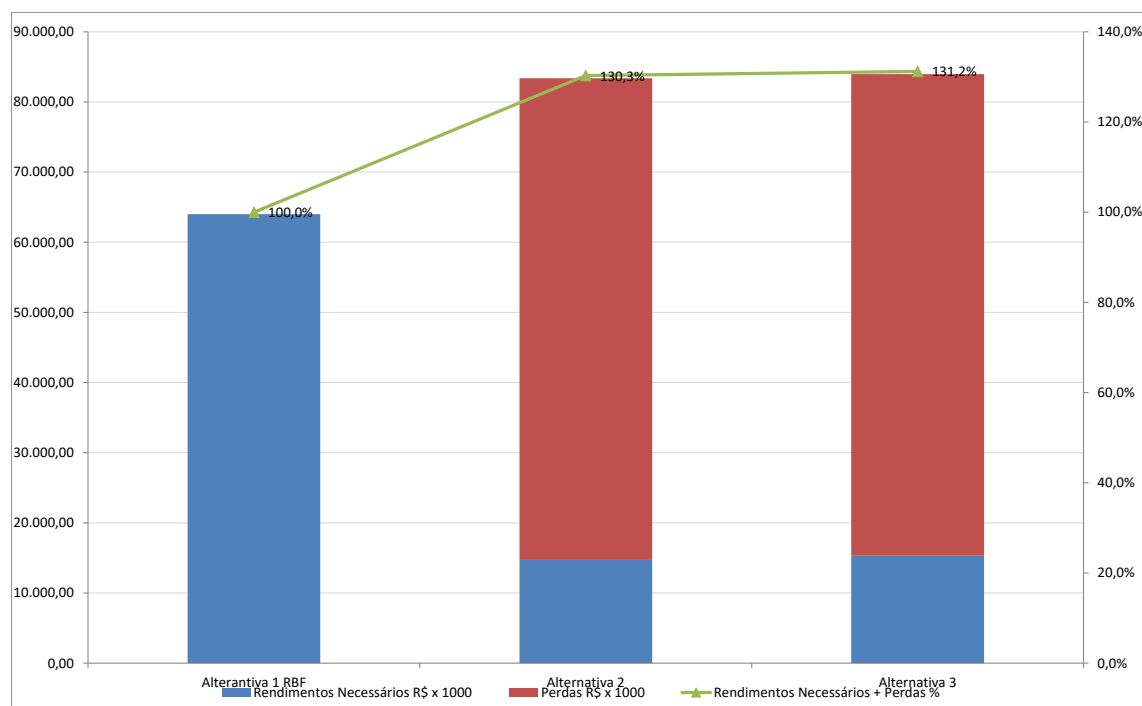


Figura 8-1 – Comparação econômica entre alternativas (R\$x1000 e %)

9 OTIMIZAÇÃO DOS CONDUTORES DA REDE BÁSICA

Não se aplica, uma vez que não são recomendadas novas linhas de Rede Básica no presente estudo.

10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

Não se aplica, pois não são esperados problemas com relação a este item devido as características do sistema em análise.

11 ANÁLISES SOCIOAMBIENTAIS

Não se aplica, pois o terreno de referência utilizado para a subestação recomendada já está devidamente licenciado.

12 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 Açu, 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 12-1 mostra os valores de curto-circuito sem as obras e com as obras referentes à Alternativa 1 implantadas no ano 2034.

Tabela 12-1 – Níveis de curto circuito 3Ø - ano 2034

Subestação	Tensão (kV)	Curto Circuito 3Ø	
		Sem obras	Com obras
Açu (Enel)	138	2,84	7,81
Santo Amaro	138	1,70	2,78
Mombaça	138	22,86	23,96
Campos	138	27,37	28,23
D.Campos	138	15,21	15,68
Porto Açu	345	16,87	17,07
Campos	345	21,25	21,26

Percebe-se um aumento significativo dos níveis de curto-circuito apenas na SE 138 kV Açu (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 Açu.

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. 2019.
- [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 EQUIPE TÉCNICA

Armando Leite Fernandes – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Giovani Zaparoli – Enel Rio

Lucas Ferreira Sampaio Silva - Enel Rio

William Pereira dos Santos Neto - Enel Rio

Ângelo Medeiros Sátiro – Eletrobrás Furnas

Arnaldo Dias Júnior – Eletrobrás Furnas

Frederico Garcia Cavalcanti - Eletrobrás Furnas

Sérgio da Silva Rodrigues - Eletrobrás Furnas

Yuri Rosenblum – Eletrobrás Furnas

15 FICHA PET

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: SE 345/138 kV AÇU (Nova)	UF: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atender aumento de carga do Complexo Porto do Açú e à localidade de Santo Amaro, no estado do Rio de Janeiro

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

1° ATF 345/230 kV, (3+1R) x 60 MVA 1Φ	28.309,60
1 CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	7.580,87
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	4.712,82
3 IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	21.406,02
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	3.643,75
MIM - 345 kV	6.988,93
MIM - 138 kV	1.072,05
MIG (Terreno Rural)	14.815,72

Total de Investimentos Previstos: **88.529,76**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-IT-054/2019. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV CAMPOS - AÇU C1 e C2	UF: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atender aumento de carga do Complexo Porto do Açu e localidade de Santo Amaro, no estado do Rio de Janeiro

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

2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Açu	13.271,96
--	-----------

Total de Investimentos Previstos:	13.271,96
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-IT-054/2019. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento: LT 345 kV AÇU - UTE GNA II – C1 e C2	UF: RJ
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atender aumento de carga do Complexo Porto do Açú e localidade de Santo Amaro, no estado do Rio de Janeiro

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

2 EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // Açú

13.271,96

Total de Investimentos Previstos:

13.271,96

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-IT-054/2019. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020

Sistema Interligado da Região SUDESTE

Empreendimento:

LT 138 kV AÇU RBF - AÇU (ENEL), C1 (Nova)

UF: **RJ**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2026**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **36 meses**

Justificativa:

Atender aumento de carga do Complexo Porto do Açú e localidade de Santo Amaro, no estado do Rio de Janeiro

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

1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // Açú RBF

4.827,05

Total de Investimentos Previstos:

4.827,05

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] EPE-DEE-IT-054/2019. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Junho de 2020

16 ANEXOS - PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Tabela 16-1 – Alternativa 1: Plano de obras

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						125.359,82	125.359,82	11.135,39
								63.991,07
SE 345/138 kV AÇU RBF (Nova)						88.529,76	88.529,76	7.863,87
1º ATF 345/230 kV, (3+1R) x 60 MVA 1Φ		2026	4,0	1,0	7077,40	28.309,60	28.309,60	2.514,67
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2026	1,0	1,0	7580,87	7.580,87	7.580,87	673,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	4712,82	4.712,82	4.712,82	418,63
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2026	3,0	1,0	7135,34	21.406,02	21.406,02	1.901,44
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	3643,75	3.643,75	3.643,75	323,66
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			4,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0					
MIM - 345 kV		2026	1,0	1,0	6988,93	6.988,93	6.988,93	620,81
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1072,05	1.072,05	1.072,05	95,23
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 2 - AÇU RBF, C2 (Nova)						13.271,96	13.271,96	1.178,91
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0 km		2026		1,0	1606,40			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Açu RBF	2026	2,0	1,0	6635,98	13.271,96	13.271,96	1.178,91
								6.774,79
LT 345 kV AÇU RBF - UTE GNA 1, C2 (Nova)						13.271,96	13.271,96	1.178,91
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 0 km		2026		1,0	1606,40			
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Açu RBF	2026	2,0	1,0	6635,98	13.271,96	13.271,96	1.178,91
								6.774,79
LT 138 kV AÇU RBF - AÇU ENEL, C1 (Nova)						10.286,14	10.286,14	913,69
Circuito Simples 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 0,2 km		2026	0,2	1,0	480,03	96,01	96,01	8,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Açu RBF	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77
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
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 da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						28.848,89	28.848,89	2.562,57
								14.726,18
LT 138 kV MOMBACA - AÇU ENEL, C2 (Nova)						28.848,89	28.848,89	2.562,57
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
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Mombaca	2026	1,0	1,0	4827,05	4.827,05	4.827,05	428,77
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
MIM - 138 kV	Mombaca	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61
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

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						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
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
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
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
MIM - 138 kV	Campos 2	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61
MIM - 138 kV	Açu Enel	2026	1,0	1,0	536,03	536,03	536,03	47,61
								273,62

17 ANEXO – OFÍCIO UTE GNA I – GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA



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.

1



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 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