

# **AVALIAÇÃO DE REFORÇO NA TRANSFORMAÇÃO 230/69 KV DA SE BOA VISTA**

**ONS:** Escritório Central  
Rua Júlio do Carmo, 251  
CEP 20211-160 Cidade Nova Rio de Janeiro RJ  
Tel. 21 3444 9400 Fax. 21 3444 9444  
info@ons.com.br  
[www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)

**EPE:** Escritório Central  
Praça Pio X, 54  
CEP 20091-040 Centro Rio de Janeiro RJ  
[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

© 2025 /ONS/EPE

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

**NT-ONS DPL 0034/2025**

**EPE-DEE-NT-023/2025/-rev0**

# **AVALIAÇÃO DE REFORÇO NA TRANSFORMAÇÃO 230/69 KV DA SE BOA VISTA**

Nota Técnica conjunta EPE-ONS para definição do aumento necessário da capacidade de transformação 230/69 kV da SE Boa Vista

## Sumário

1	Definições	4
2	Introdução e Objetivo	5
3	Recomendações	7
4	Diagnóstico	9
4.1	Projeções do Sistema Elétrico de Roraima	9
4.1.1	Evolução do Parque Gerador	9
4.1.2	Demanda máxima prevista no horizonte 2026–2030	9
4.2	N-1 da transformação da SE Boa Vista 230/69 kV	10
5	Reforços Propostos	13
5.1	Novo Balanço estático na transformação de fronteira 230/69kV da SE Boa Vista	15
5.2	Reatância dos novos transformadores	17
6	Avaliação dos níveis de curto-circuito	19
6.1	Resultado das análises de curto-circuito	21
6.1.1	Variação dos níveis de curto-circuito	21
6.1.2	Superação dos níveis de curto-circuito na SE Boa Vista 69 kV	27
6.1.2.1	Detalhamento das correntes de contribuições pelos disjuntores do barramento da SE Boa Vista 69 kV por horizonte	28
7	ANEXOS	35
7.1	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões:	35
7.1.1	ROR-091-56000-16 – Diagrama Unifilar Simplificado	43
7.1.2	ROR-091-02000-16 – Planta de Localização	44
7.2	Reatância dos transformadores existentes	45
7.2.1	BVTF6-03	45
7.2.2	BVTF6-04	46
8	FICHAS PET	47
9	REFERÊNCIAS	49

## 1 Definições

A Tabela 1-1, a seguir, apresenta as principais definições de termos utilizados ao longo desta Nota Técnica.

**Tabela 1-1: Tabela de Definições**

Termo	Definição
Critério N-1	Critério segundo o qual, na contingência <sup>1</sup> simples de um elemento da rede, o sistema remanescente permanece íntegro e dentro dos limites vigentes em regime de emergência, sem a adoção de quaisquer medidas operativas.
Critério N-1-1	Critério em que se avalia o desempenho do sistema a partir de um ponto de operação onde um elemento do sistema está indisponível e que, por conta disso, tenham sido adotadas medidas operativas nesse sistema degradado e a rede volta a estar preparada para atender o critério N-1, considerando que o primeiro elemento que esteve indisponível ainda permanece nessa condição. Tais medidas operativas podem envolver redespacho de geração, segregação de barramentos e manobras na distribuição para remanejamento de cargas, por exemplo.
MIM	Módulo de Infraestrutura de Manobra
CT	Conexão de Transformador
IB	Interligação de Barras

<sup>1</sup> – Por contingência entenda-se a saída total do elemento, isto é, a desconexão de todos os seus terminais.

## 2 Introdução e Objetivo

A transformação 230/69 kV da Subestação Boa Vista é atualmente composta por 3 transformadores com capacidade nominal de 100 MVA cada. Com a futura interligação elétrica do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN), surgem novos desafios operacionais relacionados à manutenção do critério de confiabilidade N-1 na transformação.

Após a interligação, o sistema elétrico de Roraima passará a operar como importador de energia. Nesse sentido, o estudo [1] da EPE recomendou, de forma indicativa, a 4ª unidade transformadora 230/69 kV de 100 MVA, à época com data de necessidade para 2023, que permitiria o pleno atendimento ao critério N-1 nesta transformação mesmo sem geração interna conectada no sistema de 69 kV local. Essa obra ficou sendo acompanhada ao longo dos ciclos de planejamento da operação e da expansão e acabou sendo adiada devido aos atrasos na implantação da interligação ao SIN e à contratação de usinas no subsistema Roraima, por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados, sendo algumas delas conectadas no sistema 69 kV local. Com isso, os carregamentos na transformação 230/69 kV não justificavam a implantação do 4º transformador 230/69 kV até a entrada em operação da interligação ao SIN por meio de rede 500 kV.

Com a confirmação do andamento das obras de interligação, devido às restrições operativas – impostas por critérios dos Procedimentos de Rede - em caso de ocorrência de contingência dupla das LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista C1/C2, o montante de importação de Roraima por meio desta interligação estará limitado a cerca de 55% da demanda máxima local. Dessa forma, será necessário manter aproximadamente 45% do suprimento local por meio de geração interna no subsistema.

A princípio, essa geração interna poderia ser alocada na UTE Jaguatirica II, usina de menor CVU no sistema de Roraima, conectada no setor 230 kV da SE Boa Vista. Contudo, análises indicam que, em cenários de maior demanda e considerando a ausência da obra indicativa do 4º transformador 230/69 kV, existirá um risco de sobrecargas inadmissíveis na transformação 230/69 kV em situações de contingência, de modo que será necessário alocar geração termelétrica por razões elétricas no setor de 69 kV da SE Boa Vista para atendimento ao N-1 na transformação 230/69 kV.

O objetivo desta NT é fazer uma reavaliação da solução indicativa recomendada anteriormente em [1] sob o ponto de vista de planejamento da operação e da expansão, considerando as mudanças estruturais ocorridas no subsistema Roraima desde a emissão do estudo [1] e

considerando uma visão de mais longo prazo do planejamento do subsistema Roraima.

### 3 Recomendações

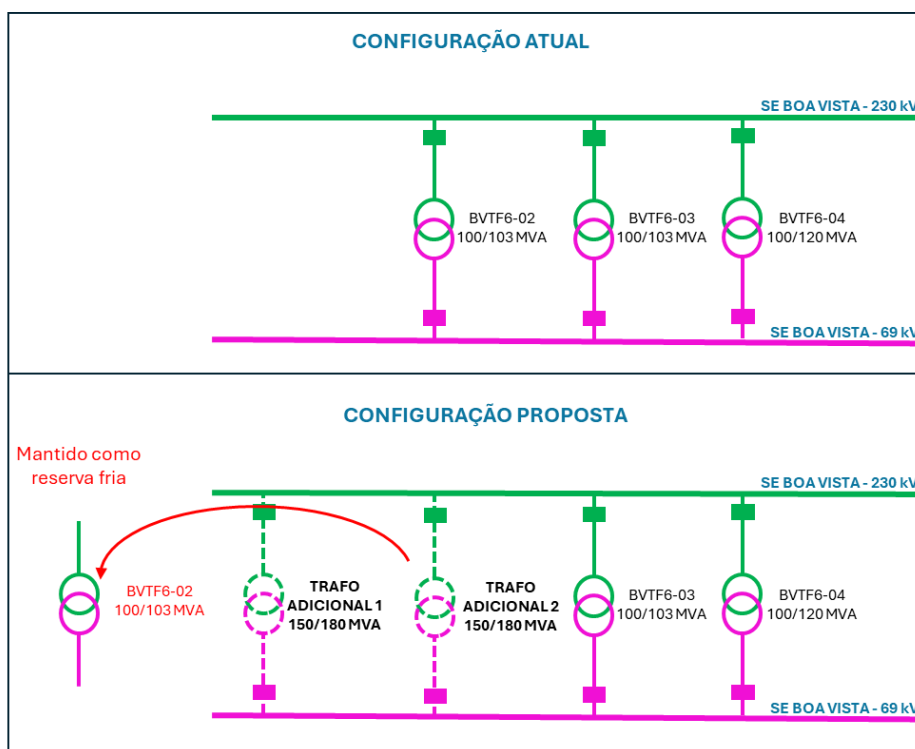
A partir das análises indicadas nas Seções 4, 5 e 6, recomenda-se a implantação das obras elencadas na Tabela 3-1 e ilustradas na Figura 3-1 que totalizam aproximadamente R\$ 52 milhões.

Tabela 3-1: Obras recomendadas

Ano	Subestação	Tensão	Equipamentos	Nº
2026	Boa Vista	230/69 kV	2 Transformadores 230/69/13,8 kV, 2 x 150 MVA 3Φ* 1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT 1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	3º e 4º

\* Um dos transformadores irá ocupar a posição operacional atualmente ocupada pelo transformador 230/69 kV BVTF602, que será desmobilizado e utilizado como reserva fria na SE Boa Vista

Figura 3-1: Posicionamento dos novos transformadores de 150/180MVA na SE Boa Vista 230/69 kV



Adicionalmente, recomenda-se:

- que conforme necessidade comunicada pela Eletrobras no ofício CTA-EETA-00652/2025 (Seção 7.1), além da implantação dos

novos MIM e dos CTs relativos à instalação do 4º transformador 230/69 kV, sejam substituídos o CT de 69 kV existente relativo ao trafo BVTF602, e o IB do setor de 69 kV da SE Boa Vista;

- que conforme conclusão da análise dos níveis de curto-circuito mostrada na Tabela 6-16, a entrada dos transformadores recomendados causará superação de 4 disjuntores 69 kV da SE Boa Vista, desta forma, recomenda-se que sejam substituídos os disjuntores BVDJ4-07/08/09 por novos equipamentos com capacidade de interrupção simétrica (ICCS) de 40 kA. O disjuntor BVDB4-01 também foi identificado como superado na Tabela 6-16, porém ele compõe o IB 69 kV da SE Boa Vista já mencionado no item anterior e na Tabela 3-1.
- que o transformador 230/69 kV BVTF602 seja deslocado da posição atualmente ocupada e seja mantido como reserva fria regional no pátio da SE Boa Vista até o fim da sua vida útil física, conforme confirmação de viabilidade da Eletrobras reproduzida na Seção 7.1.
- que a reatância dos novos transformadores 230/69 kV de 150 MVA da SE Boa Vista recomendados na Tabela 3-1 possuam reatância na base própria de 10,47%, de forma que haja um casamento de impedâncias ótimo que extraia o máximo da potência global da transformação em contingência, conforme indicado no item 5.2.
- que os novos transformadores 230/69 kV a serem instalados na SE Boa Vista sejam especificados com enrolamento terciário em 13,8 kV, de modo a viabilizar a alimentação do setor de 13,8 kV da subestação.

## 4 Diagnóstico

### 4.1 Projeções do Sistema Elétrico de Roraima

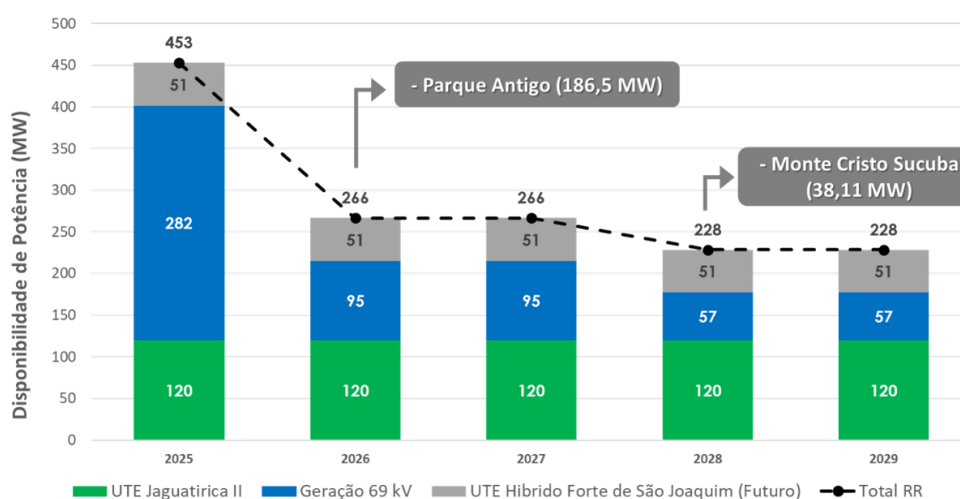
#### 4.1.1 Evolução do Parque Gerador

Após a operação da interligação do Sistema Roraima ao SIN, está prevista, conforme o Plano de Substituição do Parque Gerador Antigo, a desativação de usinas térmicas no setor de 69 kV da SE Boa Vista, que totalizam 186,5 MW. Soma-se a isso o término do contrato da UTE Monte Cristo Sucuba, previsto para 2028.

A UTE Híbrido Forte de São Joaquim, cuja entrada em operação estava contratualmente prevista para março de 2022, permanece atrasada. De acordo com o sistema de acompanhamento da expansão da geração da ANEEL (RALIE), as obras encontram-se paralisadas e sem previsão de conclusão, motivo pelo qual essa usina não foi considerada nas análises realizadas.

Entre as usinas conectadas no nível de 69 kV, destaca-se ainda a geração inflexível de aproximadamente 24 MW proveniente das usinas da OXE e BBF Fuels. A Figura 4-1, a seguir, apresenta a evolução do parque gerador no horizonte 2025-2029.

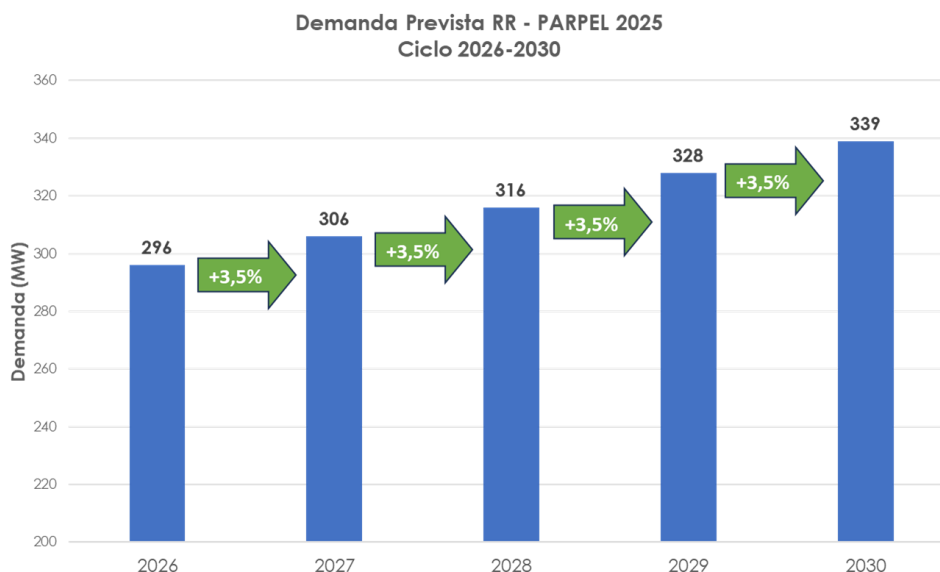
**Figura 4-1: Evolução do Parque Gerador de Roraima**



#### 4.1.2 Demanda máxima prevista no horizonte 2026–2030

Com base na previsão de carga elaborada pela Roraima Energia para o PAR/PEL 2025, as demandas máximas previstas para os anos de 2025 a 2029 são apresentadas na Figura 4-2. Observa-se um crescimento médio anual da carga da ordem de 3,5%.

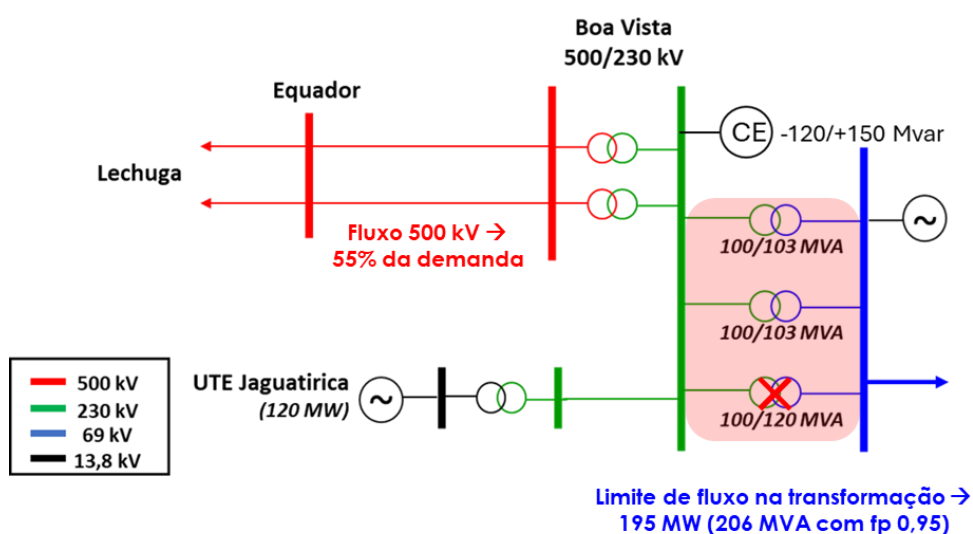
**Figura 4-2: Demanda máxima prevista**



#### 4.2 N-1 da transformação da SE Boa Vista 230/69 kV

A Figura 4-3 apresenta o diagrama unifilar do sistema de transmissão associado à Subestação Boa Vista 230/69 kV, destacando os respectivos limites operativos considerados para o atendimento às contingências do tipo N-2 na interligação 500 kV e N-1 na transformação 230/69 kV, considerando apenas as três unidades transformadoras existentes.

**Figura 4-3: Diagrama unifilar da SE Boa Vista 230/69 kV e seus limites operativos**

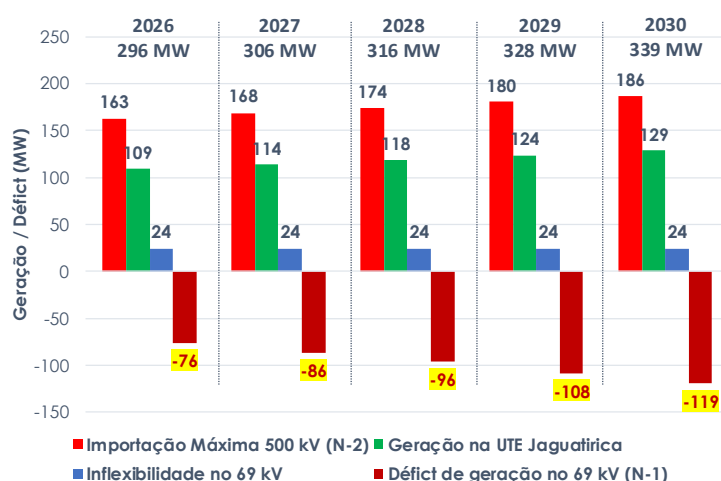


Considerando a previsão de demanda máxima anual e a disponibilidade de geração no setor de 69 kV, limitada a 95 MW até 2028 e reduzida para 57 MW a partir desse ano, dos quais 24 MW correspondem a geração inflexível, foi realizada uma avaliação da necessidade de despacho adicional de geração no 69 kV para garantir atendimento ao critério N-1 na transformação. Para essa análise, adotou-se como limite máximo de fluxo o valor de 195 MW, correspondente à capacidade de emergência dos transformadores remanescentes da SE Boa Vista 230/69 kV, assumindo fator de potência das cargas igual a 0,95.

A Figura 4-4 apresenta os montantes de geração requeridos no 69 kV para atendimento a esse critério no horizonte de 2026 a 2030. Os valores positivos indicam os despachos projetados sem a consideração das restrições operativas, enquanto os negativos representam a geração adicional que precisaria ser alocada nesse nível de tensão para respeitar o limite de transformação (195 MW).

Em todos os anos analisados, os déficits identificados superam a capacidade de geração disponível no 69 kV, considerando a disponibilidade, além da inflexibilidade, de 71 MW até 2027, e 33 MW a partir de 2028, evidenciando a necessidade de soluções conjunturais para viabilizar o atendimento às cargas em conformidade com o critério N-1.

**Figura 4-4: Necessidade de geração no setor de 69 kV para atendimento ao critério “N-1” na SE Boa Vista**

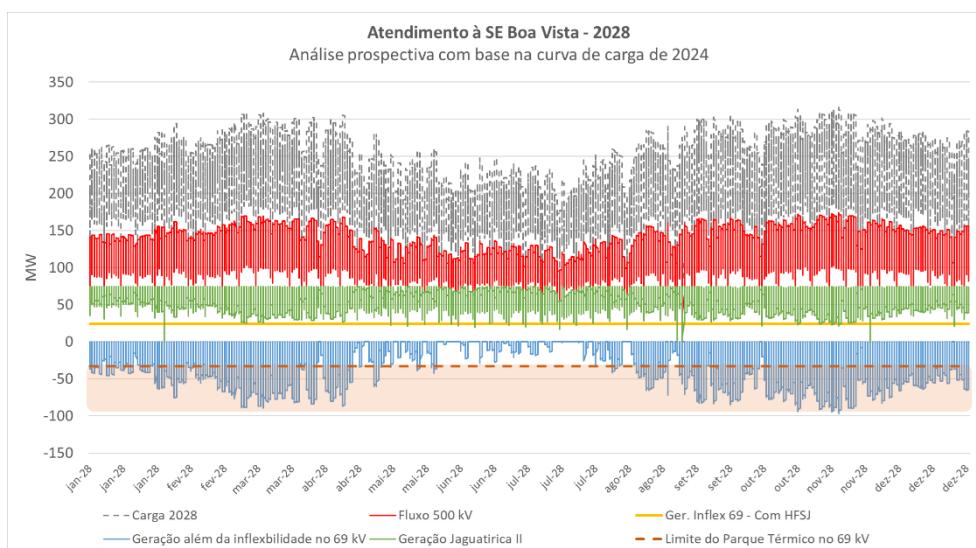


De forma complementar, foi realizada uma análise do perfil horário a partir da normalização da curva de carga observada em 2024, considerando a demanda máxima projetada para 2028, de 306 MW, ano em que se encerra o contrato de fornecimento da UTE Monte Cristo Sucuba. O objetivo foi identificar, ao longo do ano, a necessidade de alocação de

geração no setor de 69 kV para garantir o atendimento ao critério N-1 na transformação da SE Boa Vista.

Os resultados, apresentados na Figura 4-5, indicam que, em cerca de 42% do ano será necessário dispor de geração adicional, além da inflexibilidade, no 69 kV para evitar sobrecarga inadmissível nos transformadores remanescentes.

**Figura 4-5: Análise Prospectiva da Curva de Carga Horária de 2028**



A área hachurada em laranja destaca os períodos em que a geração disponível no 69 kV é insuficiente para atender à restrição operativa, mesmo considerando a utilização plena do parque térmico local, totalizando aproximadamente 1.573 horas (18% do ano).

Os resultados obtidos indicam que, na configuração atual, o atendimento à demanda projetada para o horizonte 2026–2030 não poderá ser assegurado em conformidade com o critério N-1 na transformação da SE Boa Vista. A incerteza quanto à entrada em operação da UTE Híbrido Forte de São Joaquim acentua a necessidade de reforço nessa transformação, de forma a mitigar o risco de atendimento e assegurar a confiabilidade do sistema no horizonte analisado. Nesse contexto, a manutenção da operação da UTE Monte Cristo Sucuba poderá ser necessária até a implementação dos reforços recomendados, de modo a evitar a necessidade de corte de cargas em condição de contingência simples.

## 5 Reforços Propostos

Tendo em vista as violações apresentadas na Seção 4, bem como levando em conta o aumento da confiabilidade e da resiliência da rede, em especial na região amazônica, fez-se necessária a reavaliação do reforço anteriormente definido em [1], de forma a solucionar os problemas identificados e acomodar um eventual aumento de carga reprimida em Roraima após a interligação com o SIN.

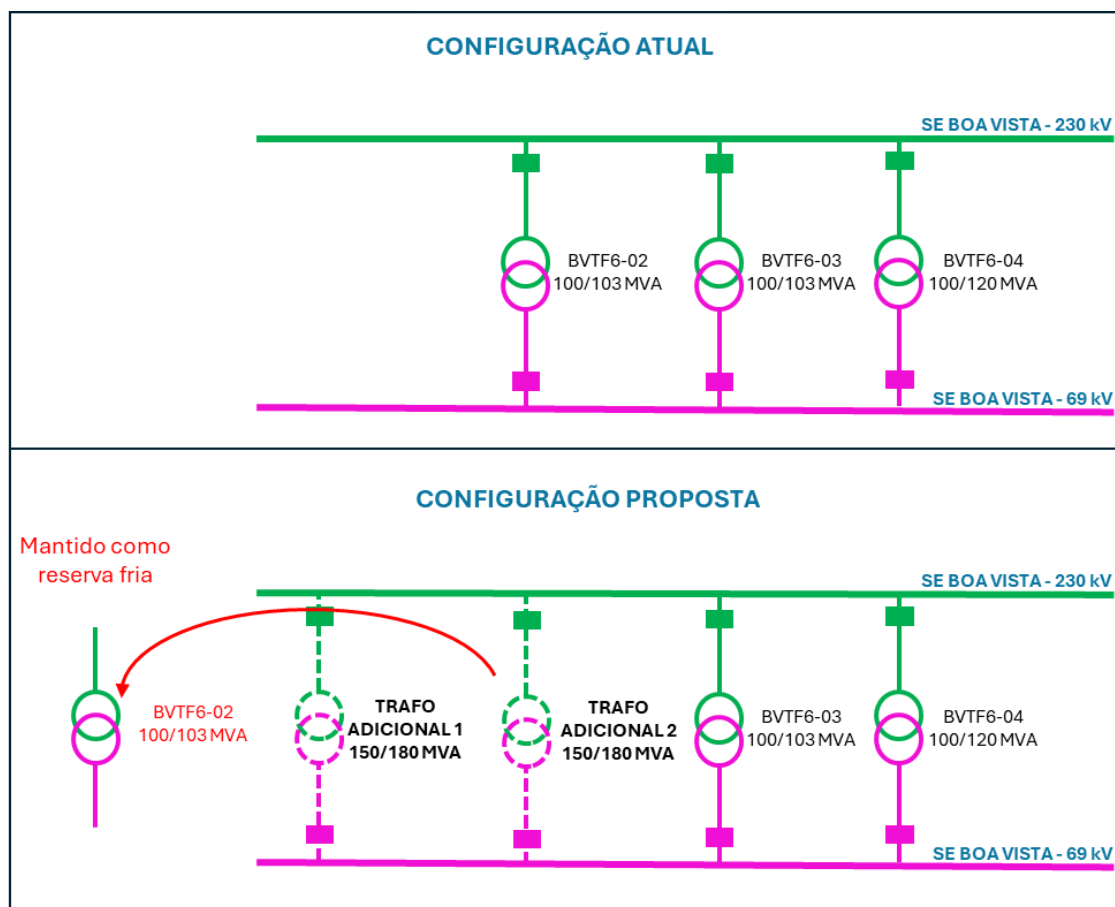
Cumprir notar que já consta na programação de estudos da EPE, com previsão de início em 2025, o estudo “Solução estrutural para atendimento a Roraima e Amazonas: Parte II - Região de Boa Vista”, no qual serão avaliadas alternativas de solução estrutural que reforce o atendimento a Roraima e que permita que se prescindia da geração térmica local por razões de confiabilidade elétrica. Porém, o cronograma de implantação dessas futuras obras não atenderia à necessidade de curto prazo identificada na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista, uma vez que, ao se considerar os prazos usuais envolvidos na implementação de um reforço no sistema de transmissão, desde a elaboração do estudo de viabilidade técnico-econômica e socioambiental (R1) até a conclusão das obras relacionadas, pode-se estimar que uma eventual solução estrutural começaria a operar a partir do ano de 2033.

Dado esse contexto, vislumbrou-se a possibilidade de fazer um aumento da capacidade de transformação 230/69 kV de forma a fornecer maior flexibilidade operativa no curto prazo e que permita o atendimento seguro às cargas da Roraima Energia num horizonte suficientemente longo que permita a entrada em operação da solução estrutural que será estudada pela EPE.

A Figura 5-1 ilustra a proposta de expansão alternativa à simples expansão por meio de um 4º transformador 230/69 kV – 100 MVA. Nesta topologia, a transformação operaria com 4 quatro unidades, sendo:

- 2 x 150/180 MVA
- 1 x 100/103 MVA (BVTF6-03)
- 1 x 100/120 MVA (BVTF6-04)

**Figura 5-1: Posicionamento dos novos trafos de 150/180MVA na SE Boa Vista 230/69 kV**



Foi verificado que a simples expansão de um 4º transformador de 100 MVA traria novas violações num horizonte muito curto, o que levaria à necessidade de uma nova expansão antes da entrada em operação da solução estrutural.

Além disso, a configuração proposta permite uma maior confiabilidade e resiliência para o atendimento ao Estado de Roraima, ao dotar a transformação 230/69 kV da subestação de Boa Vista com uma unidade reserva fria trifásica, o transformador BVTF602, que será desmobilizado do local onde se encontra instalado atualmente para viabilizar a instalação de uma das novas unidades de 150 MVA.

É importante mencionar que a distribuidora Roraima Energia é suprida apenas por essa transformação 230/69 kV, e num contexto de atendimento radializado aliado às condições geográficas da região amazônica, de difícil logística e tempo de deslocamento elevado, a questão da resiliência e confiabilidade são bastante relevantes. Nesse sentido, em caso de ocorrência de N-1-1 na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista, a

unidade reserva fria localizada na própria subestação poderia ser utilizada de forma mais ágil, com restabelecimento do atendimento às cargas locais.

A solução ainda se mostra flexível, visto que duas unidades transformadoras 230/69 kV da SE Boa Vista atingirão o fim de vida útil regulatória na próxima década, conforme Tabela 5-1.

**Tabela 5-1: Final de vida útil dos transformadores 230/69 kV – SE Boa Vista**

EQUIPAMENTO	Ano de entrada em operação	Ano de fim de vida útil regulatória
BVTF602	2001	2036
BVTF603	2001	2036
BVTF604	2015	2050

Caso haja a definição de um novo ponto de suprimento para o estado de Roraima no futuro, com transferência de carga da SE Boa Vista, esses transformadores poderão ser prescindidos e/ou substituídos por uma nova unidade de 150 MVA.

Os itens a seguir documentam as análises realizadas para essa proposta, mostrando que a solução se apresenta como mais robusta e adequada para as condições locais dessa região.

### 5.1 Novo Balanço estático na transformação de fronteira 230/69kV da SE Boa Vista

Ao se considerar a implantação dos novos equipamentos propostos, a transformação 230/69kV da SE Boa Vista operaria com 4 transformadores, totalizando uma capacidade de 500 MVA em regime normal e 386 MVA em regime de emergência, ao se considerar a contingência de uma das novas unidades para atendimento ao critério N-1, conforme mostrado na Tabela 5-2:

**Tabela 5-2: Novos Limites de carregamento 230/69 kV – SE Boa Vista**

	Regime Normal (MVA)	Regime Emergência (MVA)
TF602	-	-
TF603	100	103
TF604	100	103
Trafo Adicional 1	150	180
Trafo Adicional 2	150	<del>180</del>
<b>TOTAL</b>	<b>500</b>	<b>386</b>

Dessa forma, foi feita uma avaliação do novo balanço de potência na transformação 230/69 kV na SE Boa Vista considerando as seguintes premissas:

- Valores de carga máxima conforme casos base do PDE 2034;
- Fator de Potência médio de 0,95 a ser atendido na transformação;
- Inflexibilidade da geração presente no setor de 69 kV sem considerar a operação da UTE Híbrido Forte São Joaquim (HFSJ), uma vez que, até a data da emissão dessa Nota Técnica, ainda há diversas incertezas quanto a real data de entrada em operação dessa usina.
- Término de contrato da UTE Monte Cristo Sucuba, previsto para encerrar em 2028.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5-3. Pode-se observar que em 2033, ano estimado para a entrada em operação da solução estrutural a ser planejada pela EPE, a demanda líquida no setor de 69 kV seria de 327 MW, dos quais 196 MW seriam importados do SIN através dos circuitos em 500 kV, e 131 MW seriam supridos pela geração da UTE Jaguatirica, resultando em uma margem remanescente de 40 MW até o atingimento do limite de carregamento da transformação em caso de contingência (367 MW).

Ao se analisar o crescimento da carga, nota-se que essa margem se esgotaria a partir do ano de 2036, quando a demanda líquida total do setor de 69 kV atingiria 367 MW. Vale ressaltar que esse é um exercício de extrapolação para avaliar a robustez da nova transformação 230/69kV da SE Boa Vista, uma vez que no caso apresentado para o ano de 2036, o despacho da UTE Jaguatirica (149 MW) já está ultrapassando o limite máximo de geração dessa usina.

**Tabela 5-3: Novos Balanço de Potência na transformação 230/69 kV – SE Boa Vista**

		2033 - EPE (MW)	2036 - EPE (MW)
(1)	Carga	356	396
(2)	Inflexibilidade 69kV s/HFSJ	29	29
(3) = (1) - (2)	Balanço 69kV	327	367
(4) = (1) * 55%	Importação Máxima SIN	196	218
(5) = (3) - (4)	Jaguatirica	131	149
(8) = (7) - (3)	<b>Margem Remanescente 230/69 kV</b>	40	0
(6)	Carregamento Máximo em contingência (MVA)	386	386
(7) = (6)*0,95	Carregamento Máximo em contingência (MW)	367	367

Com isso, verifica-se que a solução apresentada seria suficiente para atendimento ao critério N-1 na transformação pelo menos até 2036, data que é suficiente para a entrada em operação da solução estrutural a ser definida pela EPE, trazendo mais flexibilidade, resiliência e confiabilidade ao Estado de Roraima.

## 5.2 Reatância dos novos transformadores

Conforme explicado no item 5, a nova topologia proposta inclui a operação de 2 novos transformadores trifásicos com potência nominal de 150 MVA em paralelo com dois dos transformadores existentes, com potência nominal de 100 MVA. A fim de garantir a plena utilização da capacidade total do conjunto, é preciso que a impedância dos novos equipamentos seja especificada levando em conta a reatância e a capacidade máxima de emergência dos transformadores existentes de tal forma que, durante uma operação em contingência, os novos transformadores tomem mais carga, proporcionalmente à sua potência, e os limites de carregamento de todas as unidades seja respeitado.

A Tabela 5-4 exemplifica essa questão. Com base nas reatâncias dos transformadores existentes informadas pela Eletrobras (Seção 7.2) pode-se calcular a reatância dos transformadores adicionais da seguinte maneira:

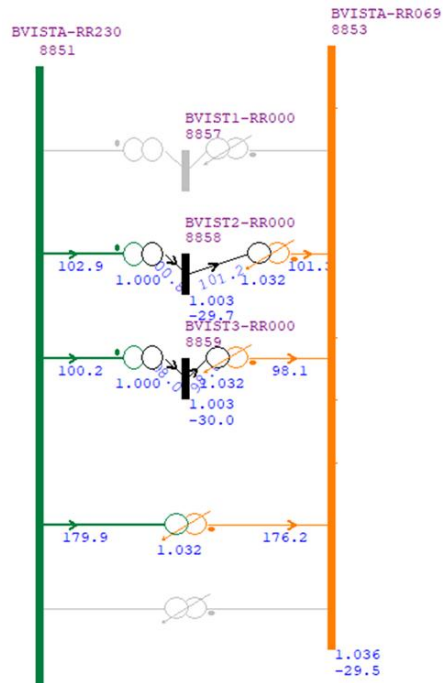
$$X_{\text{Trafo-Adicional-1}} (\%) = \frac{103}{180} * 12,19 \% = 6,98 \%$$

**Tabela 5-4: Reatância dos novos transformadores 230/60 kV da SE Boa Vista**

	Reg Normal (MVA)	Reg Emergência (MVA)	Reatância % (BASE PRÓPRIA)	Reatância % (BASE ANAREDE)
TF602	-	-	12,25	12,25
TF603	100	103	12,19	12,19
TF604	100	103	12,53	12,53
Trafo Adicional 1	150	180	10,47	6,98
Trafo Adicional 2	150	180	10,47	6,98

Dessa forma, na eventual contingência de um dos novos transformadores, a carga é distribuída proporcionalmente entre as demais unidades sem ocasionar a violação dos respectivos limites de carregamento, conforme mostrado na Figura 5-2:

**Figura 5-2: Contingência de um dos novos Transformadores 230/69kV da SE Boa Vista – Carga Máxima Noturna – Ano 2036**



## 6 Avaliação dos níveis de curto-circuito

Considerou-se a rede simulada com a sua configuração completa, com todos seus componentes operando, pois, esta condição, para efeito das análises de curto-circuito, torna-se mais conservadora.

Na determinação das configurações simuladas, o sistema Roraima foi representado de acordo com os casos de referência de curto-circuito do PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030.

Ademais, para realização do presente estudo, que consiste na avaliação do impacto da desmobilização de 1 (um) transformador de 100 MVA para ser usado como reserva fria e a entrada em operação de outros 2 (dois) transformadores de maior capacidade (150 MVA cada) na SE Boa Vista 230/69 kV, foram elaborados os casos de curto-circuito relacionados na Tabela 6-1 e utilizado o programa de Análises de Falhas Simultâneas (ANAFAS, versão 8.0 jun/24), desenvolvido pelo CEPEL.

**Tabela 6-1: Casos Utilizados nas Simulações de Curto-Circuito**

Nome do caso	Descrição
BR2512PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2025, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.
BR2612PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2026, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.
BR2712PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2027, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.
BR2812PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2028, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.
BR2912PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2029, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.
BR3012PI_NOVOS TR BOA VISTA.ANA	Caso de referência com informações dos equipamentos planejados, tomando como horizonte a rede esperada para dezembro/2030, de acordo com o PAR/PEL 2025 – CICLO 2026-2030, com a inclusão de 2 TR 230/69 kV de 150 MVA e desativação de 1 TR 230/69 kV de 100 MVA na SE Boa Vista.

Os parâmetros utilizados na modelagem dos transformadores, conforme informados pela EPE, estão dispostos na Tabela 6-2.

**Tabela 6-2: Parâmetros dos Transformadores 230/69/13,8 kV da SE Boa Vista**

Ligação	Tensão (kV)	Xp (%)	Xs (%)	Xt (%)	Potência (MVA)	Base (MVA)
YNynd1	230/69/13,8	7,1659	-0,1883	5,2472	150	100

Para efeito de primeira verificação, ou seja, comparação com a corrente de curto-circuito na barra, considerou-se como capacidade de interrupção da instalação aquela referente ao disjuntor com menor capacidade de corrente conectado à barra em estudo.

Foram efetuadas simulações de curto-circuito monofásico, trifásico e bifásico-terra nas barras, sem resistência de falta, bem como a comparação desses resultados com a menor capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores ligados àquela barra, considerando-se os valores disponíveis no ONS.

## 6.1 Resultado das análises de curto-circuito

### 6.1.1 Variação dos níveis de curto-circuito

Os resultados obtidos dos níveis de curto-circuito simétricos e sua variação (alterações superiores a 5% ou acima de 1% com mudança de estado do disjuntor de menor capacidade de interrupção simétrica da respectiva instalação) causada pelos reforços propostos para as transformações da SE Boa Vista 230/69 kV, encontram-se disponibilizados na Tabela 6-3, Tabela 6-4, Tabela 6-5, Tabela 6-6, Tabela 6-7 e Tabela 6-8.

**Tabela 6-3: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2025**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR2512PI				BR2512PI_NOVOS TR BOA VISTA				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	20,9	23,6	22,8	-	23,4	29,1	28,3	-	24,1
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	20,9	23,6	22,8	94,2	23,4	29,1	28,3	116,4	24,1
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,5	7,2	7,4	18,7	7,9	8,4	8,3	20,9	15,6
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	18,3	17,3	18,0	58,2	20,1	19,5	20,1	63,8	13,0
71856	MCII 69	69,0	31,5	16,7	15,0	16,1	52,9	18,1	16,7	17,8	57,6	11,2
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,7	6,7	6,7	13,5	7,0	7,4	7,2	14,7	10,0
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	13,4	8,3	12,2	67,2	14,2	8,9	12,9	70,9	6,1
8856	BVTER3-RR013	13,8	20,0	17,8	5,8	15,6	89,2	18,2	5,8	15,9	91,0	2,0
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	48,2	0,0	41,7	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	48,2	0,0	41,7	-	-

**Tabela 6-4: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2026**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR2612PI (Antes)				BR2612PI (Depois)				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	17,8	20,5	19,8	82,0	20,4	25,8	25,2	103,1	27,1
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	17,8	20,5	19,8	-	20,4	25,8	25,2	-	27,1
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	16,1	15,7	16,0	51,0	18,0	18,1	18,3	58,1	14,9
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,2	7,0	7,1	17,9	7,4	8,0	7,8	20,0	14,2
71856	MCII 69	69,0	31,5	14,2	12,5	13,7	45,0	15,8	14,3	15,4	50,0	14,1
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,4	6,5	6,6	13,1	6,6	7,1	7,0	14,2	8,8
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	10,7	7,5	9,8	53,4	11,5	8,0	10,5	57,4	7,8
71821	SE-Sat 69	69,0	31,5	9,0	6,0	8,2	28,5	9,6	6,4	8,7	30,3	6,5
71816	CENTRO 69KV	69,0	20,0	8,1	5,3	7,4	40,7	8,6	5,5	7,8	43,0	5,7
72495	CENTEN. 69KV	69,0	31,5	8,5	5,2	7,6	27,0	8,9	5,4	8,0	28,4	5,3
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,4	0,0	39,3	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,4	0,0	39,3	-	-

**Tabela 6-5: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2027**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR2712PI (Antes)				BR2712PI (Depois)				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	18,0	20,7	20,0	-	20,6	26,0	25,4	-	27,0
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	18,0	20,7	20,0	82,6	20,6	26,0	25,4	103,8	27,0
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	16,2	15,8	16,2	51,5	18,1	18,2	18,4	58,4	14,9
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,2	7,0	7,2	18,0	7,5	8,0	7,9	20,0	14,1
71856	MCII 69	69,0	31,5	14,3	12,6	13,8	45,2	15,8	14,4	15,5	50,3	14,1
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,5	6,5	6,6	13,1	6,7	7,1	7,0	14,2	8,9
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	10,4	6,8	9,4	51,9	11,1	7,3	10,1	55,4	7,0
70301	SECCBVPV69	69,0	FUTURO	9,1	6,2	8,2	-	9,7	6,6	8,8	-	6,8
71816	CENTRO 69KV	69,0	20,0	8,9	5,8	8,1	44,6	9,4	6,1	8,6	47,2	6,1
72495	CENTEN. 69KV	69,0	31,5	8,2	4,9	7,4	26,0	8,6	5,1	7,7	27,3	5,0
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,5	0,0	39,4	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,5	0,0	39,4	-	-

**Tabela 6-6: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2028**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR2812PI (Antes)				BR2812PI (Depois)				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	18,0	20,7	20,1	82,9	20,7	26,1	25,5	104,2	26,9
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	18,0	20,7	20,1	-	20,7	26,0	25,4	-	26,9
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	16,3	15,9	16,2	51,7	18,2	18,2	18,5	58,6	14,8
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,2	7,0	7,2	18,0	7,5	8,0	7,9	20,1	14,4
71856	MCII 69	69,0	31,5	14,3	12,6	13,8	45,3	15,9	14,4	15,5	50,3	14,0
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,5	6,5	6,6	13,1	6,7	7,1	7,0	14,2	8,9
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	10,6	7,3	9,7	53,0	11,4	7,8	10,4	56,9	7,4
70301	SECCBVPV69	69,0	FUTURO	9,3	6,3	8,5	-	9,9	6,7	9,1	-	6,9
71816	CENTRO 69KV	69,0	20,0	9,0	5,9	8,2	45,0	9,5	6,3	8,7	47,7	6,4
72495	CENTEN. 69KV	69,0	31,5	8,4	5,3	7,6	26,8	8,9	5,5	8,0	28,2	5,4
70302	SECCFTCB	69,0	FUTURO	8,0	4,9	7,2	-	8,4	5,1	7,6	-	5,1
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,6	0,0	39,5	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	45,6	0,0	39,5	-	-

**Tabela 6-7: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2029**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR2912PI (Antes)				BR2912PI (Depois)				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	17,0	19,8	19,1	79,2	19,6	24,9	24,4	99,8	27,8
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	17,0	19,8	19,1	-	19,6	24,9	24,4	-	27,7
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	15,5	15,4	15,6	49,5	17,4	17,7	17,9	56,7	15,4
71856	MCII 69	69,0	31,5	13,6	12,3	13,3	43,2	15,2	14,1	15,0	48,3	14,6
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,1	6,9	7,0	17,6	7,3	7,9	7,7	19,6	13,6
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,4	6,4	6,5	12,9	6,5	7,0	6,8	14,0	8,5
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	9,8	7,0	9,1	49,2	10,6	7,6	9,8	53,2	8,0
70301	SECCBVPV69	69,0	FUTURO	9,0	6,2	8,2	-	9,6	6,6	8,9	-	7,5
71816	CENTRO 69KV	69,0	20,0	8,5	5,8	7,8	42,6	9,1	6,2	8,3	45,6	6,9
71821	SE-Sat 69	69,0	31,5	8,1	5,3	7,4	25,7	8,6	5,6	7,9	27,3	6,5
71946	EQ69KV	69,0	31,5	7,8	5,0	7,1	24,7	8,3	5,3	7,5	26,2	6,2
72495	CENTEN. 69KV	69,0	31,5	8,0	5,2	7,2	25,3	8,5	5,5	7,7	26,8	6,2
70302	SECCFTCB	69,0	FUTURO	7,5	4,7	6,8	-	7,9	5,0	7,2	-	5,9
71824	DISTRITO 69	69,0	31,5	7,7	4,9	7,0	24,4	8,1	5,1	7,4	25,8	5,7
70300	PARAVIANA69	69,0	FUTURO	6,7	4,2	6,1	-	7,1	4,4	6,4	-	5,5
72528	SE SEC 69	69,0	31,5	6,8	4,3	6,2	21,7	7,2	4,4	6,5	22,9	5,4
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	44,6	0,0	38,6	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	44,6	0,0	38,6	-	-

**Tabela 6-8: Variação dos níveis de curto-circuito antes e depois dos reforços nas transformações da SE Boa Vista 230/69 kV – Horizonte 2030**

Ncc (kA), Relação entre Ncc e capacidade do menor DJ do barramento (%) e Variação do Ncc (%)												
Descrição				BR3012PI (Antes)				BR3012PI (Depois)				Maior Variação (%)
Barra	Subestação	kV	DJ (kA)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	3F (kA)	1F (kA)	2F (kA)	I <sub>CC</sub> /I <sub>CCN</sub> (%)	
8853	BVISTA-RR069	69,0	25,0	18,3	21,0	20,3	84,1	19,6	24,9	24,4	99,8	20,3
70282	UFSJOAQUI69	69,0	FUTURO	18,3	21,0	20,3	-	19,6	24,9	24,4	-	20,2
71952	MONTCRIS_69	69,0	31,5	16,4	16,0	16,4	52,2	17,4	17,7	17,9	56,7	10,6
71856	MCII 69	69,0	31,5	14,4	12,7	13,9	45,7	15,2	14,1	15,0	48,3	10,4
8851	BVISTA-RR230	230,0	40,0	7,2	7,2	7,2	18,0	7,3	7,9	7,7	19,6	9,8
8883	JAGUAT-RR230	230,0	50,0	6,4	6,6	6,6	13,2	6,5	7,0	6,8	14,0	6,1
71818	FLOREST 69KV	69,0	20,0	10,2	7,2	9,4	51,2	10,6	7,6	9,8	53,2	5,4
45098	RLCC05-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	44,6	0,0	38,6	-	-
45099	RLCC06-RR013	13,8	FUTURO	-	-	-	-	44,6	0,0	38,6	-	-

Verifica-se uma variação significativa, acima de 10 %, no nível de curto-circuito das SE Boa Vista 230 kV, SE Boa vista 69 kV, SE Monte Cristo II 69 kV e SE Usina Forte São Joaquim 69 kV após a entrada em operação da solução proposta. Em especial, o setor de 69 kV da SE Boa Vista apresentou violação da menor das capacidades de interrupção simétrica de seus disjuntores, nos horizontes de 2025 até 2028, sendo necessária a realização do estudo de corrente passante nos diversos disjuntores dessa instalação, para cada uma das configurações da Tabela 6-1, mesmo para os horizontes que não apresentaram essa violação, visto que o valor esperado para o nível de curto-circuito monofásico por pouco não excede a menor capacidade de interrupção dos disjuntores dessa instalação.

### 6.1.2 Superação dos níveis de curto-circuito na SE Boa Vista 69 kV

A Tabela 6-9 apresenta a relação entre os níveis de curto-circuito (monofásico, trifásico ou bifásico-terra) na barra e o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento da SE Boa Vista 69 kV, considerando as configurações apresentadas na Tabela 6-1.

**Tabela 6-9: Relação entre os níveis de curto-circuito na barra e o menor valor da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores do barramento**

Identificação da SE				Níveis de Curto-Circuito - ICC (kA)															Capacidade de Interrupção Simétrica - ICCS (kA)	Maior Relação ICC/ICCS (%)			
Barra		Empresa	Tensão (kV)	Monofásico						Trifásico						Bifásico-Terra							
Número	Nome			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2025	2026	2027			2028	2029	2030
8853	BVISTA-RR069	ELETOBRAS ELETRONORTE	69	29,1	25,8	26,0	26,1	24,9	24,9	23,4	20,4	20,6	20,7	19,6	19,6	28,3	25,2	25,4	25,5	24,4	24,4	25	113

Os resultados obtidos devem ser vistos como um indicativo de potenciais problemas nas instalações selecionadas, uma vez que a primeira investigação de superação é efetuada pelo nível de curto-circuito na barra. A partir deste resultado foi efetuado o estudo de corrente passante.



Tabela 6-11: Contribuições de corrente pelos diversos disjuntores da SE Boa Vista 69 kV, horizonte dez/2026

Subestação:			8853							BOA VISTA	69 kV
Nível de curto-circuito na barra (kA):			Monofásico:	25,78	Trifásico:	20,40	Bifásico-terra:	25,20			
Relação X/R:				15,6		13,6		15,6			
Configuração:			BR2612PI_NOVOS TR BOA VISTA								
Equipamento destino			Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Número CC	Nome	Nº disjuntor		Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
8857	BVTF6-02 230/69/13,8 kV (desligado)	BVDJ4-04	25,00								
8858	BVTF6-03 230/69/13,8 kV	BVDJ4-07	25,00	24,86	19,58	24,34	99,44	78,32	97,36	Alerta	
8859	BVTF6-04 230/69/13,8 kV	BVDJ4-10	31,50	24,90	19,60	24,38	79,05	62,22	77,40	OK	
45096	BVTF6-05 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,82	18,79	22,14					
45097	BVTF6-06 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,82	18,79	22,14					
70282	LT Forte São Joaquim C1	Futuro	S.INF.	23,67	17,90	23,06					
71816	LT Centro C1	BVDJ4-08	25,00	25,77	20,39	25,19	103,08	81,56	100,76	Superado	
71818	LT Floresta C2	BVDJ4-12	31,50	25,76	20,38	25,18	81,78	64,70	79,94	OK	
71818	LT Floresta C3	BVDJ4-11	31,50	25,76	20,38	25,18	81,78	64,70	79,94	OK	
71821	LT Floresta C1 (SE Satélite)	BVDJ4-09	25,00	25,76	20,39	25,18	103,04	81,56	100,72	Superado	
71856	LT Distrito C1 (SE Monte Cristo II)	BVDJ4-06	31,50	25,68	20,31	25,11	81,52	64,48	79,71	OK	
71952	LT Monte Cristo C1	BVDJ4-05	31,50	22,07	16,53	21,66	70,06	52,48	68,76	OK	
72518	LT Jacitara C1	BVDJ4-02	31,50	25,38	19,93	24,80	80,57	63,27	78,73	OK	
	Amarre	BVDB4-01	25,00	25,77	20,39	25,19	103,08	81,56	100,76	Superado	

Tabela 6-12: Contribuições de corrente pelos diversos disjuntores da SE Boa Vista 69 kV, horizonte dez/2027

Subestação:			8853							BOA VISTA	69 kV
Nível de curto-circuito na barra (kA):			Monofásico:	25,95		Trifásico:	20,57		Bifásico-terra:	25,36	
Relação X/R:				15,8			13,8			15,8	
Configuração:			BR2712PI_NOVOS TR BOA VISTA								
Equipamento destino			Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Número CC	Nome	Nº disjuntor		Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
8857	BVTF6-02 230/69/13,8 kV (desligado)	BVDJ4-04	25,00								
8858	BVTF6-03 230/69/13,8 kV	BVDJ4-07	25,00	25,04	19,74	24,50	100,16	78,96	98,00	Superado	
8859	BVTF6-04 230/69/13,8 kV	BVDJ4-10	31,50	25,07	19,76	24,54	79,59	62,73	77,90	OK	
45096	BVTF6-05 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,98	18,95	22,30					
45097	BVTF6-06 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,98	18,95	22,30					
70282	LT Forte São Joaquim C1	Futuro	S.INF.	23,85	18,07	23,22					
70301	LT Paraviana C1	Futuro	S.INF.	25,94	20,55	25,35					
71816	LT Centro C1	BVDJ4-08	25,00	25,94	20,55	25,35	103,76	82,20	101,40	Superado	
71818	LT Floresta C2	BVDJ4-12	31,50	25,91	20,53	25,32	82,25	65,17	80,38	OK	
71818	LT Floresta C3	BVDJ4-11	31,50	25,91	20,53	25,32	82,25	65,17	80,38	OK	
71856	LT Distrito C1 (SE Monte Cristo II)	BVDJ4-06	31,50	25,88	20,50	25,29	82,16	65,08	80,29	OK	
71952	LT Monte Cristo C1	BVDJ4-05	31,50	22,25	16,70	21,82	70,63	53,02	69,27	OK	
72518	LT Jacitara C1	BVDJ4-02	31,50	25,55	20,09	24,96	81,11	63,78	79,24	OK	
	Amarre	BVDB4-01	25,00	25,94	20,55	25,35	103,76	82,20	101,40	Superado	

Tabela 6-13: Contribuições de corrente pelos diversos disjuntores da SE Boa Vista 69 kV, horizonte dez/2028

Subestação:			8853							BOA VISTA	69 kV
Nível de curto-circuito na barra (kA):			Monofásico:	26,05		Trifásico:	20,65		Bifásico-terra:	25,45	
Relação X/R:				15,7			13,7			15,7	
Configuração:			BR2812PI_NOVOS TR BOA VISTA								
Equipamento destino			Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Número CC	Nome	Nº disjuntor		Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
8857	BVTF6-02 230/69/13,8 kV (desligado)	BVDJ4-04	25,00								
8858	BVTF6-03 230/69/13,8 kV	BVDJ4-07	25,00	25,14	19,83	24,60	100,56	79,32	98,40	Superado	
8859	BVTF6-04 230/69/13,8 kV	BVDJ4-10	31,50	25,17	19,85	24,64	79,90	63,02	78,22	OK	
45096	BVTF6-05 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	23,07	19,04	22,38					
45097	BVTF6-06 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	23,07	19,04	22,38					
70282	LT Forte São Joaquim C1	Futuro	S.INF.	23,95	18,16	23,31					
70301	LT Paraviana C1	Futuro	S.INF.	26,04	20,65	25,45					
71816	LT Centro C1	BVDJ4-08	25,00	26,04	20,65	25,44	104,16	82,60	101,76	Superado	
71818	LT Floresta C2	BVDJ4-12	31,50	26,03	20,64	25,43	82,63	65,52	80,73	OK	
71818	LT Floresta C3	BVDJ4-11	31,50	26,03	20,63	25,43	82,63	65,49	80,73	OK	
71821	LT Floresta C1 (SE Satélite)	BVDJ4-09	25,00	25,95	20,57	25,36	103,80	82,28	101,44	Superado	
71856	LT Distrito C1 (SE Monte Cristo II)	BVDJ4-06	31,50	26,01	20,62	25,41	82,57	65,46	80,67	OK	
71952	LT Monte Cristo C1	BVDJ4-05	31,50	22,35	16,79	21,91	70,95	53,30	69,56	OK	
72518	LT Jacitara C1	BVDJ4-02	31,50	25,65	20,18	25,05	81,43	64,06	79,52	OK	
	Amarre	BVDB4-01	25,00	26,04	20,65	25,45	104,16	82,60	101,80	Superado	

Tabela 6-14: Contribuições de corrente pelos diversos disjuntores da SE Boa Vista 69 kV, horizonte dez/2029

Subestação:			8853							BOA VISTA	69 kV
Nível de curto-circuito na barra (kA):			Monofásico:	24,94	Trifásico:	19,62	Bifásico-terra:	24,39			
Relação X/R:				17,1		15,0		17,2			
Configuração:			BR2912PI_NOVOS TR BOA VISTA								
Equipamento destino			Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Número CC	Nome	Nº disjuntor		Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
8857	BVTF6-02 230/69/13,8 kV (desligado)	BVDJ4-04	25,00								
8858	BVTF6-03 230/69/13,8 kV	BVDJ4-07	25,00	24,01	18,79	23,53	96,04	75,16	94,12	Alerta	
8859	BVTF6-04 230/69/13,8 kV	BVDJ4-10	31,50	24,05	18,82	23,57	76,35	59,75	74,83	OK	
45096	BVTF6-05 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,04	18,01	21,38					
45097	BVTF6-06 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,04	18,01	21,38					
70282	LT Forte São Joaquim C1	Futuro	S.INF.	22,82	17,12	22,25					
70301	LT Paraviana C1	Futuro	S.INF.	24,94	19,62	24,39					
71816	LT Centro C1	BVDJ4-08	25,00	24,93	19,62	24,39	99,72	78,48	97,56	Alerta	
71818	LT Floresta C2	BVDJ4-12	31,50	24,93	19,62	24,39	79,14	62,29	77,43	OK	
71818	LT Floresta C3	BVDJ4-11	31,50	24,93	19,62	24,39	79,14	62,29	77,43	OK	
71821	LT Floresta C1 (SE Satélite)	BVDJ4-09	25,00	24,93	19,61	24,39	99,72	78,44	97,56	Alerta	
71856	LT Distrito C1 (SE Monte Cristo II)	BVDJ4-06	31,50	24,93	19,61	24,39	79,14	62,25	77,43	OK	
71952	LT Monte Cristo C1	BVDJ4-05	31,50	21,22	15,75	20,86	67,37	50,00	66,22	OK	
72518	LT Jacitara C1	BVDJ4-02	31,50	24,53	19,14	23,99	77,87	60,76	76,16	OK	
	Amarre	BVDB4-01	25,00	24,94	19,62	24,39	99,76	78,48	97,56	Alerta	

Tabela 6-15: Contribuições de corrente pelos diversos disjuntores da SE Boa Vista 69 kV, horizonte dez/2030

Subestação:			8853							<b>BOA VISTA</b>	<b>69 kV</b>
Nível de curto-circuito na barra (kA):			Monofásico:	24,94	Trifásico:	19,62	Bifásico-terra:	24,39			
Relação X/R:				17,1		15,0		17,2			
Configuração:			BR3012PI_NOVOS TR BOA VISTA								
Equipamento destino			Capacidade de interrupção simétrica (ICCS) (kA)	Corrente de curto-circuito pelo disjuntor (ICC)			Relação corrente de curto/capacidade de interrupção (ICC/ICCS)			Situação	
Número CC	Nome	Nº disjuntor		Monofásico (kA)	Trifásico (kA)	Bifásico-terra (kA)	Monofásico (%)	Trifásico (%)	Bifásico-terra (%)		
8857	BVTF6-02 230/69/13,8 kV (desligado)	BVDJ4-04	25,00								
8858	BVTF6-03 230/69/13,8 kV	BVDJ4-07	25,00	24,01	18,79	23,53	96,04	75,16	94,12	Alerta	
8859	BVTF6-04 230/69/13,8 kV	BVDJ4-10	31,50	24,05	18,82	23,57	76,35	59,75	74,83	OK	
45096	BVTF6-05 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,04	18,01	21,38					
45097	BVTF6-06 230/69/13,8 kV	Futuro	S.INF.	22,04	18,01	21,38					
70282	LT Forte São Joaquim C1	Futuro	S.INF.	22,82	17,12	22,25					
70301	LT Paraviana C1	Futuro	S.INF.	24,94	19,62	24,39					
71816	LT Centro C1	BVDJ4-08	25,00	24,93	19,62	24,39	99,72	78,48	97,56	Alerta	
71818	LT Floresta C2	BVDJ4-12	31,50	24,93	19,62	24,39	79,14	62,29	77,43	OK	
71818	LT Floresta C3	BVDJ4-11	31,50	24,93	19,62	24,39	79,14	62,29	77,43	OK	
71821	LT Floresta C1 (SE Satélite)	BVDJ4-09	25,00	24,93	19,61	24,39	99,72	78,44	97,56	Alerta	
71856	LT Distrito C1 (SE Monte Cristo II)	BVDJ4-06	31,50	24,93	19,61	24,39	79,14	62,25	77,43	OK	
71952	LT Monte Cristo C1	BVDJ4-05	31,50	21,22	15,75	20,86	67,37	50,00	66,22	OK	
72518	LT Jacitara C1	BVDJ4-02	31,50	24,53	19,14	23,99	77,87	60,76	76,16	OK	
	Amarre	BVDB4-01	25,00	24,94	19,62	24,39	99,76	78,48	97,56	Alerta	

Na Tabela 6-16 é apresentado o quantitativo de disjuntores em estado de alerta ou superados para os horizontes analisados.

**Tabela 6-16: Resumo dos disjuntores analisados nos estudos de corrente passante**

Horizonte	ALERTA		SUPERADO	
	Qtde	Código (ICC/ICCS)	Qtde	Código (ICC/ICCS)
dez/25	3	BVDJ4-12 (91,94%) BVDJ4-11 (91,90%) BVDJ4-02 (91,14%)	4	BVDJ4-07 (112,96%) BVDJ4-08 (116,12%) BVDJ4-09 (115,88%) BVDB4-01 (116,12%)
dez/26	1	BVDJ4-07 (99,44%)	3	BVDJ4-08 (103,08%) BVDJ4-09 (103,04%) BVDB4-01 (103,08%)
dez/27	-	-	3	BVDJ4-07 (100,16%) BVDJ4-08 (103,76%) BVDB4-01 (103,76%)
dez/28	-	-	4	BVDJ4-07 (100,56%) BVDJ4-08 (104,16%) BVDJ4-09 (103,80%) BVDB4-01 (104,16%)
dez/29	4	BVDJ4-07 (96,04%) BVDJ4-08 (99,72%) BVDJ4-09 (99,72%) BVDB4-01 (99,76%)	-	-
dez/30	4	BVDJ4-07 (96,04%) BVDJ4-08 (99,72%) BVDJ4-09 (99,72%) BVDB4-01 (99,76%)	-	-

## 7 ANEXOS

### 7.1 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões:



Ofício n. 0357/2025/DEE/EPE

48002.000856/2025-58

Rio de Janeiro, 28 de março de 2025.

Ao Senhor  
**PEDRO MARCONDES DE BRITO**  
Gerente Executivo de Engenharia Aplicada de Transmissão  
ELETROBRAS  
Edifício Barão de Mauá – Av. Graça Aranha, 26 – 12º Andar  
20020-021 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de expansão da transformação 230/69 kV da SE Boa Vista**  
Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo 48002.000856/2025-58.

Senhor Gerente,

1. A EPE está realizando análises de expansão do sistema, que incluem a avaliação do aumento da capacidade da transformação 230/69 kV da SE Boa Vista. Visando subsidiar as avaliações realizadas, encaminhamos anexo o formulário que trata da viabilidade da expansão da Subestação Boa Vista, sob concessão desta empresa.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pela área de Engenharia da Eletrobras, quanto à viabilidade de expansão da referida subestação.
3. Juntamente com o formulário anexo preenchido, solicitamos também o encaminhamento dos diagramas unifilares e das plantas da subestação, indicando os espaços físicos a serem ocupados pelas novas instalações e os terrenos que já integram a subestação.
4. Essas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição das alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
5. Ressaltamos, contudo, que a expansão vislumbrada na referida subestação desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, deve ser tratada como uma expansão possível, mas não mandatória nesse momento, podendo, portanto, ser recomendada ou não quando da conclusão das análises.



Ofício n. 0357/2025/DEE/EPE

48002.000856/2025-58

6. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as etapas.

7. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,

Thiago de Faria  
Rocha Dourado  
Martins

Assinado de forma digital por  
Thiago de Faria Rocha Dourado  
Martins  
Dados: 2025.03.28 17:47:33  
-03'00'

**THIAGO DOURADO MARTINS**

Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica  
Empresa de Pesquisa Energética

C/C:

Rafael Lewergger Meireles Piccirili - Gerente de Estudos Sistêmicos da Transmissão -  
ELETROBRAS



Centrais Elétricas Brasileiras S/A  
Vice-Presidência de Engenharia  
de Expansão - VEE  
Av. Graça Aranha, 26 / 12º andar  
20030-000 - Rio de Janeiro - RJ  
Tel.: (21) 2514- 5792

CTA-EETA-00652/2025

Rio de Janeiro, 30 de abril de 2025

Ao Senhor,

**THIAGO DOURADO MARTINS**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética - EPE  
Praça Pio X, 54 - Centro  
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a Viabilidade de Expansão da Transformação 230/69 kV da SE Boa Vista

Referência: [a] Solicitação submetida via Ofício nº 0357/2025/DEE/EPE,  
Processo 48002.000856/2025-58

Senhor Superintendente,

Em resposta ao **Ofício nº 0357/2025/DEE/EPE de 28/03/2025**, respondemos positivamente à consulta quanto à viabilidade de expansão da referida subestação.

Segue anexo o formulário de viabilidade da expansão, devidamente preenchido, contendo diagramas unifilares e planta da subestação.

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


Anexo

Atenciosamente,

*PEDRO MARCONDES DE BRITO*

**Pedro Marcondes de Brito**  
**Gerente Executivo**  
Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA

Classificação: Pública

 <p><b>epe</b> Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p><b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b></p>
--	---

Data: 28/03/2025
Revisão:
Página: 1 - 5

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

**ESTUDO:** Avaliação para expansão da transformação na SE Boa Vista 230kV

**ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO**

**Subestação:** Boa Vista 230 kV

**Concessionária Proprietária:** Eletrobras Eletronorte

**1. Módulos de Manobra**

EL      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CT      Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

CT      Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BD4

IB      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CCP      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CCS      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CRL      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CRB      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CTA      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

CC      Quantidade: \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Arranjo: \_\_\_\_

**2. Módulos de Equipamentos**

Transformadores      Quantidade: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 3Ø

Autotransformadores      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (MVA): \_\_\_\_ Tensão Prim./Sec. (kV) \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

Reator      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

Reator      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

Capacitor Série      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

Capacitor Série      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

Compensador Estático      Quantidade: \_\_\_\_ Potência (Mvar): \_\_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_\_ Fase: \_\_\_\_

**Legenda:** MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). ARRANJO: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

	<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
--	--

Data: 28/03/2025
Revisão:
Página: 2 - 5

**INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)**

<b>3. Diagrama Esquemático</b>
<b>4. Observações:</b>  Instalação de novo transformador de 150 MVA (BVTF605) no contra vão da EL da UTE Jaguarica.  Instalação de novo transformador de 150 MVA (BVTF606) no vão onde hoje está operando o transformador BVTF602.  O transformador BVTF602 deve ser mantido como reserva fria na SE Boa Vista.

<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
--

Data: 28/03/2025

Revisão:

Página: 3 - 5

**RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)**

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

**1. Módulos de Manobra**

- EL Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: DB4
- CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: DB4
- IB Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CCP Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CCS Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CRL Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CRB Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CTA Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_
- CC Quantidade: \_\_\_ Tensão (kV): \_\_\_ Arranjo: \_\_\_

**2. Módulos de Equipamentos**

- Transformadores Quantidade: 2 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV): 230 Fase: 3Ø
- Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Capacitor Série Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

**3. Módulo de Infraestrutura Geral**

Há necessidade de aquisição de terreno?  Sim Área Prevista: \_\_\_\_\_

Não

**4. Outros**

Há necessidade de adequação do arranjo?  Sim Equipamentos Necessários: CT, IB, MIN

Não \_\_\_\_\_

<b>Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações</b>
--

Data: 28/03/2025
Revisão:
Página: 4 - 5

#### INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Pergunta-se:

1. Sobre as conexões dos transformadores, com a implementação do transformador BVFT606 de 150 MVA no vão onde está atualmente o transformador BVFT602 de 100 MVA, é necessário substituir ou adequar os respectivos CTs de 230 kV e 69 kV?

Foram analisados os equipamentos dos CTs de 230 kV e 69 kV para a conexão do transformador BVFT606 de 150 MVA e os equipamentos das IBs de 230 kV e 69 kV, verificando a superação por corrente nominal, corrente de curto-circuito simétrica passante e assimétrica. Como resultado foi verificada superação e, portanto, a necessidade de substituição de equipamentos (DJ, SEC e TC) no setor de 69 kV. Os equipamentos superados no CT e IB estão marcados em vermelho no diagrama unifilar operacional de 69 kV abaixo.

Seguem anexos o diagrama unifilar e planta de localização ROR-091-56000-16 e ROR-091-02000-16.

2. Caso a transmissora entenda que, por razões de cunho operativo e de vida útil física, o transformador BVTF603 deva ser o escolhido como reserva fria da SE em vez do transformador BVTF602, favor indicar abaixo.

Podemos seguir com a substituição do transformador BVTF602.

3. Conforme indicado no diagrama esquemático no item 3, o transformador BVTF602 deve ser mantido como reserva fria na SE Boa Vista. A transmissora deverá confirmar a viabilidade do espaço onde será armazenado o referido transformador.

Confirmamos que há espaço no terreno da subestação para armazenamento do referido transformador.

Rio de Janeiro, 28 de março de 2025

Data da Solicitação

Brasília, 30 de abril de 2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago de Faria  
Rocha Dourado  
Martins

Assinado de forma digital por  
Thiago de Faria Rocha Dourado  
Martins  
Dados: 2025.03.28 17:47:10 -03'00'

Thiago de Faria Rocha Dourado

Superintendente

STE/DEE/EPE

PEDRO MARCONDES DE BRITO

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

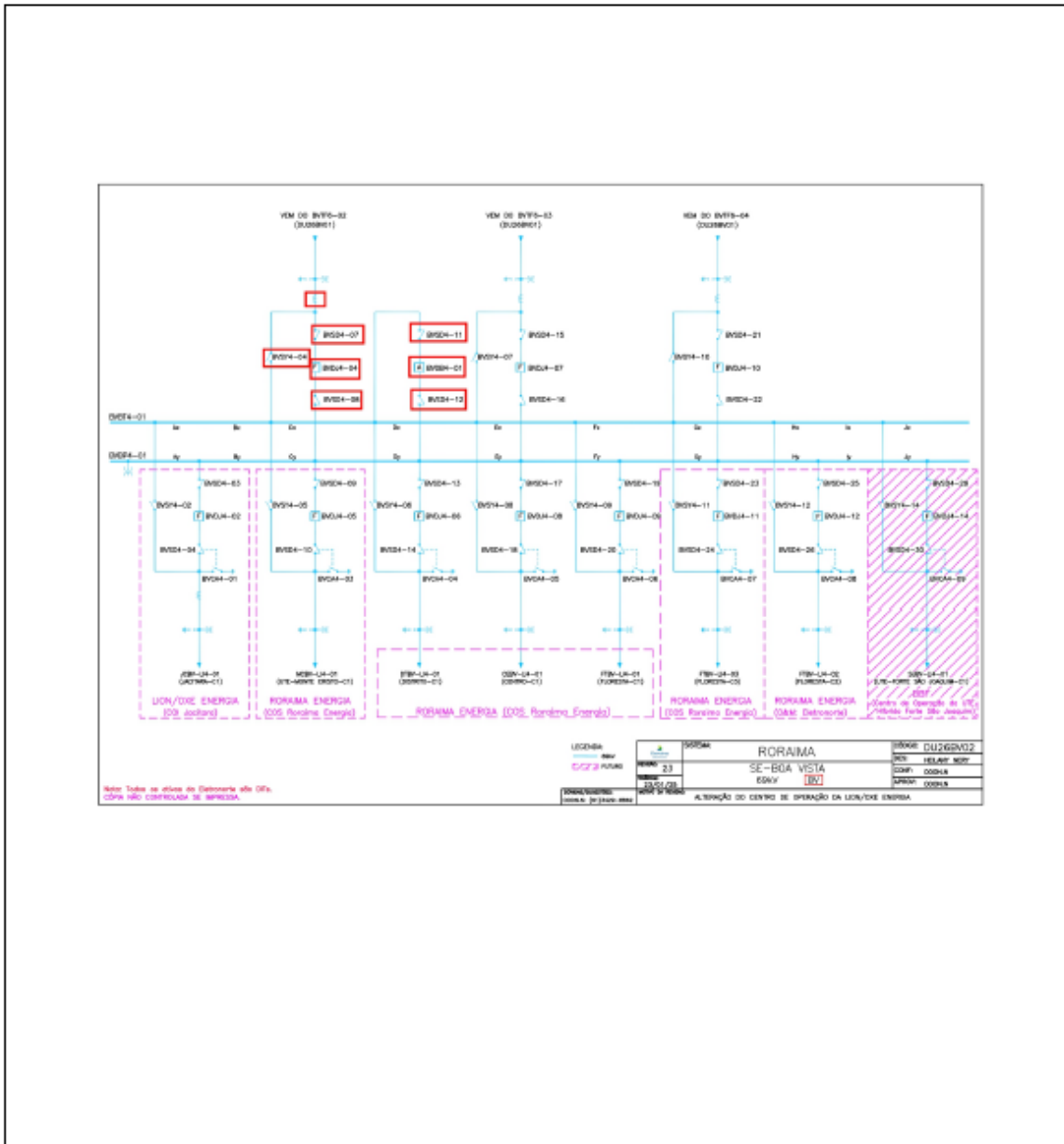
Nome: Pedro Marcondes de Brito

Cargo: Gerente Executivo Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA

## Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/03/2025  
 Revisão:  
 Página: 5 - 5

**ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA TRANSMISSORA**







## 7.2 Reatância dos transformadores existentes

### 7.2.1 BVTF6-03

NORMA		ÓLEO NAFTÊNICO	
ABNT-NBR 5356/5380-93		TIPO: CNP 18/85 TIPO A	
		VOLUME : 47500 l	
IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO A 75°C, 60Hz			
BASE (kVA)	RELAÇÃO (VOLT)	IMPEDÂNCIA (%)	
100000	230000/75900	12,31	
100000	230000/69000	12,20	
100000	230000/62100	12,24	
100000	230000/13800	24,70	
100000	69000/13800	10,5	
MASSA APROXIMADA EM kg			

3045  
 itagem/MG. Brasil

ANO DE FABRICAÇÃO	2014
TIPO DO ÓLEO	NAFTÊNICO
ENROLAMENTOS	65 °C
ÓLEO	65 °C
<input type="checkbox"/> V	12.71 %
<input type="checkbox"/> V	12.53 %
<input type="checkbox"/> V	13.20 %
<input type="checkbox"/> V	23.18 %
<input type="checkbox"/> V	8.97 %
<input type="checkbox"/> V	0.899016 / 0.063653 Ω
<input type="checkbox"/> V	0.855988 / 0.056218 Ω
<input type="checkbox"/> V	0.812935 / 0.063691 Ω
<input type="checkbox"/> V	0.020426 Ω
<input type="checkbox"/> %	

BT-N	T
110	110
	-

## 8 FICHAS PET

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região NORTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: RR
SE 230/69 KV BOA VISTA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
SUBSTITUIÇÃO DO BVTF602	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

#### Justificativa:

Aumento de modulação

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

3° TF 230/69/13,8 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	16.656,10
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.135,15
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.509,11

**Total de Investimentos Previstos:** 22.300,36

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – [Março](#) de 2023.

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

### Sistema Interligado da Região NORTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: RR
<b>SE 230/69 kV BOA VISTA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
TRANSFORMADOR ADICIONAL	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

#### Justificativa:

Aumento de modulação

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

4° TF 230/69/13,8 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	15.636,11
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.386,74
MIM - 230 kV	1.173,51
MIM - 69 kV	337,92

**Total de Investimentos Previstos: 29.704,04**

**Situação atual:**

**Observações:**

#### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2023.

## **9 REFERÊNCIAS**

[1] EPE-DEE-RE-047/2010, “Estudo da Interligação Boa Vista – Manaus”.