

**REVISÃO DOS PARECERES DE
ACESSO PARA CONTRATAÇÃO
DA MARGEM DE ESCOAMENTO
EXTRAORDINÁRIA**

© 2024/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0074/2024

REVISÃO DOS PARECERES DE ACESSO PARA CONTRATAÇÃO DA MARGEM DE ESCOAMENTO EXTRAORDINÁRIA

13 de agosto de 2024

Sumário

1	Introdução	5
2	Objetivo	6
3	Premissas, critérios e procedimentos	7
3.1	Configuração da rede de transmissão	7
3.2	Configuração de geração	11
3.2.1	Cenários eletroenergéticos avaliados para as análises da região Nordeste	11
3.2.2	Cenários eletroenergéticos avaliados para as análises do Estado de Minas Gerais	11
3.3	Alocação da margem extraordinária	12
3.3.1	Ordem cronológica	12
3.3.2	Montante máximo de margem extraordinária por região de influência	13
3.3.3	Manifestação de interesse	13
3.3.4	Diretrizes para o desenvolvimento das análises	13
4	Conclusões	15
5	Resultados das análises	18
5.1	Resultado das análises de Fluxo de Potência (projetos com viabilidade de escoamento)	18
5.1.1	Região Nordeste	18
5.1.2	Estado de Minas Gerais	35
5.1.3	Aspectos comuns às análises de todas as usinas relacionados aos itens de Fluxo de Potência	60
5.2	Resultado das análises de Fluxo de Potência (Projetos sem Viabilidade de Escoamento)	63
5.2.1	Projetos candidatos não viáveis em função de problemas de escoamento	63
5.2.2	Projetos candidatos não viáveis por exceder o montante total de geração do mecanismo de anistia por região de influência	70
5.3	Resultado dos estudos complementares	70
5.3.1	Resultado das análises de curto-circuito	71
5.3.2	Resultado das análises de estabilidade eletromecânica	71
5.3.3	Avaliação dos modelos dinâmicos	72
5.3.4	Diretrizes para os estudos de Qualidade da Energia Elétrica	73
5.3.5	Requisitos de Proteção e Controle	75
6	Anexos	76

6.1	Anexo I – Lista dos projetos viabilizados na primeira etapa da alocação da margem extraordinária	76
6.2	Anexo II – Lista de projetos remanescentes após a primeira etapa da alocação da margem extraordinária	78
7	Referências	80

1 Introdução

A Resolução Normativa (REN) nº 1.065 [7p], de 11 de julho de 2023, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicada no Diário Oficial (DO) em 13 de julho de 2023, estabeleceu os requisitos e procedimentos atinentes ao mecanismo excepcional para tratamento de outorgas de geração e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrados por centrais geradoras.

Conforme determinado pela REN nº 1.065/2023 [7p], o Despacho ANEEL nº 3.899/2023 [7q], de 18 outubro de 2023, revogou as outorgas das usinas aptas ao Mecanismo Excepcional de Anistia. Desta forma, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) iniciou no dia 23/10/2023 as análises de acesso dos geradores inscritos no Sistema de Gestão de Processos de Acesso ao Sistema Interligado Nacional (SGAcesso) para a contratação da margem de escoamento extraordinária.

Como resultado deste processo, foi possível revisar o parecer de acesso viabilizando um total de 7,46 GW de projetos em todo o SIN. Com o término do prazo para celebração dos contratos de uso, aproximadamente 20% dos projetos celebraram contrato de fato, conforme apresentado no Anexo I (item 6.1).

Por consequência, em consonância com a REN nº 1.065/2023 [7p] e Ofício nº 141/2024-STD/ANEEL [7r], conforme orientação específica da ANEEL, o ONS deu prosseguimento à alocação da margem extraordinária, dada a existência de capacidade remanescente de escoamento em função dos projetos que não celebraram os contratos de uso da rede na primeira remessa de pareceres revisados.

Nesse sentido, após o prazo para assinatura dos contratos do primeiro bloco de projetos contemplados, 15 de abril de 2024, e visando dar celeridade ao processo, o ONS estabeleceu um prazo para que os agentes que estavam na fila ratificassem o interesse na margem remanescente. Esta janela temporal ocorreu de 02 a 17 de maio de 2024, tendo como resultado a manifestação de interesse de 18 dos 29 protocolos de acesso, sendo 3,52 GW em projetos com influência em Minas Gerais e 3,73 GW na região Nordeste, conforme apresentado no Anexo II (item 6.2).

Assim como na primeira etapa, foram utilizados os Protocolos de Acesso originalmente cadastrados para a margem extraordinária, sem necessidade de nova solicitação no SGAcesso por parte dos candidatos.

Com relação ao prazo para a emissão das revisões dos Pareceres de Acesso, que passou a ser contado a partir de 20 de maio 2024 (primeiro dia útil após o fechamento do prazo da manifestação de interesse), bem como para a celebração dos respectivos contratos de uso, seguirão os ritos ordinários estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Desta forma, o resultado das análises e a revisão dos pareceres de acesso serão publicados pelo ONS em até 85 dias, contados a partir de 20 de maio de 2024, ou seja, até 13 de agosto de 2024.

É importante destacar que, após a finalização das análises técnicas e emissão das revisões dos pareceres de acesso para os geradores contemplados na margem extraordinária remanescente, o agente deverá celebrar o CUST no prazo de até 90 dias, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede. Ressalta-se que, para solicitação da minuta contratual do CUST, é necessário apresentar a garantia financeira pré-CUST (GPC) válida, respeitando o prazo máximo de 65 dias contados a partir da emissão das revisões dos pareceres de acesso.

Adicionalmente, cabe salientar que, embora o prazo limite para a apresentação da GPC seja de 65 dias, é recomendável que os agentes antecipem o envio desse documento, a fim de assegurar a contratação da margem de escoamento extraordinária.

De acordo com suas atribuições, o ONS efetuou as análises relativas, com base nos ditames da REN nº 1.065/2023.

Por fim, o ONS ressalta que, todos os agentes que manifestaram interesse nesta segunda etapa de alocação de margem de escoamento extraordinária, a ser finalizada até 11/11/2024, foram avaliados e considerados nas análises do Operador, não restando mais nenhum processo de acesso cadastrado pendente. Assim, após essa data, o ONS contabilizará os resultados da alocação da margem extraordinária remanescente. Caso algum projeto contemplado na margem extraordinária não venha a celebrar seu(s) contrato(s) de uso do sistema de transmissão, o ONS, de forma automática e sem a necessidade de nova manifestação pelos agentes candidatos, prosseguirá com a avaliação de eventuais alterações nas condições de viabilidade das solicitações cadastradas nesta segunda etapa. Dessa forma, encerra-se o processo de alocação de margem extraordinária estabelecido pela REN nº 1.065/2023 [7p)].

2 Objetivo

Essa Nota Técnica tem o objetivo de realizar as Avaliações de Viabilidade Técnica do Acesso – AVTA para subsidiar as revisões dos Pareceres de Acesso dos geradores inscritos para contratação da margem de escoamento extraordinária e que foram passíveis de alocação na margem de transmissão liberada pelos projetos de geração anistiados, de acordo com a REN nº 1.065/2023 [7p)].

Importante ressaltar que esse documento se refere à segunda etapa de alocação de projetos de geração na margem oriunda de não celebração de CUST por agentes geradores contemplados na etapa inicial.

3 Premissas, critérios e procedimentos

As análises apresentadas neste documento foram desenvolvidas considerando as diretrizes e premissas descritas nas seções seguintes, visando atender os critérios preconizados nos Procedimentos de Rede.

Os itens a seguir apresentam informações relevantes sobre as configurações de transmissão e de geração, adotadas como referência nas análises e um descritivo do desenvolvimento das avaliações.

3.1 Configuração da rede de transmissão

A base de dados de referência utilizada para as análises foi a do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024, Ciclo 2025-2029.

Destaca-se que a configuração de 2029 contempla todos os empreendimentos de transmissão outorgados e não outorgados que constam em Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) já emitidos.

Além disso, destaca-se que a descrição das obras de transmissão com impacto na região de interesse dos estados do Nordeste e de Minas Gerais, bem como a informação sobre em quais casos foram consideradas de acordo com a previsão de entrada em operação, podem ser observadas, a seguir, nas Tabela 3-1 e Tabela 3-2. No caso das obras com impacto em Minas Gerais, a Configuração 0, que não consta na Tabela 3-2, refere-se à topologia sem a presença de nenhuma das obras descritas.

Tabela 3-1: Descrição das obras de transmissão com impacto na região de interesse dos estados do Nordeste.

Descrição das Obras	Lote	Previsão de Entrada Considerada	Situação	Etapa / Casos Considerados
LT 500 kV Quixadá - Crateús C1, LT 500 kV Crateús - Teresina IV C1, LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri C3, trechos de LT 500 kV entre a SE Teresina IV e o seccionamento da LT 500 kV Tianguá - Teresina II C1 e C2, SE 500 kV Teresina IV, SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona (-200/+300) Mvar.	1	30/06/2029	Obras licitadas no Leilão 001/2024	VERÃO 2029/2030
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1, LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3, trechos de LT 500 kV entre a SE São João do Piauí II e o seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C1 e C2 e SE 500 kV São João do Piauí II.	2	30/06/2029		
LT 500 kV Morada Nova - Pacatuba C1, LT 230 kV Banabuiú - Morada Nova, C1, LT 230 kV Morada Nova - Russas II, C1, LT 230 kV Alex - Morada Nova, C1, trechos de LT 500 kV entre a SE Pacatuba e o seccionamento da LT 500 kV Pecém II - Fortaleza II 05C2, trechos de LT 500 kV entre a SE Pacatuba e o seccionamento da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II C1, trechos de LT 500 kV entre a SE Morada Nova e o seccionamento da LT 500 kV Açú III - Quixadá C1, trechos de LT 230 kV entre a SE Morada Nova e o seccionamento da LT 230 kV Banabuiú - Russas II C2, trechos de LT 230 kV entre a SE Alex e o seccionamento da LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II C1 e SE 500/230 kV Morada Nova - (6+1R) x 300 MVA.	3	30/06/2029		
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Pessoa II C1, LT 500 kV João Pessoa II - Pau Ferro C1, LT 500 kV Garanhuns II - Messias C1, trechos de LT 230 kV entre a SE Pilões III e o seccionamento da LT 230 kV Extremoz II - Campina Grande III C2 e SE 230/69 kV Pilões III - 2 x 150 MVA.	4	30/06/2029		
LT 500 kV Bom Nome II - Campo Formoso II C1, LT 500 kV Bom Nome II - Zebu III C1, LT 500 kV Zebu III - Olindina C1, LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C1, LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C2, LT 230 kV Zebu III - Floresta II, C1, LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C1, LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C2, LT 230 kV Araticum - Milagres C2, LT 230 kV Abaiara - Milagres C2, LT 230 kV Chapada III - Crato II C1, trechos de LT 500 kV entre a SE Bom Nome II e o seccionamento da LT 500 kV Milagres II - Luiz Gonzaga C1, trecho de LT 230 kV entre a SE Abaiara e o seccionamento da LT 230 kV Milagres - Crato II, C1, desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento, SE 500/230/138 kV Bom Nome II - 500/230 kV - (6+1Res x 300 MVA) e 230/138 kV - 2 x 150 MVA e SE 500/230 kV Zebu III - 500/230 kV - (6+1Res x 300 MVA).	5	30/12/2029		
Trechos de LT 500 kV entre a SE Jussiape e o seccionamento da LT 500 kV Igaporá III - Ibiçara C1.	6	30/12/2029		
LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués II, C1, LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Dianópolis, C1, SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto - (6+1Res) x 50 MVA e Compensação Síncrona.	7	30/06/2029		
LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha C1 e LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha C1.	12	30/06/2030		

Descrição das Obras	Lote	Previsão de Entrada Considerada	Situação	Etapa / Casos Considerados
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C3 e LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2.	13	30/06/2029		
LT 500 kV Ourolândia II - Jussiapé C1 e C2.	14	30/12/2029		
LT ±800 kV CC Graça Aranha-Silvânia, LT 500 kV Presidente Dutra-Graça Aranha C3, trechos de LT 500 kV entre a SE Graça Aranha e o seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina 2 C1, trechos de LT 500 kV entre a SE Graça Aranha e o seccionamento da LT 500 kV Presidente Dutra-Teresina 2 C2, SE ±800 kV/500 kV Graça Aranha e Compensações Síncronas 500 kV e SE ±800 kV Silvânia e Compensações Síncronas 500 kV	1	30/03/2030	Obras licitadas no Leilão 002/2023	VERÃO 2029/2030
LT 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II C1, LT 500 kV Campo Formoso II - Barra II C1, LT 500 kV Buritirama - Barra II C1, LT 500 kV Barra II - Correntina C1, trechos de LT 500 kV entre a SE Correntina e o seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa - Rio das Éguas C1, SE 500 kV Campo Formoso II e SE 500 kV Barra II e Compensação Síncrona.	1	30/03/2029	Obras licitadas no Leilão 001/2023	VERÃO 2029/2030
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II C2 e C3.	2	30/03/2029		
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C2.	5	30/03/2029		
LT 500 kV Xingó - Camaçari II C1 e C2.	6	30/09/2028		
LT 230 kV Recife II - Bongí C1 e C2.	8	30/03/2029		
LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II, C1	-	31/12/2029	POTEE 2024 1ª emissão	VERÃO 2029/2030

Tabela 3-2: Descrição das obras de transmissão com impacto na região de interesse do estado de Minas Gerais – Configurações em etapas dos casos

Descrição das Obras	Lote	Previsão de Entrada Considerada	Situação	Etapa / Casos Considerados
LT 500 kV Buritizeiro 3 - Pirapora 2 C1 e C2, LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gotardo 2 C1, LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará C1, a nova SE Buritizeiro 3 500/345 kV e obras de seccionamento em 345 kV associadas. Novo setor de 500 kV na SE Santos Dumont 2, a LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2 C1 e obras de seccionamento em 345 kV associadas. LT 500 kV Jaguará - Estreito C2. LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2 C1 e C2.	1	30/09/2027	Obras licitadas no Leilão 001/2022	Configuração 1 VERÃO 2027/2028 e INVERNO 2028
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C2, o seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte na nova SE Nova Ponte 3, LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 C1 e a nova SE 500 kV Nova Ponte 3.	2	30/09/2027		
Novo setor 500 kV na SE Jaíba, nova SE 500 kV Janaúba 6, LT 500 kV Jaíba - Janaúba 6 C1 e C2, nova SE 500 kV Capelinha 3, LT 500 kV Janaúba 3 - Janaúba 6 - Capelinha 3 - Governador Valadares 6 C1 e C2 e 3º transformador 500/230 kV - 750 MVA na SE Jaíba.	3	30/09/2027		
LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará C2.	3	30/09/2028	Obras licitadas no Leilão 001/2023	Configuração 2 VERÃO 2028/2029
LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino C1.	4	30/09/2028		
Nova SE 500 kV Correntina e LT 500 kV Correntina – Arinos 2 C1.	1	30/03/2029	Obras licitadas no Leilão 001/2023	Configuração 3 INVERNO 2029 e VERÃO 2029/2030
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Jaíba - Buritizeiro 3 C1 e C2.	2	30/03/2029		
LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 C2.	5	30/03/2029		
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 - Terminal Rio C1 e C2, e o novo setor de 500 kV na SE Leopoldina 2.	7	30/03/2029		
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto C1 e C2.	2	30/09/2029		
LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas C1.	3	30/09/2029	Obras licitadas no Leilão 002/2023	
Nova SE 500 kV Jussiapé, nova SE 500 kV São João do Paraíso, LT 500 kV Jussiapé - São João do Paraíso C1 e C2 e LT 500 kV São João do Paraíso - Capelinha 3 - Itabira 5 C1.	6	30/12/2029		
LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2 - Mutum C1.	15	30/12/2029	Obras licitadas no Leilão 001/2024	

Observação: A lista contempla apenas as obras com impacto direto na região de interesse em Minas Gerais, as quais dependem de outras obras no subsistema Nordeste e Sudeste para garantir desempenho pleno e obter os benefícios totais da solução estrutural.

3.2 Configuração de geração

Os casos base consideraram, além da geração existente, as usinas contratadas tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL quanto no Ambiente de Contratação Regulado – ACR com CUST celebrado até o dia 24 de maio de 2024.

3.2.1 Cenários eletroenergéticos avaliados para as análises da região Nordeste

Os estudos de fluxo de potência realizados pelo ONS consideraram os cenários Nordeste exportador, carga mínima noturna e carga máxima diurna, e Norte exportador, carga máxima diurna. O cenário Nordeste exportador, carga máxima diurna, é caracterizado por uma alta exportação de energia pela região Nordeste para os demais subsistemas a partir da elevação da geração eólica e fotovoltaica, atingindo valores máximos de despacho entre os meses de junho a novembro. Atualmente, é considerado, para a maior parte dos estudos, o cenário mais crítico para as análises de escoamento de geração na região Nordeste (cenário balizador).

Em face dos problemas de congestionamento nas interligações N/NE/SE, atualmente já existem restrições de escoamento de geração das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste em função dos limites de transferência de energia entre essas regiões, em determinados cenários operativos. Desse modo, a inclusão de geração adicional nas regiões Norte e Nordeste, independentemente do tipo de fonte, poderá ocasionar restrições ao escoamento da geração produzida, face às limitações das interligações, em cenários de elevados excedentes de geração nessas regiões.

Essas limitações não foram consideradas como óbices nas análises regionais locais. No entanto, elas poderão ocasionar restrições parciais ou totais de geração nas EOLs/UFVs candidatas a ocupar a margem remanescente, e permanecerão ativas por tempo indeterminado, embora atenuadas com a entrada em operação comercial das obras de transmissão, que também foram definidas nos estudos de planejamento publicados pela EPE em [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)], já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030.

3.2.2 Cenários eletroenergéticos avaliados para as análises do Estado de Minas Gerais

As análises de viabilidade técnica das solicitações dos projetos que se candidataram a margem extraordinária com influência no Estado de Minas Gerais foram realizadas tendo como base os casos de inverno e de verão nas condições de carga mínima diurna. Com o objetivo de avaliar a influência do intercâmbio no desempenho elétrico da região de interesse, foram estudados tanto o cenário de

referência quanto os cenários Nordeste Exportador e Norte Exportador para o Sudeste/Centro-Oeste - Recebimento do Sul.

Ressalta-se que nos cenários de referência o despacho das usinas fotovoltaicas foi limitado em 40%, de modo a acomodar dentro do balanço carga x geração do SIN, a geração eólica e solar média do Norte/Nordeste no período seco e a geração hidráulica do Norte no período úmido. Portanto, nesse contexto, concluiu-se que esse baixo fator de capacidade das usinas fotovoltaicas na carga média configura uma situação de excesso de geração, a qual poderá não ser alocável na carga prevista do SIN.

Para os cenários Nordeste Exportador e Norte exportador para o Sudeste/Centro-Oeste - Recebimento do Sul, foram realizadas avaliações adicionais visando explorar as usinas fotovoltaicas da região, considerando seu despacho em 82%, conforme a metodologia vigente do ONS baseada em dados históricos de sua curva de permanência.

Contudo, em alguns casos em que não são considerados os reforços de transmissão recomendados pela EPE no estudo de planejamento [7e)], não é viável realizar o despacho desejado nas usinas fotovoltaicas da região simultaneamente com os fluxos maximizados na interligação Nordeste-Sudeste (FNESE). Isso ocorre porque as usinas fotovoltaicas de Minas Gerais e a FNESE competem pelo mesmo meio de transmissão, resultando em um colapso de tensão na SE Presidente Juscelino 500/345 kV, inviabilizando a montagem dos casos.

Nesse contexto, cabe informar que foram respeitados os valores limites de intercâmbio descritos no PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028, relatório RT-ONS DPL 0682/2023, “Volume II – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais”, de Dezembro/2023 [7h)]. Além disso, é importante ressaltar que, à época da efetiva conexão das usinas tais valores limites dos fluxos nas interligações serão atualizados pelo Planejamento da Operação de Curto Prazo.

3.3 Alocação da margem extraordinária

A alocação da margem extraordinária para os projetos candidatos foi realizada respeitando-se os três aspectos descritos a seguir.

3.3.1 Ordem cronológica

As análises foram realizadas considerando a ordem cronológica das solicitações de acesso originais recebidas pelo ONS, conforme determina a REN nº 1.065/2023 [7p)].

3.3.2 Montante máximo de margem extraordinária por região de influência

O montante máximo de margem extraordinária alocado deve ser igual ou inferior ao montante total de geração aprovado no mecanismo de anistia para cada região de influência, considerando ainda o montante de geração já contratado na etapa inicial de alocação de margem.

Cabe destacar que o projeto solar fotovoltaico Boca do Riacho (888 MW), apesar de estar fisicamente localizado no sul do Estado da Bahia, concorre por margem de escoamento com os projetos de Minas Gerais uma vez que tem elevada sinergia com as restrições dos projetos localizados no norte do Estado de Minas Gerais. Portanto, este projeto foi o único projeto fora do Estado de Minas Gerais classificado com a mesma região de influência dos projetos do referido estado.

Assim, a alocação dos projetos será realizada em montante igual ou inferior à capacidade total de geração descontratada descontando-se o montante já contratado na primeira etapa de alocação de margem.

3.3.3 Manifestação de interesse

Dos 12,94 GW de capacidade de geração renovável do SIN que poderiam manifestar interesse na nova chamada, 7,67 GW estão classificados com a região de influência no subsistema Nordeste e 5,27 GW no Estado de Minas Gerais.

Deste total, 7,25 GW confirmaram interesse em concorrer à margem, sendo 3,73 GW na região de influência do Nordeste e 3,52 GW em Minas Gerais.

Cabe registrar que os projetos que foram contemplados na primeira etapa de alocação de margem remanescente, com viabilidade condicionada à obra de transmissão, e que celebraram os seus respectivos contratos de uso, foram reavaliados nesta etapa sem a necessidade de manifestação de interesse.

3.3.4 Diretrizes para o desenvolvimento das análises

Considerando a diversidade entre os projetos anistiados e os projetos candidatos que ratificaram interesse na margem extraordinária no que diz respeito *(i)* às datas de solicitação de acesso; *(ii)* às datas de entrada em operação comercial; *(iii)* aos seus pontos de conexão à Rede Básica; *(iv)* a potência instalada total de cada projeto e *(v)* aos projetos que foram contemplados na primeira etapa e que celebraram CUST, foi desenvolvido o procedimento, descrito a seguir, para a avaliação da viabilidade técnica dos projetos candidatos.

A partir dos casos base de referência do acesso (Caso 1) e dos cenários disponibilizados para os estudos do acesso, que abrange toda a geração com CUST assinado até 24 de maio de 2024, foi realizado um diagnóstico abrangente

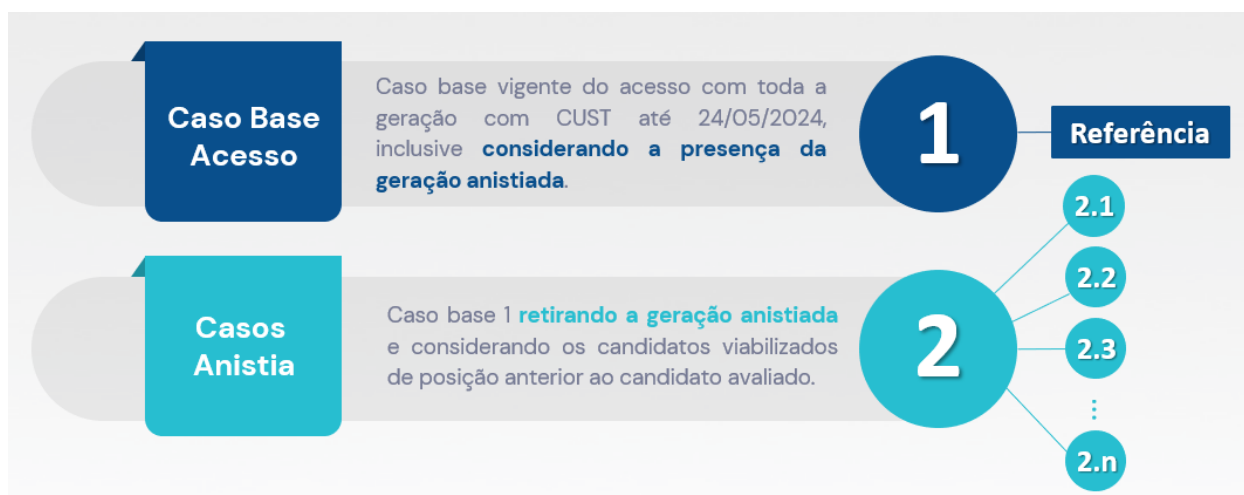
de todos os problemas existentes, tanto em regime normal quanto em condições de contingências simples. Esse diagnóstico considerou a presença de toda a geração das usinas anistiadas, com o objetivo de mapear as condições sistêmicas e os riscos associados na ausência do processo de anistia e realocação da margem extraordinária em curso.

Em seguida, as análises foram realizadas através da retirada da geração que foi anistiada e da inclusão da geração dos projetos candidatos para contratação da margem de escoamento extraordinária, seguindo o critério de ordem cronológica das solicitações de acesso recebidas pelo ONS, conforme determina a REN 1.065/2023 [7p)], avaliando-se o impacto causado no sistema com a inclusão de cada nova geração, uma a uma (Casos 2.1, 2.2, 2.3, ..., 2.n).

Nos casos em que os problemas verificados permaneciam inferiores ou iguais aos do caso base do acesso considerando toda a geração das usinas anistiadas, o projeto candidato avaliado foi considerado viável, com todas as limitações verificadas nas análises. Nos casos em que os problemas verificados foram superiores aos do caso base do acesso ou que apresentavam novas limitações, os candidatos avaliados não foram acolhidos. A Figura 3-1, a seguir, ilustra a análise comparativa realizada na avaliação aqui descrita.

Ressalta-se que 03 (três) projetos, localizados na Região Nordeste, que haviam sido avaliados como viáveis condicionados na etapa anterior, celebraram os seus respectivos contratos de uso, e nessa nova etapa foram reavaliados à luz da metodologia descrita no presente documento.

Figura 3-1: Análise comparativa para avaliação da viabilidade de escoamento dos projetos candidatos à margem extraordinária.



Conforme citado no item 3.3 da presente Nota Técnica, esse processo foi realizado respeitando-se o montante total de geração aprovado no mecanismo de anistia por região de influência.

Após a conclusão das análises de escoamento, as demais análises técnicas para elaboração dos pareceres de acesso foram realizadas.

A seguir, a Tabela 3-3 apresenta um resumo dos montantes de margem de escoamento considerando todo o processo de alocação da margem extraordinária.

Tabela 3-3: Síntese dos montantes de geração, em GW, do processo de alocação de margem extraordinária

Região de Influência	Montante Anistiado	Montante contratado na primeira etapa	Montante de margem alocável	Montante total de candidatos na segunda etapa	Montante que manifestou interesse
Nordeste	4,593	1,008	3,584	7,667	3,729
Minas Gerais	3,705	0,505	3,200	5,263	3,515
Total	8,298	1,513	6,784	12,930	7,244

4 Conclusões

Na região Nordeste, foi possível alocar 0,306 GW de projetos viabilizados com restrições, sejam elas parciais ou totais, contudo, sem condicionamento a obras futuras e 2,075 GW de projetos condicionados a obras futuras. Além disso, 0,528 GW de projetos que haviam sido avaliados como viáveis condicionados na primeira etapa do mecanismo, nessa nova etapa foram reavaliados e passaram a ser considerados como viáveis com restrição. Não foi possível alocar um percentual maior de projetos no Nordeste, haja vista que os projetos anistiados e os projetos interessados na margem extraordinária possuíam montantes e pontos de conexão distintos, o que se reflete em condições de escoamento e impactos diferentes para o SIN.

Outrossim, destaca-se que, considerando as condições de escoamento do sistema de transmissão, em alguns pontos de conexão avaliados não há viabilidade técnica para o escoamento de novas usinas. Essa condição permanece inalterada mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes com empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa de alocação da margem extraordinária, tornando inviável a disponibilização de margem nesses pontos de conexão por tempo indeterminado.

No caso dos projetos com influência direta no Estado de Minas Gerais, foi viável alocar 3,050 GW de projetos. Desse montante, 2,946 MW são de projetos viabilizados apenas com restrições, sejam elas parciais ou totais, enquanto 0,104 GW são de projetos com restrições e condicionados a obras futuras. O montante total representa cerca de 95% do montante de margem alocável total de projetos com influência no Estado de Minas Gerais. Cumpre destacar que não foi possível alocar um montante maior, pois o único candidato remanescente na fila que possui influência direta no Estado de Minas Gerais, consiste em um projeto com potência instalada superior à margem remanescente.

Por fim, caso algum projeto contemplado nesta segunda etapa de alocação da margem extraordinária não venha a celebrar seu(s) contrato(s) de uso do sistema de transmissão, o ONS, de forma automática e sem a necessidade de nova manifestação pelos agentes candidatos, prosseguirá com a avaliação de eventuais alterações nas condições de viabilidade das solicitações cadastradas nesta etapa, encerrando o processo de alocação de margem extraordinária estabelecido pela REN nº 1.065/2023 [7p)].

A Tabela 4-1, a seguir, apresenta a síntese dos projetos viabilizados por região de influência.

Tabela 4-1: Síntese dos projetos candidatos viabilizados

Região de Influência	Montante de candidatos viabilizados na segunda etapa [GW / %] ⁽¹⁾	Montante de Candidatos viabilizados considerando as duas etapas [GW / %] ^{(1) (2)}
Nordeste	2,381 (67%)	3,389 (74%)
Minas Gerais	3,050 (95%)	3,555 (96%)
Total	5,431 (80%)	6,944 (84%)

(1) O valor percentual se refere ao montante viabilizado em relação ao montante total disponível para alocação em cada categoria.

(2) O montante viabilizado da primeira etapa diz respeito apenas aos projetos que assinaram CUST.

A relação das usinas que manifestaram interesse em participar desta segunda etapa de contratação da margem extraordinária, bem como o resultado completo quanto à viabilidade de escoamento, está listada na Tabela 4-2, a seguir.

Conforme previsto no Art. 11 § 3º da REN nº 1.065/2023 [7p)], a alocação da margem extraordinária será feita com base nas condições anteriormente solicitadas ao ONS, mantidos o ponto de conexão e o MUST indicados pelas centrais geradoras. No entanto, este processo permitiu que o agente informasse uma nova data para operação comercial no cadastro para concorrência à margem extraordinária.

Tabela 4-2: Resumo dos Projetos Candidatos à contratação da margem extraordinária na segunda etapa

Ordem	Região de Influência	UF	Data	Empreendimento	Ponto de conexão	Tensão (kV)	Potência Instalada (MW)	Nova data pleiteada pelo agente	Viabilidade do escoamento ⁽¹⁾
- (2)	NNE	BA	11/11/2022	EOLs São Gabriel XII a XV	SE Irecê	230	162	ago/26	Sim
- (2)	NNE	PB	20/12/2022	UFVs Santa Luzia 10 a 14	SE Santa Luzia II	500	250	set/22 a out/23	Sim
- (2)	NNE	PB	14/02/2023	EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII	SE Santa Luzia II	500	116	jan/24	Sim
1°	NNE	RN	23/09/2022	UFVs Areias I a III	SE Currais Novos II	230	129	jul/26	Não ⁽³⁾
2°	NNE	RN	18/10/2022	UFVs Curralinho I e II / Malhada I a III	SE Açú III	230	179,82	nov/25	Não ⁽³⁾
3°	MG	MG	24/10/2022	UFVs São Miguel 1 a 5	SE Pirapora 2	345	250	mai/26	Sim
4°	MG	MG	10/11/2022	UFVs Álamo I a XV	LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C2	500	598,038	set/27	Sim
5°	NNE	CE	11/11/2022	EOLs Viçosa V a VII	SE Ibiapina II	230	252	out/26	Não ⁽³⁾
6°	NNE	RN	16/12/2022	UFVs Serra do Mel XI, XII, XIV, XV e XVII	SE Açú III	500	288,708	jul/26	Não ⁽⁴⁾
7°	MG	BA	20/12/2022	UFVs Boca do Riacho 1 a 19	SE Bom Jesus da Lapa II	500	888	mai/27	Sim
8°	NNE	RN	04/01/2023	EOLs Vila Alagoas I, V e VI	SE Açú III	500	88,2	ago/26	Não ⁽³⁾
9°	MG	MG	12/01/2023	UFVs Barreiro I a XIII	SE Janaúba 6	500	540	out/26	Sim
10°	NNE	PB	02/02/2023	EOLs Ventos de São Rafael 01 a 10	SE Santa Luzia II	500	621	out/24	Sim
11°	MG	MG	22/02/2023	Complexo São Simão 2: UFVs Barreiro XVIII a XXVIII	SE São Simão	500	486	out/26	Sim
12°	NNE	RN	23/02/2023	UFVs Jaguar 1 a 8	SE Jaguaruana II	230	354,312	set/26	Sim
13°	MG	MG	06/03/2023	Complexo São Simão 3: UFVs Barreiro XIX e XXX, Lavarinto 1, 2, 3, 5, 6 e 9, São Geraldo 1 a 3	SE São Simão	500	465	out/26	Não
14°	MG	MG	20/03/2023	UFVs Veredas 9 a 14	SE Arinos 2	500	288	nov/26	Sim
15°	NNE	CE	28/03/2023	EOLs Santa Clara I, III a VIII	SE Tianguá II	230	216	nov/26	Sim
16°	NNE	PI	06/04/2023	UFVs Litoral Piauiense I a XXII	SE Parnaíba III	500	1100	jan/27	Sim
17°	NNE	CE	09/04/2023	UFVs Serra Dantas 01 a 09	SE Jaguaruana II	230	410	mar/27	Não
18°	NNE	CE	18/04/2023	UFV Sobral I	SE Sobral III	230	90	nov/26	Sim

(1) **Viabilidade do Escoamento:** resultado das avaliações técnicas referentes aos montantes de geração solicitados pelos agentes, conforme critérios definidos no item 3.3.

(2) Correspondem aos projetos contemplados como viáveis condicionados na primeira etapa do mecanismo e que, nesta nova etapa, foram reavaliados e passaram a ser considerados como viáveis com restrições.

(3) Não haverá alteração da viabilidade de escoamento desses empreendimentos, mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes que obtiveram empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa, encerrando a participação destes projetos no processo de alocação de margem extraordinária estabelecido pela REN nº 1.065/2023 [7p].

(4) O agente manifestou interesse em participar da segunda etapa de avaliação de alocação de margem extraordinária, entretanto, em seguida, por meio de carta (Voltaia nº REG-097-24 de 14/06/2024), comunicou a desistência de participação das referidas centrais.

5 Resultados das análises

As avaliações realizadas contemplaram as análises de fluxo de potência, estudos de estabilidade eletromecânica, avaliação dos modelos matemáticos para estudos de estabilidade eletromecânica das usinas candidatas, estudos de curto-circuito e diretrizes para estudos de qualidade da energia elétrica, as quais são apresentadas nos itens 5.1 a 5.3.4, a seguir. Os casos de referência utilizados nessas análises estão disponibilizados no sítio do ONS. As avaliações estão divididas em região Nordeste e Estado de Minas Gerais, conforme a classificação de região de influência.

5.1 Resultado das análises de Fluxo de Potência (projetos com viabilidade de escoamento)

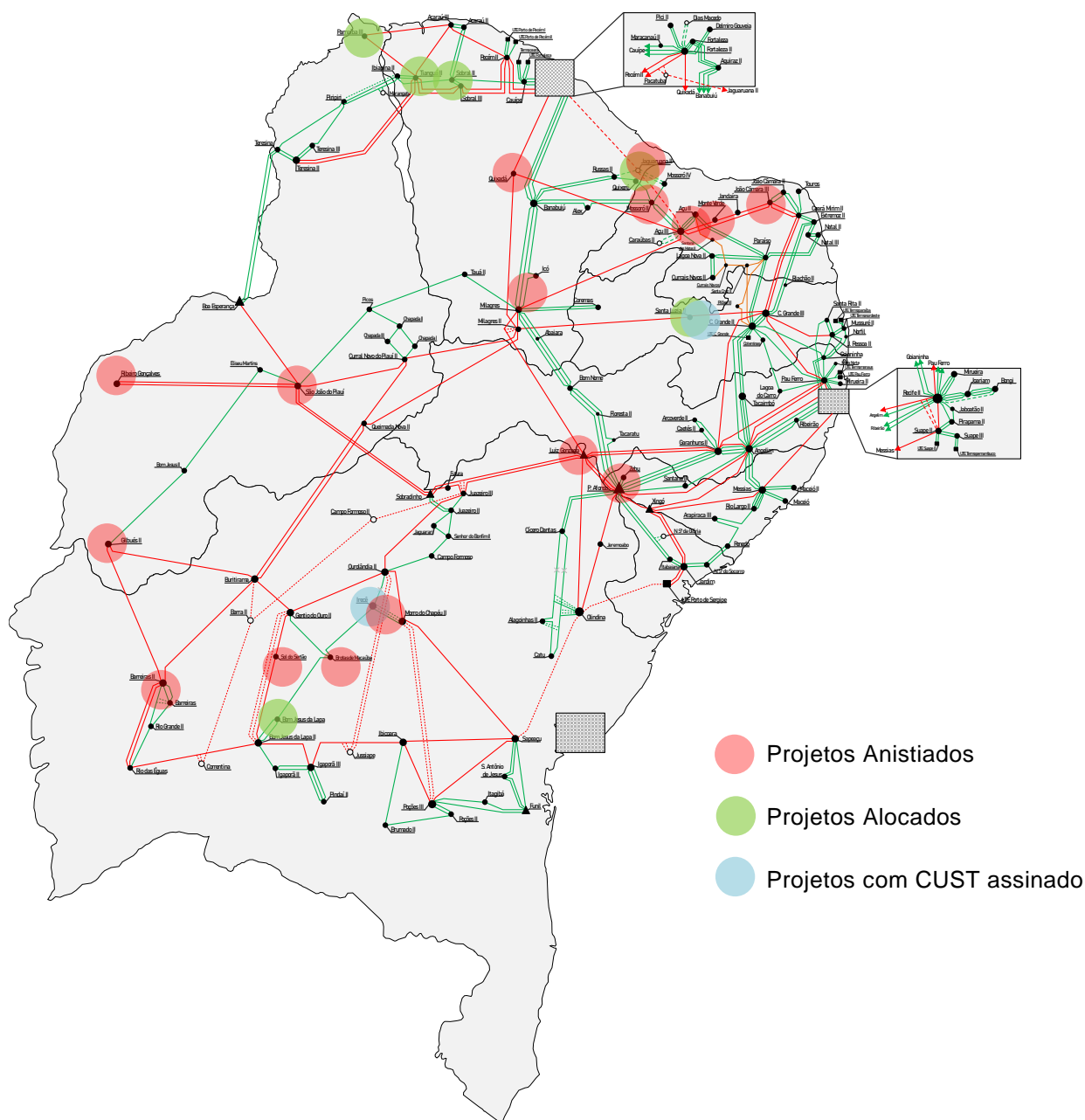
A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxo de potência para os projetos candidatos a ocupar a margem remanescente, em função do processo de anistia.

5.1.1 Região Nordeste

Nessa etapa, a região Nordeste contou com um montante de projetos anistiados da ordem de 3,584 GW. Em contrapartida, um total de 3,729 GW de projetos que obtiveram parecer de acesso sem viabilidade sistêmica manifestaram interesse em concorrer à margem extraordinária, conforme pode ser verificado na Tabela 4-2.

A Figura 5-1, a seguir, mostra a localização dos projetos descontratados (destaque em vermelho), dos projetos contemplados na primeira chamada e que já assinaram CUST (destaque em azul) e dos projetos que puderam ser alocados na margem extraordinária nesta nova análise (destaque em verde), conforme critérios e premissas estabelecidos no Capítulo 3.

Figura 5-1: Mapa eletro geográfico dos Estados do Nordeste com destaque para a localização dos projetos de geração anistiados e dos projetos alocados na margem extraordinária.



Considerando a elevada capacidade instalada de geração e os projetos de usinas eólicas e fotovoltaicas com previsão de entrada em operação até 2028 (43,5 GW), dos quais 24,2 GW encontram-se na fase de Parecer de Acesso nas regiões Norte e Nordeste (ref. de junho de 2024); e a elevada demanda de novos projetos que solicitaram outorga a ANEEL com base no Decreto nº 10.893/2021, ou seja, sem Informação de Acesso (cerca de 4.000 empreendimentos em todo o Brasil), constatamos a incapacidade de escoamento sem restrições deste montante expressivo de geração das regiões Norte e Nordeste até a implantação das

expansões nos sistemas de transmissão, as quais foram indicadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)], já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030.

Tais problemas de limitações de escoamento submeterão a geração existente e prevista para entrar em operação até 2030 a elevados riscos de restrição de escoamento total ou parcial, a depender do ponto de conexão de cada empreendimento. A adoção de medidas operativas paliativas de restrição prévia para evitar sobrecarga em condição normal, bem como a implantação de inúmeros esquemas especiais de proteção (SEPs) de corte de geração, para atender aos critérios constantes nos Procedimentos de Rede serão adotados nesse período de transição até a completa implantação das obras indicadas nos estudos de planejamento, já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030.

Em face dos problemas de congestionamento nas interligações N/NE/SE, aspecto de grande importância a ser destacado é que, atualmente, já existem restrições de escoamento de geração das regiões Norte e Nordeste para as regiões Sudeste/Centro-Oeste em função dos limites de transferência de energia entre essas regiões, em determinados cenários energéticos. Desse modo, a inclusão de geração nas regiões Norte e Nordeste, independentemente do tipo de fonte poderá ocasionar restrições ao escoamento da geração produzida, face às limitações das interligações, em cenários de elevados excedentes de geração nessas regiões.

As limitações acima descritas não foram consideradas como óbices nas análises regionais locais, porém poderão ocasionar restrições parciais ou integrais de geração nas usinas, e permanecerão ativas, porém atenuadas, até a entrada em operação comercial das obras de transmissão indicadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)].

Por último, é relevante salientar que, atualmente, em determinados momentos do dia, especialmente em cenários de elevado fator de capacidade na geração eólica e fotovoltaica no SIN, aliados a um consumo reduzido de energia elétrica, há a possibilidade de ocorrer sobrefrequências no sistema, devido ao excedente de geração. Esse problema implica na necessidade de restrição de geração para assegurar o equilíbrio entre a carga e a geração do sistema e de controlar a frequência em níveis aceitáveis e seguros. Essa situação persiste ao longo de todo o horizonte de análise do ONS e é acentuada sobremaneira aos finais de semana e feriados, durante períodos de elevada incidência de geração solar.

Neste contexto, os projetos classificados como viáveis neste documento estão cientes dos riscos sistêmicos (possibilidade de restrição de geração para assegurar o equilíbrio entre carga e a geração do SIN) e regionais (possibilidade de restrição de geração para controle dos limites de intercâmbio) supracitados e das condições associadas.

A seguir, são apresentados os resultados mais relevantes das análises técnicas realizadas por projeto, levando em consideração a “*ordem cronológica das*

solicitações de acesso recebidas pelo ONS que resultaram em pareceres de acesso emitidos sem viabilidade sistêmica, CUST celebrados com a conexão condicionada a obras de transmissão ou CUST celebrados com viabilidade parcial de injeção dos montantes de uso”, como determina o Art. 11, da REN nº 1.065/2023 [7p].

5.1.1.1 Projetos com viabilidade de escoamento com restrições

A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxo de potência para os projetos candidatos viáveis com restrições totais ou parciais de escoamento.

5.1.1.1.1 EOLs São Gabriel XII a XV na SE Irecê 230 kV – 162 MW

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga em condição normal de operação nos bancos de capacitores série (BCS) das LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas (05N2) e (05N5) e em situações de contingência de um destes circuitos;
- b) Sobrecarga em condição normal de operação nos BCS da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (05N1) e em situações de contingência da LT 500 kV Rio das Éguas – Arinos II (05N4) e LT 500 kV Rio das Éguas – Serra da Mesa 2 (05C1);
- c) Sobrecarga na LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa (04F5), quando da contingência da LT 500 kV Sol do Sertão – Bom Jesus da Lapa II (05C1) ou da LT 500 kV Sol do Sertão – Gentio do Ouro II (05L7).
- d) Sobrecarga em condição normal de operação na LT 500 kV Sol do Sertão – Bom Jesus da Lapa II, em caso de *by-pass* dos BCS das LTs 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas e Rio das Éguas – Luziânia;
- e) Colapso de tensão na região de influência da SE Irecê na contingência da LT 500 kV Buritirama – Barreiras II ou da LT 500 kV Sol do Sertão – Bom Jesus da Lapa II.

Tais situações podem ocorrer nos cenários de exportação das regiões Norte/Nordeste, com elevado fluxo nas linhas de transmissão que compõem a interligação Norte/Nordeste – Sudeste (FNESE), independentemente da conexão dessas usinas. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das EOLs São Gabriel XII a XV **ficará sujeito à necessidade de restrição parcial ou total de geração**, até a entrada em operação das obras estruturantes da região, descritas a seguir.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para os problemas citados é a implantação do conjunto de obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)], [7b)], [7c)], [7d)] e [7e)], já licitadas e atualmente previstas para entrar em operação até 2030 e a adoção do *by-pass* dos BCS das LTs 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas (05N2) e (05N5) e BCS da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (05N1), caso necessário.

b) Solução Conjuntural

Até que sejam implantadas todas as soluções estruturais acima citadas, haverá necessidade de implantação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) de corte de geração nas referidas centrais, de responsabilidade do agente, para evitar as sobrecargas em situações de contingência acima descritas.

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos Pré-Operacionais e/ou nos estudos de diretrizes para a operação elétrica de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as restrições supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

Conforme informado pelo acessante, os 27 aerogeradores, de fabricação Siemens Gamesa, modelo SG-170, de 6,2 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 3,0 Mvar. Isso permite que as EOLs São Gabriel XII a XV absorvam ou forneçam até 81,0 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus aerogeradores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo na conexão das usinas à Rede Básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores e os tapes dos transformadores da SE coletora das usinas, sem a necessidade da instalação de compensação reativa adicional.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando a EOL São Gabriel XII a XV, em conjunto com a EOL São Gabriel I a III, sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais eólicas, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 9,0 Mvar de potência reativa no barramento de 230 kV da SE Irecê.

O acessante informou que os aerogeradores da EOL São Gabriel XII a XV, com a EOL São Gabriel I a III, são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas eólicas utilizando a capacidade de absorção de

potência reativa das mesmas, visto que cada aerogerador tem a possibilidade de absorver, respectivamente, 3,0 Mvar e 2,565 Mvar, totalizando 150,255 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.1.2 UFVs Santa Luzia 10 a 14 na SE Santa Luzia II 500 kV – 250 MW

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no autotransformador (AT) remanescente 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência de um dos ATs dessa subestação;
- b) Esgotamento dos recursos para controle de tensão e/ou colapso de tensão na região de influência da SE Santa Luzia II na contingência da LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III ou da LT 500 kV Santa Luzia II – Milagres II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração na área Leste e Norte do Nordeste, independentemente da conexão dessas usinas. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Santa Luzia 10 a 14 **ficará sujeito à necessidade de restrição parcial ou total de geração**, até a entrada em operação das obras estruturantes da região, descritas a seguir.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado no item 5.1.1.1.2a) é a implantação do 3º (terceiro) autotransformador 500/230 kV – 450 MVA da SE João Pessoa II, já outorgado e previsto atualmente para dezembro/2026.

A solução estrutural para resolver o problema descrito no item 5.1.1.1.2b) é a implantação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II, indicada pela EPE em [7d)], pelo ONS no PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028, e incluída no POTEE 2024 – 1ª emissão, ainda não licitada.

- b) Solução Conjuntural

Até a entrada em operação das soluções estruturais acima citadas, haverá necessidade de implantação de um sistema especial de proteção (SEP) de corte de geração nas UFVs Santa Luzia 10 a 14, de responsabilidade do agente, para evitar os problemas nas contingências acima citadas.

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos Pré-

Operacionais e/ou nos estudos de diretrizes para a operação elétrica de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação da solução estrutural associada.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

As UFVs Santa Luzia 10 a 14 se conectarão de forma compartilhada entre si e com as UFVs Santa Luzia 1 a 4, 6, 8, 15 a 21, V, VII e IX. Essas centrais constituem o Complexo Fotovoltaico Santa Luzia, com potência instalada total de 1.050 MW no barramento de 500 kV da SE Santa Luzia II. Portanto, para fins de análise dos requisitos de fator de potência e de injeção de potência reativa, será considerado o complexo em sua totalidade.

Conforme informado pelo acessante, os 5.250 inversores de fabricação Huawei, modelo SUN2000-215KTLH0, de 0,2 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 0,08 Mvar cada. Isso permite que o Complexo Fotovoltaico Santa Luzia absorva ou forneça um total de até 420 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus inversores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão do complexo à Rede Básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa indutiva adicional por elementos passivos.

Quanto ao requisito de fator de potência 0,95 capacitivo, além de explorar toda a capacidade de geração de potência reativa dos inversores, é necessária a instalação de compensação reativa capacitiva adicional no montante de 60 Mvar/34,5 kV (6 x 10 Mvar/34,5 kV) em cada um dos barramentos de 34,5 kV da SE Rio Alto II. Ressalta-se que, até a implantação do equipamento de compensação de potência reativa supracitado, em caso de necessidade, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o processo de controle de tensão na operação em tempo real, inclusive com a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando o Complexo Fotovoltaico Santa Luzia sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão desse complexo, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 62,1 Mvar de potência reativa no barramento de 500 kV da SE Santa Luzia II.

Conforme informado pelo acessante, os inversores do complexo são capazes de compensar o efeito capacitivo das suas instalações de conexão utilizando a capacidade de absorção de potência reativa de tais equipamentos, visto que cada inversor tem a possibilidade de absorver 0,13 Mvar, totalizando 682,5 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo das instalações de conexão.

5.1.1.1.3 EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII na SE Santa Luzia II – 116 MW

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no autotransformador (AT) remanescente 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência de um dos ATs dessa subestação;
- b) Esgotamento dos recursos para controle de tensão e/ou colapso de tensão na região de influência da SE Santa Luzia II na contingência da LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III ou da LT 500 kV Santa Luzia II – Milagres II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração na área Leste e Norte do Nordeste, independentemente da conexão dessas usinas. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII **ficará sujeito à necessidade de restrição parcial ou total de geração**, até a entrada em operação das obras estruturantes da região, descritas a seguir.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado no item 5.1.1.1.3a) é a implantação do 3º (terceiro) autotransformador 500/230 kV – 450 MVA da SE João Pessoa II, já outorgado e previsto atualmente para dezembro/2026.

A solução estrutural para resolver o problema descrito no item 5.1.1.1.3b) é a implantação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II, indicada pela EPE em [7d)], pelo ONS no PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028, e incluída no POTEE 2024 – 1ª emissão, ainda não licitada.

- b) Solução Conjuntural

Até a entrada em operação da solução estrutural, haverá necessidade de implantação de um sistema especial de proteção (SEP) de corte de geração nas EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII, de responsabilidade do agente, para evitar os problemas nas contingências acima citadas.

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos Pré-Operacionais e/ou nos estudos de diretrizes para a operação elétrica de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação da solução estrutural associada.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

As EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII se conectarão de forma compartilhada entre si e com as EOLs Serra do Seridó II, III, IV, VI, VII e IX (Fase 1) e as EOLs Serra do Seridó XI, XII e XIV (Fase 2.1). Essas centrais constituem o Complexo Eólico Serra do Seridó, com potência instalada total de 479,8 MW no barramento de 500 kV da SE Santa Luzia II. Portanto, para fins de análise dos requisitos de fator de potência no ponto de conexão e de injeção de potência reativa, será considerado o complexo em sua totalidade.

Conforme informado pelo acessante, os 41 aerogeradores de fabricação GE, modelo Cypress 158, de 5,8 MW, das EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII e das EOLs Serra do Seridó XI, XII e XIV (Fase 2) e os 44 aerogeradores de fabricação GE, modelo Cypress 158, de 5,5 MW, das EOLs Serra do Seridó II, III, IV, VI, VII e IX (Fase 1, já em operação) podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver ou gerar 2,8 e 2,6 Mvar, respectivamente. Isso permite que os 85 aerogeradores do Complexo Serra do Seridó, absorvam ou forneçam até 229,2 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus aerogeradores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo na conexão das usinas à Rede Básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores e os tapetes dos transformadores da SE coletora das usinas, sem a necessidade da instalação de compensação reativa adicional.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando as EOLs do Complexo Eólico Serra do Seridó sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão desse complexo, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 34,0 Mvar de potência reativa no barramento de 500 kV da SE Santa Luzia II.

Conforme informado pelo acessante, os inversores do complexo são capazes de compensar o efeito capacitivo das suas instalações de conexão utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que os 41 aerogeradores de fabricação GE, modelo Cypress 158, de 5,8 MW, das EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII e das EOLs Serra do Seridó XI, XII e XIV (Fase 2) e os 44 aerogeradores de fabricação GE, modelo Cypress 158, de 5,5 MW, das EOLs Serra do Seridó II, III, IV, VI, VII e IX (Fase 1) tem a possibilidade de absorver 2,8 e 2,6 Mvar, respectivamente, totalizando 229,2 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.1.4 EOLs Santa Clara I, III a VIII na SE Tianguá II 230 kV – 216 MW (Ordem: 15ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga na LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), na contingência da LT 230 kV Piripiri – Teresina III (04L7).

Tal situação pode ocorrer nos cenários com elevada geração no Piauí e/ou Ceará, independentemente da conexão das EOLs Santa Clara I, III a VIII, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o citado problema.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado é a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1) e a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III, recomendadas pela EPE no estudo de planejamento [7g)], e já incluídas no POTEE 2023 (4ª Emissão).

- b) Solução Conjuntural

Até a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), que deverá ocorrer imediatamente antes do início da construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III, o ONS poderá, a seu critério, adotar medida operativa de desligamento da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), de modo a evitar sobrecarga nesta linha, conforme citado no estudo [7g)].

É importante ressaltar que em caso de impossibilidade de adoção da medida operativa citada, as EOLs Santa Clara I, III a VIII poderão ficar sujeitas à necessidade de restrição parcial ou total de geração em condição normal de operação e/ou implantação de um sistema especial de proteção – SEP de corte de geração nas referidas centrais, de responsabilidade do agente, para evitar o problema citado acima.

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção - SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos Pré-Operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

Conforme informado pelo acessante, os 48 aerogeradores, de fabricação VESTAS, modelo V150-4.5MW, de 4,5 MW, podem, cada um deles, operar na

potência ativa nominal, permitindo absorver 1,8 Mvar e gerar 2,6 Mvar. Isso permite que as Usinas Eólicas (EOLs) Santa Clara I, III a VIII absorvam 86,4 Mvar ou forneçam até 124,8 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus aerogeradores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão das usinas à rede básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus aerogeradores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa indutiva adicional.

Quanto ao requisito de fator de potência 0,95 capacitivo, além de explorar toda a capacidade de geração de potência reativa dos aerogeradores das usinas, é necessária a instalação de compensação reativa capacitiva adicional de 18,8 Mvar/34,5 kV na SE Santa Clara.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando a EOLs Santa Clara I, III a VIII sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 11,3 Mvar de potência reativa no barramento de 230 kV da SE Tianguá II.

O acessante informou que os aerogeradores das usinas são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que cada aerogerador tem a possibilidade de absorver 2,2 Mvar, totalizando 105,6 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.1.5 UFV Sobral I na SE Sobral III 230 kV – 90 MW (Ordem: 18ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ ***Principais problemas identificados na análise***

- a) Sobrecarga na LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), na contingência da LT 230 kV Piripiri – Teresina III (04L7).

Tal situação pode ocorrer nos cenários com elevada geração no Piauí e/ou Ceará, independentemente da conexão da UFV Sobral I, porém a entrada em operação dessa usina agrava o citado problema.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado é a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1) e a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III, recomendadas pela EPE no estudo de planejamento [7g)], e já incluídas no POTEE 2023 (4ª Emissão).

b) Solução Conjuntural

Até a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), que deverá ocorrer imediatamente antes do início da construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III, o ONS poderá, a seu critério, adotar medida operativa de desligamento da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), de modo a evitar sobrecarga nesta linha, conforme citado no estudo [7g)].

É importante ressaltar que em caso de impossibilidade de adoção da medida operativa citada, a UFV Sobral I poderá ficar sujeita à necessidade de restrição parcial ou total de geração em condição normal de operação e/ou implantação de um sistema especial de proteção – SEP de corte de geração na referida central, de responsabilidade do agente, para evitar o problema citado acima.

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção - SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos Pré-Operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

Conforme informado pelo acessante, os 29 inversores, de fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-30, de 3,1 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 2 Mvar. Isso permite que a Usina Fotovoltaica (UFV) Sobral I absorva ou forneça até 58 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus inversores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo na conexão da usina à rede básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa adicional.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando a UFV Sobral I sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessa central, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 1,3 Mvar de potência reativa no barramento de 230 kV da SE Sobral III.

O acessante informou que os inversores da usina são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão da usina utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que cada inversor tem a possibilidade de absorver 2,26 Mvar, totalizando 65,54 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.2 Projetos com viabilidade de escoamento condicionados a obras futuras

A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxo de potência para os projetos candidatos viáveis condicionados a obras futuras.

5.1.1.2.1 EOLs Ventos de São Rafael 01 a 10 na SE Santa Luzia II 500 kV – 621 MW (Ordem: 10ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no autotransformador (AT) remanescente 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência de um dos ATs dessa subestação;
- b) Esgotamento dos recursos para controle de tensão e/ou colapso de tensão na região de influência da SE Santa Luzia II na contingência da LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III ou da LT 500 kV Santa Luzia II – Milagres II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração na área Leste e Norte do Nordeste, independentemente da conexão dessas usinas, porém a entrada em operação das EOLs Ventos de São Rafael 01 a 10 **agrava** os citados problemas. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das EOLs Ventos de São Rafael 01 a 10 **não é viável**, até a entrada em operação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado é a implantação do 3º (terceiro) autotransformador 500/230 kV – 450 MVA da SE João Pessoa II, já outorgado e previsto atualmente para dezembro/2026.

A solução estrutural para resolver o problema citado no item 5.1.1.2.1b) é a implantação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II, indicada pela EPE em [7d)], pelo ONS no PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028, e incluída no POTEE 2024 – 1ª emissão. Sendo assim, a conexão das EOLs Ventos de São Rafael 1 a 10 é

viável condicionada à entrada em operação da LT 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II, ainda não licitada.

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

➤ ***Fator de potência na conexão no sistema de transmissão***

Conforme informado pelo acessante, os 138 aerogeradores, de fabricação Vestas, modelo Vestas V150, de 4,5 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver 1,83 Mvar e gerar 2,55 Mvar. Isso permite que a EOLs Ventos de São Rafael 1 a 10 absorva 252,54 Mvar ou forneça até 351,9 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus aerogeradores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo na conexão das usinas, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus aerogeradores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa adicional.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando as EOLs Ventos de São Rafael 1 a 10 sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais eólicas, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 204 Mvar de potência reativa no barramento de 500 kV da SE Santa Luzia II.

Conforme informado pelo acessante, os aerogeradores das usinas são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas eólicas utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que cada aerogerador tem a possibilidade de absorver 2,2 Mvar, totalizando 303,6 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.2.2 UFVs Jaguar 1 a 8 na SE Jaguaruana II 230 kV – 354,312 MW (Ordem: 12ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ ***Principais problemas identificados na análise***

- a) Sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Icó – Milagres;
- b) Sobrecarga nas LTs 230 kV Banabuiú – Aquiraz II – Fortaleza (04C6), (04C7) e (04C8) e na LT 230 kV Banabuiú – Russas II (04C1) na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba II (05C2) ou da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II;

- c) Sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Jaguaruana II em situações de contingências de um dos transformadores, podendo ocorrer superação do limite de curta duração no transformador remanescente;
- d) Esgotamento dos recursos para controle de tensão na Região Metropolitana de Fortaleza, na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba II (05C2) ou da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração na área Leste e Norte do Nordeste, independentemente da conexão dessas usinas, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o(s) citado(s) problema(s), na data pleiteada pelo agente, 2026. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Jaguar 1 a 8 **não é viável**, até a entrada em operação das obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)].

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver os problemas citados é a implantação do conjunto de obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)], já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030. Sendo assim, a conexão das UFVs Jaguar 1 a 8 é **viável condicionada** à entrada em operação das obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)].

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

Conforme informado pelo acessante, os 2016 inversores, de fabricação Huawei, modelo SUN2000-185KTL-H1, de 175 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 0,06 Mvar. Isso permite que as UFVs do Complexo fotovoltaico Jaguar absorvam ou forneçam até 120,96 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus inversores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão das usinas à rede básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa indutiva adicional.

Quanto ao requisito de fator de potência 0,95 capacitivo, além de explorar toda a capacidade de geração de potência reativa dos inversores das usinas, é necessária a instalação de compensação reativa capacitiva adicional de 59 Mvar/34,5 kV na SE Jaguar.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando a UFVs Complexo Fotovoltaico Jaguar sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 80 Mvar de potência reativa no barramento de 230 kV da SE Jaguaruana II.

O acessante informou que os inversores das usinas são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que cada inversor tem a possibilidade de absorver 0,11 Mvar, totalizando 221,76 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.1.2.3 UFVs Litoral Piauiense I a XXII na SE Parnaíba III 500 kV – 1100 MW (Ordem: 16ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Esgotamento dos recursos para controle de tensão na região polarizada pela SE Parnaíba III em situações de contingências simples da LT 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 ou C2, ou da LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II C1 ou da LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1.
- b) Sobrecarga na LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), na contingência da LT 230 kV Piripiri – Teresina III (04L7).

Tais situações podem ocorrer nos cenários com elevada geração no Piauí e/ou Ceará, independentemente da conexão das UFVs Litoral Piauiense I a XXII, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o(s) citado(s) problema(s) na data pleiteada pelo agente, 2027. Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Litoral Piauiense I a XXII **não é viável**, até a entrada em operação das obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)].

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema citado no item 5.1.1.2.3a) é a implantação do conjunto de obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)], já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030.

A solução estrutural para resolver o problema citado no item 5.1.1.2.3a) é a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1) e a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III, recomendadas pela EPE no estudo de planejamento [7g)], e já incluídas no POTEE 2023 (4ª Emissão). Ressalta-se que até a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), que deverá ocorrer imediatamente antes do início da construção da LT 230 kV Teresina – Teresina III, o ONS poderá, a seu critério, adotar medida operativa de desligamento da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1), de modo a evitar sobrecarga nesta linha, conforme citado no estudo [7g)].

Sendo assim, a conexão das UFVs Litoral Piauiense I a XXII é **viável condicionada** à entrada em operação das obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)].

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

➤ ***Fator de potência na conexão no sistema de transmissão***

Conforme informado pelo acessante, os 5544 inversores, de fabricação HUAWEI, modelo SUN2000-215KTL-H3, de 0,198 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 0,082 Mvar. Isso permite que as Usinas Fotovoltaicas (UFVs) Litoral Piauiense I a XXII absorvam ou forneçam até 454,608 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus inversores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão das usinas à rede básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa indutiva adicional.

Quanto ao requisito de fator de potência 0,95 capacitivo, além de explorar toda a capacidade de geração de potência reativa dos inversores das usinas, é necessária a instalação de compensação reativa capacitiva adicional de 34 Mvar/34,5 kV na SE Litoral Piauiense.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando a UFVs Litoral Piauiense I a XXII sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 69 Mvar de potência reativa no barramento de 500 kV da SE Parnaíba III.

O acessante informou que os inversores das usinas são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto

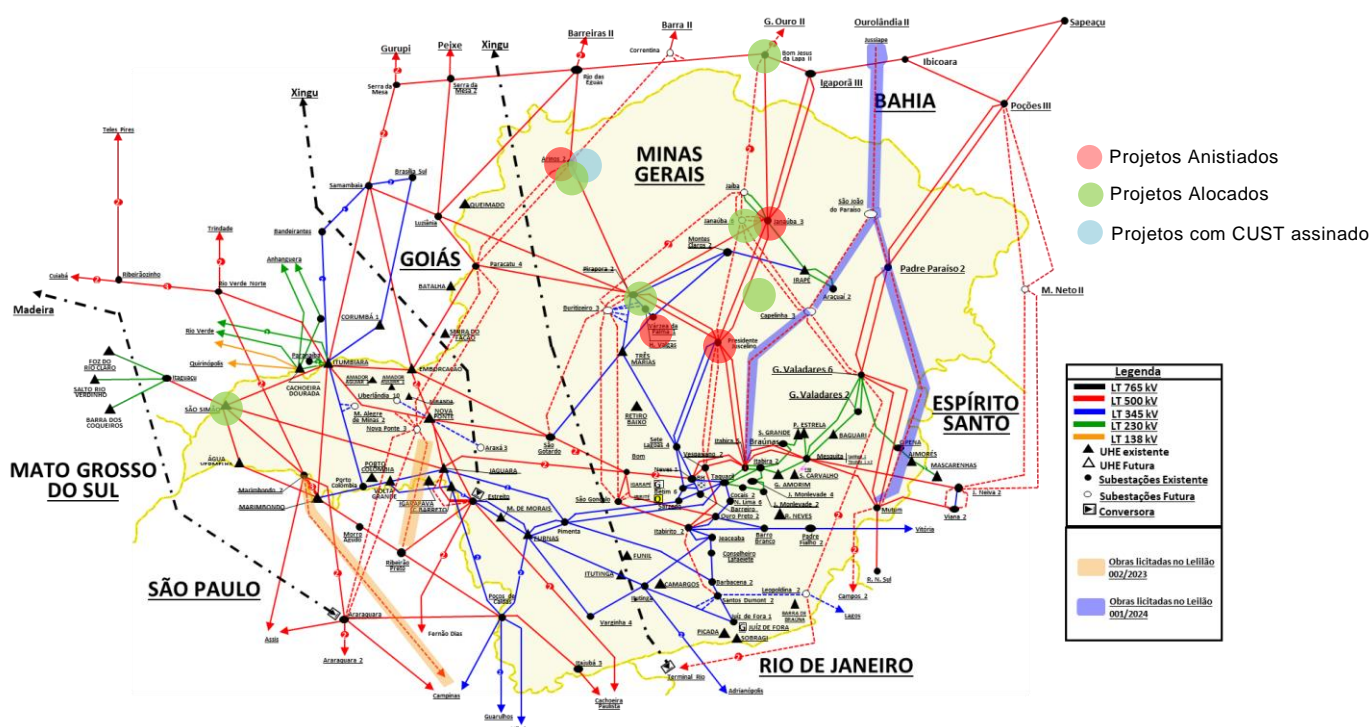
que cada inversor tem a possibilidade de absorver 0,13 Mvar, totalizando 720,72 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.2 Estado de Minas Gerais

O estado de Minas Gerais contou com um montante de projetos anistiados da ordem de 3,705 GW. Dos projetos contemplados na primeira chamada, apenas 0,505 GW realizaram a assinatura do CUST, restando, ainda um novo montante de margem alocável de cerca de 3,200 GW. Em contrapartida, um total de aproximadamente 3,515 GW de projetos que obtiveram parecer de acesso sem viabilidade sistêmica por problemas identificados na rede de Minas Gerais manifestaram interesse em concorrer à margem extraordinária. Esse montante é composto por cinco projetos localizados em Minas Gerais e um no sul da Bahia, conforme Tabela 4-2.

A Figura 5-2 mostra a localização dos projetos descontratados (destaque em vermelho), do projeto, já com CUST assinado, contemplado na primeira chamada (destaque em azul) e dos projetos que puderam ser alocados na margem extraordinária (destaque em verde), conforme premissas estabelecidas na seção 3.3. A elevada concentração tanto dos projetos anistiados quanto dos projetos candidatos em Minas Gerais/sul da Bahia foi determinante para a alocação da margem extraordinária na região. Este aspecto acarretou, naturalmente, em impactos elétricos semelhantes quanto ao escoamento dos novos projetos em relação aos projetos anteriores.

Figura 5-2: Mapa eletro geográfico do Estado de Minas Gerais e fronteiras com destaque para a localização dos projetos de geração anistiados, dos projetos alocados nesta segunda etapa da margem extraordinária e dos projetos contemplados na primeira etapa com CUST assinado.



➤ **Desempenho do Sistema de Transmissão: Aspectos comuns a todos os projetos**

O sistema previsto para a Rede Básica e DIT de Minas Gerais, região de interesse para dos projetos avaliados, já apresenta gargalos e restrições ao escoamento de geração fotovoltaica em condição normal de operação (N) e em situações de contingências simples (N-1), que agrava os problemas verificados, notadamente na condição de carga média que representa o período diurno e, portanto, de geração fotovoltaica elevada.

(a) Configuração 0: Sistema de transmissão até o inverno 2027

Neste item foram realizadas simulações com o sistema de transmissão anterior à entrada em operação das obras licitadas no primeiro Leilão de Transmissão de 2022.

Nesta configuração, foram observadas, em regime normal de operação, violações da capacidade nominal nos seguintes equipamentos:

- No único transformador 500/345 kV da SE Presidente Juscelino;
- LT 500 kV Estreito – Jaguará C1;

- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6 C1;
- LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1;
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves 1 C1;
- TR3 e TR4 500/345 kV da SE São Gotardo 2;
- LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto C1;
- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 C1;
- LT 500 kV Paracatu 4 – Emborcação C1.

Analogamente ao desempenho em regime normal de operação, até a entrada das obras mencionadas, são vislumbrados os seguintes problemas em situações de contingências simples (N-1):

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Itumbiara – Marimbondo, na contingência da LT 500 kV Itumbiara – São Simão;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas C1 ou C2, na contingência do circuito paralelo;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, no único TR 500/345 kV da SE Presidente Juscelino, na contingência da LT 500 kV Itabira 5 – Presidente Juscelino C1 ou C2 ou da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves 1 na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6 na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves 1, da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1 ou C2, da LT 500 kV Paracatu 4 – Emborcação C1 ou da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo, da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano ou da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, no transformador 500/345 kV remanescente da SE São Gotardo 2 na contingência de um dos dois transformadores dessa SE. Na contingência

da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias, foi observado sobrecarga inadmissível apenas no TR3 500/345 kV da SE São Gotardo 2;

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 ou de um dos transformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Lafaiete 1 – Jeceaba, na contingência da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto, na contingência da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1, na contingência da LT 500 kV Nova Ponte – Estreito ou da LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 230 kV Janaúba 3 – Jaíba C1 ou C2, na contingência do circuito paralelo;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Neves 1 – Betim 6, na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, nas transformações 500/345 kV da SE Jaguará, na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Nova Ponte – Estreito C1, na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Barbacena – Lafaiete, na contingência da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Paracatu 4 – Emborcação, na contingência da LT 500 kV Emborcação – Silvânia C1;

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Itumbiara – Marimbondo C1, na contingência da LT 500 kV Itumbiara – São Simão C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Nova Ponte C1, na contingência da LT 500 kV Nova Ponte – Estreito C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Barreiro – Taquari, na contingência da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril C1;
- Esgotamento da capacidade de emergência da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias, na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias C1;
- Esgotamento da capacidade de emergência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5 C2, na contingência do C1;
- Esgotamento da capacidade de emergência da LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas C1 ou C2, na contingência do circuito remanescente;
- Esgotamento da capacidade de emergência na LT 345 kV Três Marias – Sete Lagoas 4, na contingência da transformação 500 / 345 kV da SE Presidente Juscelino;
- Esgotamento da capacidade de emergência da LT 500 kV Emborcação - Nova Ponte C2, na contingência da LT 500 kV Emborcação - Nova Ponte C1;

A conexão de geração adicional dos projetos avaliados contribui para agravar alguns desses problemas, seja em condição normal de operação ou em situações de contingências simples, principalmente na carga média de dia útil, que corresponde a uma demanda elevada na Região Metropolitana de Belo Horizonte.

A solução estrutural para esses problemas foi licitada no Leilão de Transmissão 001/2022, em 30/06/2022, e estão consideradas nos casos a partir do verão 2027/2028, conforme já mencionado, com destaque para: LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2; a nova SE Buritizeiro 3 500/345 kV, LT 500 kV Buritizeiro 3 – Pirapora 2 C1 e C2, LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2 C1, LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C1 e obras de seccionamento em 345 kV.

(b) Configuração 1: Sistema de transmissão do verão 2027/2028 e inverno 2028

A presente configuração já considera a rede de transmissão incluindo todas as obras licitadas no Leilão de Transmissão 001/2022. Nestas condições alguns problemas persistem e outros são identificados.

Nestas condições, em regime normal de operação, são previstas violações da capacidade nominal nos seguintes equipamentos:

- Transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2;
- LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2;
- LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos, C1 e C2;
- LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2.

Ademais, diversas sobrecargas inadmissíveis, em situações de contingências simples, são identificadas conforme descrito a seguir:

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1, na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2, do único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2, de um dos transformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2 ou da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano. Além disso, foi observada sobrecarga marginal na contingência da LT 345 kV Pimenta – Taquaril ou da LT 345 kV Pimenta – Sarzedo;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas C1 ou C2, na contingência do circuito paralelo;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Estreito – Jaguará C1, na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto C1, na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na transformação 500/345 kV da SE São Gotardo 2, na contingência do transformador remanescente;

- Esgotamento da capacidade de emergência do único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, na contingência da LT 345 kV Lafaiete 1 – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete 1, da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C2 ou da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba;
- Esgotamento da capacidade de emergência do CS 500 kV Luziânia – Rio das Éguas, na contingência da LT 500 kV Arinos 2 – Pirapora 2 C1;
- Esgotamento da capacidade de emergência da LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum C1 ou C2, na contingência do circuito remanescente.

A conexão de geração adicional dos projetos avaliados contribui para agravar alguns desses problemas, seja em condição normal de operação ou em situações de contingências simples, principalmente na carga média de dia útil, que corresponde a uma demanda elevada na Região Metropolitana de Belo Horizonte.

(c) Configuração 2: Sistema de transmissão do verão 2028/2029

Conforme apresentado, a Configuração 2 representa a Configuração 1 com a adição dos lotes 3 e 4 do Leilão de Transmissão 001/2023, mais especificamente: a LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C2 e a LT 500 kV Janaúba 6 – Presidente Juscelino C1.

A entrada em operação dessas duas LTs não provoca alterações significativas no desempenho do sistema de transmissão da região, seja em condições normais de operação ou em situações de contingências simples. Dessa forma, todo o diagnóstico realizado para a Configuração 1 permanece válido para a Configuração 2.

(d) Configuração 3: Sistema de transmissão do ano de 2029

As avaliações realizadas para os cenários de inverno de 2029 e de verão de 2029/2030 incluem todos os empreendimentos de transmissão outorgados, além dos que ainda não foram outorgados, mas que constam nos Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE).

Os problemas identificados nessa configuração não possuem solução estrutural e, portanto, resultam em restrições de geração parcial ou total por tempo indeterminado. Desta forma, as violações identificadas nessa configuração, sejam em condições normais de operação ou em situações de contingências simples, são detalhadas e individualizadas por cada um dos projetos nos tópicos a seguir.

➤ **Considerações Finais: Aspectos comuns a todos os projetos**

Cabe destacar que estudos de planejamento da operação elétrica indicam possibilidade de problemas de esgotamento dos recursos para controle de tensão, com necessidade de restrições de escoamento de geração, independentemente da configuração avaliada. Desse modo, a inclusão de geração em determinadas subestações do estado de Minas Gerais, independentemente do tipo de fonte, poderá ocasionar restrição de geração parcial ou em sua totalidade, em condição normal de operação. Além disso, para evitar problemas de afundamento e/ou colapso de tensão em situações de contingência, poderá haver necessidade de implantação de SEP de corte de geração na região, de responsabilidade do agente, face às limitações atualmente identificadas no planejamento da operação.

Por último, é relevante salientar que, atualmente, em determinados momentos do dia, especialmente em cenários de elevado fator de capacidade na geração eólica e fotovoltaica no SIN, aliados a um consumo reduzido de energia elétrica, há a possibilidade de ocorrer sobrefrequências no sistema, devido ao excedente de geração. Esse problema implica na necessidade de restrição de geração para assegurar o equilíbrio entre a carga e a geração do sistema e de controlar a frequência em níveis aceitáveis e seguros. Essa situação persiste ao longo de todo o horizonte de análise do ONS e é acentuada sobremaneira aos finais de semana e feriados, durante períodos de elevada incidência de geração solar.

Neste contexto, os projetos classificados como viáveis neste documento estão cientes dos riscos sistêmicos (possibilidade de restrição de geração para assegurar o equilíbrio entre carga e a geração do SIN) e regionais (possibilidade de restrição de geração para controle de limites de equipamentos) supracitados e das condições associadas.

5.1.2.1 Projetos com viabilidade de escoamento com restrições

A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxo de potência para os projetos candidatos viáveis com restrições totais ou parciais de escoamento.

5.1.2.1.1 UFV São Miguel 1 a 5 na SE Pirapora 2 345 kV – 250 MW (Ordem: 3ª)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.
- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação das UFV São Miguel 1 a 5 e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado. Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) Solução Conjuntural

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

As UFV São Miguel 1 a 5 devem ter meios para propiciar o atendimento ao estabelecido na Figura 4 do item 5.2 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, quanto à injeção/absorção de potência reativa, bem como garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) em toda a faixa operativa das tensões, de acordo com a Figura 6 do item 5.2 do referido Submódulo.

Conforme informado no estudo enviado pelo acessante, os 75 inversores das UFV São Miguel 1 a 5, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-30, de 3,437 MVA de potência nominal, operando com 3,333 MW à 45,0°C e 1,100 pu de tensão terminal, são capazes de absorver ou fornecer até 118,20 Mvar de potência reativa. Nestas condições, é possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão do PAC, apenas explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação indutiva adicional.

Por outro lado, os recursos dessas UFV não são capazes de atender aos requisitos mínimos de fator de potência de 0,95 capacitivo e, portanto, o estudo apresentado propõe a instalação de compensação de potência reativa capacitiva, totalizando 105 Mvar, divididos em três bancos de capacitores manobráveis de 35 Mvar, nas barras de 34,5 kV da SE Coletora. Nessas condições, é possível estabelecer um

fator de potência de 0,95 capacitivo na conexão das UFV São Miguel 1 a 5, explorando a capacidade dos inversores de fornecer potência reativa, ajustando os tapetes dos transformadores elevadores 345/34,5 kV da SE Coletora e utilizando os três bancos de capacitores de 35 Mvar propostos.

É importante ressaltar que o estudo de fluxo de potência enviado pelo acessante para as UFV São Miguel 1 a 5 faz uma análise conjunta considerando a presença das UFV São Miguel 6 a 15. Entretanto, as UFV São Miguel 6 a 15 tiveram seu Parecer de Acesso expirado sem a assinatura do CUST, portanto, essas UFV não devem ser mais consideradas nos estudos. Desta forma, os bancos de capacitores indicados podem não ser a solução final para atendimento pleno ao requisito de fator de potência pelas UFV São Miguel 1 a 5.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando as UFV São Miguel 1 a 5 sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de anular a injeção de potência reativa da ordem de 2 Mvar no barramento de 345 kV da SE Pirapora 2, conforme resultados obtidos a partir dos dados enviados pelo acessante no SGAcesso, considerando a modelagem completa da rede de média tensão dessas UFV.

Para tanto, as informações técnicas apresentadas pelo acessante, mostram que os inversores dessas usinas, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-30, de 3,437 MVA de potência nominal, são suficientes para compensar o efeito capacitivo das redes de 34,5 kV e da linha de conexão em 345 kV, utilizando a sua capacidade de absorção de potência reativa.

5.1.2.1.2 UFV Álamo I a XV no Seccionamento da LT 500 kV Janaúba 3 – Presidente Juscelino C2 – 598,038 MW (Ordem: 4ª)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a

Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.
- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação das UFV Álamo I a XV e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à

observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

➤ ***Solução Estrutural / Conjuntural***

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado. Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) Solução Conjuntural

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ ***Fator de potência na conexão no sistema de transmissão***

A UFV Álamo I a XV deve ter meios para propiciar o atendimento ao estabelecido na Figura 4 do item 5.2 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede [4-c)], quanto à injeção/absorção de potência reativa, bem como garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) em toda a faixa operativa das tensões, de acordo com a Figura 6 do item 5.2 do referido Submódulo.

Conforme informado no estudo enviado pelo acessante, os 174 inversores da UFV Álamo I a XV, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-30, de 3,437 MVA de potência nominal, operando com 3,437 MW à 45,0°C e 1,000 pu de tensão terminal, não são capazes de atender aos requisitos mínimos de fator de potência indutivo e capacitivo.

Portanto, o estudo apresentado propõe a operação dos inversores das UFV Álamo I a XV a 1,100 pu de tensão terminal, possibilitando a absorção ou fornecimento de até 274,2 Mvar de potência reativa. O mesmo estudo recomenda a instalação de compensação de potência reativa capacitiva, totalizando 60 Mvar, divididos em quatro bancos de capacitores manobráveis de 15 Mvar, cada um, nas

barras de 34,5 kV da SE Coletora. Nessas condições, é possível estabelecer um fator de potência de 0,95, tanto indutivo quanto capacitivo, na conexão da UFV Álamo I a XV, no barramento de 500 kV da SE Seccionadora Álamo, explorando a capacidade dos inversores de absorver/fornecer potência reativa, ajustando os LTC disponíveis nos dois transformadores elevadores de 500/34,4/34,5 kV da SE Coletora e utilizando os quatro bancos de capacitores de 15 Mvar propostos.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando as UFV Álamo I a XV sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de anular a injeção de potência reativa da ordem de 30 Mvar no barramento de 500 kV da SE Seccionadora Álamo, conforme resultados obtidos a partir dos dados enviados pelo acessante no SGAcesso, considerando a modelagem completa da rede de média tensão das UFV Álamo I a XV.

Para tanto, as informações técnicas apresentadas pelo acessante, mostram que os inversores dessas usinas, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-30, de 3,781 MVA de potência nominal, são suficientes para compensar o efeito capacitivo das redes de 34,5 kV e da linha de conexão em 500 kV, utilizando a sua capacidade de absorção de potência reativa.

5.1.2.1.3 UFV Boca do Riacho 1 a 19 na SE Bom Jesus da Lapa II 500 kV – 888 MW (Ordem: 7ª)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.
- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação das UFV Boca do Riacho 1 a 19 e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado. Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) Solução Conjuntural

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

Conforme informado pelo acessante, os 444 inversores, de fabricação WEG, modelo SIW750, de 2 MW, podem, cada um deles, operar na potência ativa nominal, permitindo absorver e gerar 0,5819 Mvar. Isso permite que as UFV Boca do Riacho absorvam ou forneçam até 25,60 Mvar, apenas fazendo uso da capacidade dos seus inversores.

O estudo enviado pelo acessante e complementado pelo ONS, mostrou ser possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão das usinas à rede básica, explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação reativa indutiva adicional.

Quanto ao requisito de fator de potência 0,95 capacitivo, além de explorar toda a capacidade de geração de potência reativa dos inversores das usinas, é necessária a instalação de compensação reativa capacitiva adicional de 100 Mvar/34,5 kV na SE Boca do Riacho.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ ***Injeção de potência reativa no ponto de conexão***

Estando a UFV Boca do Riacho sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas centrais, com o objetivo de anular a injeção da ordem de 93 Mvar de potência reativa no barramento de 500 kV da SE Bom Jesus da Lapa II.

O acessante informou que os inversores das usinas são capazes de compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão das usinas utilizando a capacidade de absorção de potência reativa das mesmas, visto que cada inversor tem a possibilidade de absorver 1 Mvar, totalizando 444 Mvar, valor superior ao necessário para anular o efeito capacitivo dessas instalações de conexão.

5.1.2.1.4 UFV Barreiro I a XIII na SE Janaúba 6 500 kV – 540 MW (Ordem: 9ª)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ ***Principais problemas identificados na análise***

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV

da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.

- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação das UFV Barreiro I a XIII e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

Ressalta-se que o agente preterido pleiteou conexão para o horizonte de outubro de 2026 na futura SE 500 kV Janaúba 6. No entanto, esta SE foi licitada no Lote 3 do Leilão 001/2022 (dentre outros empreendimentos), com data contratual prevista para setembro de 2027. Logo, a entrada em operação da SE Janaúba 6 e demais obras associadas é imprescindível para a integração das UFV Barreiro I a XIII.

➤ ***Solução Estrutural / Conjuntural***

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado. Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do

critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) **Solução Conjuntural**

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

As UFV Barreiro I a XIII devem ter meios para propiciar o atendimento ao estabelecido na Figura 4 do item 5.2 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, quanto à injeção/absorção de potência reativa, bem como garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) em toda a faixa operativa das tensões, de acordo com a Figura 6 do item 5.2 do referido Submódulo.

Conforme informado no estudo enviado pelo acessante, os 180 inversores, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-20, de 3,300 MVA de potência nominal, operando com 3,0 MW à 45,0°C e 1,000 pu de tensão terminal, são capazes de absorver ou fornecer até 332,46 Mvar de potência reativa. Nestas condições, é possível atender o fator de potência 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo na conexão do PAC, no barramento de 500 kV da SE Janaúba 6, apenas explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, além do uso dos tapes do transformador da SE Barreiro, sem a necessidade da instalação de compensação indutiva adicional.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando as UFV Barreiro I a XIII sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de anular a injeção de potência reativa da ordem de 63 Mvar no barramento de 500 kV da

SE Janaúba 6, conforme resultados obtidos a partir dos dados enviados pelo acessante no SGAcesso, considerando a modelagem completa da rede de média tensão dessas UFV.

Para tanto, as informações técnicas apresentadas pelo acessante, mostram que os inversores dessas usinas, fabricação SUNGROW, modelo SG3125HV-20, são suficientes para compensar o efeito capacitivo da rede de 34,5 kV e da linha de conexão em 500 kV, utilizando a sua capacidade de absorção de potência reativa.

5.1.2.1.5 Complexo São Simão 2: UFV Barreiro XVIII a XXVIII na SE São Simão 500 kV – 486 MW (Ordem: 11ª)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ Principais problemas identificados na análise

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.
- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;

- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação do Complexo São Simão 2e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

➤ ***Solução Estrutural / Conjuntural***

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado. Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) Solução Conjuntural

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

O Complexo São Simão 2 deve ter meios para propiciar o atendimento ao estabelecido na Figura 4 do item 5.2 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede [4-c)], quanto à injeção/absorção de potência reativa, bem como garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) em toda a faixa operativa das tensões, de acordo com a Figura 6 do item 5.2 do referido Submódulo.

Conforme informado no estudo enviado pelo acessante, os 162 inversores do Complexo São Simão 2, fabricação SUNGROW, modelo SG3300UD, de 3,300 MVA de potência nominal, operando com 3,0 MW à 45,0°C e 1,000 pu de tensão terminal, são capazes de absorver ou fornecer até 222,70 Mvar de potência reativa. Nestas condições, é possível estabelecer fator de potência 0,95 indutivo na conexão do Complexo São Simão 2, no barramento de 500 kV da SE São Simão, apenas explorando a capacidade de absorção de potência reativa dos seus inversores, sem a necessidade da instalação de compensação indutiva adicional.

Por outro lado, para atingir o fator de potência de 0,95 capacitivo na conexão dessas UFV, além de explorar os ajustes de LTC disponíveis nos dois transformadores elevadores de 500/138 kV da subestação coletora e nos quatro transformadores elevadores de 138/34,5 kV do parque gerador, é necessário considerar a tensão terminal de 1,050 pu nos inversores do Complexo São Simão 2. De acordo com o mesmo estudo, nestas condições e operando com 3,0 MW a 45,0°C, os 162 inversores do Complexo São Simão 2 são capazes de absorver ou fornecer até 280,90 Mvar de potência reativa.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando o Complexo São Simão 2 sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de anular a injeção de potência reativa da ordem de 20 Mvar no barramento de 500 kV da SE São Simão, conforme resultados obtidos a partir dos dados enviados pelo acessante no SGAcesso, considerando a modelagem completa da rede de média tensão do Complexo São Simão 2.

Para tanto, as informações técnicas apresentadas pelo acessante, mostram que os inversores dessas usinas, fabricação SUNGROW, modelo SG3300UD, de 3,300 MVA de potência nominal, são suficientes para compensar o efeito capacitivo das redes de 138 e 34,5 kV e da linha de conexão em 500 kV, utilizando a sua capacidade de absorção de potência reativa.

5.1.2.2 Projetos com viabilidade de escoamento condicionados a obras futuras

A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxo de potência para os projetos candidatos viáveis condicionados a obras futuras. É importante ressaltar que, na região de influência de Minas Gerais, apenas um projeto teve parte do montante condicionado a obras, ou seja, o agente poderá contratar uma parte na data pretendida e outra parte condicionada à implantação de obras.

5.1.2.2.1 UFV Veredas 9 a 14 na SE Arinos 2 500 kV – 288 MW (Ordem: 14^a)

Além dos problemas comuns a todos os projetos já mencionados em condição normal de operação e em situações de contingências simples, também são vislumbrados problemas de carregamento em equipamentos nas análises realizadas com toda a rede de transmissão prevista, isto é, considerando a Configuração 3. Dessa forma, a seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxo de potência realizadas considerando a totalidade da rede de transmissão prevista.

➤ Principais problemas identificados na análise

- a) Sobrecarga no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito – Jeceaba C2;
- b) Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas, C1 e C2, em regime normal de operação e, acima da capacidade de emergência, na contingência do circuito paralelo;
- c) Sobrecarga na LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos em regime normal de operação;
- d) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência em algum dos dois TR 500/345 kV da SE Itabirito 2, do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, da LT 345 kV

Barro Branco – Ouro Preto 2 C1, da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 C1 ou da LT 345 kV Pimenta – Taquaril C1.

- e) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- f) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- g) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Jaguará – Luis Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Estreito – Jaguará, C1 ou C2, da LT 345 kV Luis Carlos Barreto – Volta Grande ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta;
- h) Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2.

Tais problemas relatados são agravados ou causados com a entrada em operação das UFV Veredas 9 a 14 e, portanto, poderão ficar sujeitas a **restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples por tempo indeterminado**, visto que as sobrecargas não dispõem de solução estrutural. É importante destacar que eventuais soluções estruturais para os problemas supracitados só serão recomendadas se demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

Ressalta-se que o montante de cerca de 254 MW de geração anistiada no estado de Minas Gerais estava condicionado à entrada em operação das obras licitadas nos lotes 1 e 2 do Leilão de Transmissão 001/2022, com data contratual prevista para setembro de 2027. Neste sentido, de forma a preservar as condições de acesso pré e pós anistia, **faz-se necessário condicionar 104 dos 288 MW das UFV Vereda 9 a 14 à entrada das obras licitadas nos lotes 1 e 2 do Leilão de Transmissão 001/2022**. Em outras palavras, o preterido agente poderá contratar 184 MW para o horizonte de novembro de 2026 nas condições de acesso do presente documento e 104 MW de MUST condicionados à implantação das obras licitadas nos lotes 1 e 2 do Leilão de Transmissão 001/2022.

➤ ***Solução Estrutural / Conjuntural***

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE não solucionam os problemas descritos acima. Dessa forma, tais problemas podem continuar a restringir a geração do agente por tempo indeterminado.

Possíveis soluções estruturais destinadas à mitigação desses problemas apenas serão recomendadas se fizerem sentido em uma análise ampla, não se limitando apenas ao contexto do escoamento de geração, mas também considerando questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema.

b) Solução Conjuntural

As medidas operativas para restrição de geração, incluindo a necessidade de um sistema especial de proteção – SEP para corte automático de geração, a serem implantadas sob responsabilidade do agente gerador, serão definidas e detalhadas no âmbito dos estudos pré-operacionais e de curto prazo a serem elaborados pelo ONS e permanecerão ativas até a entrada em operação das soluções estruturais que resolvam as sobrecargas supracitadas.

➤ **Fator de potência na conexão no sistema de transmissão**

A UFV Veredas 9 a 14 deve ter meios para propiciar o atendimento ao estabelecido na Figura 4 do item 5.2 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede [4-c)], quanto à injeção/absorção de potência reativa, bem como garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência (0,95 indutivo a 0,95 capacitivo) em toda a faixa operativa das tensões, de acordo com a Figura 6 do item 5.2 do referido Submódulo.

Conforme informado no estudo enviado pelo acessante, os 288 inversores da UFV Veredas 9 a 14, fabricação SUNGROW, modelo SG1100UD, de 1,00 MVA de potência nominal, operando à 40°C e 1,000 pu de tensão terminal, não são capazes de atender aos requisitos mínimos de fator de potência indutivo e capacitivo.

Portanto, o estudo apresentado propõe a operação dos inversores da UFV Veredas 9 a 14 a 1,0 pu de tensão terminal, possibilitando a absorção ou fornecimento de até 132 Mvar de potência reativa. Nessas condições, é possível estabelecer um fator de potência de 0,95, tanto indutivo quanto capacitivo, na conexão da UFV Veredas 9 a 14, no barramento de 500 kV da SE Seccionadora Veredas 2, explorando a capacidade dos inversores de absorver/fornecer potência reativa e ajustando os LTC disponíveis nos dois transformadores elevadores de 500/34,4/34,5 kV da SE Coletora.

Ressalta-se que, em situações de necessidade, caso o parque gerador não atenda aos requisitos, serão tomadas as medidas operativas necessárias para o controle de tensão na operação em tempo real, incluindo a possibilidade de restrição parcial ou total do complexo de geração.

Por fim, vale ressaltar que estes resultados são preliminares e não substituem a necessidade de todas as análises previstas na etapa de Estudos Pré-Operacionais.

➤ **Injeção de potência reativa no ponto de conexão**

Estando as UFV Veredas 9 a 14 sem geração de potência ativa, o agente gerador deverá propiciar meios suficientes para compensar o efeito capacitivo das instalações de conexão dessas usinas fotovoltaicas, com o objetivo de anular a injeção de potência reativa da ordem de 42 Mvar no barramento de 500 kV da SE Coletora Veredas 2, conforme resultados obtidos a partir dos dados enviados pelo acessante no SGAcesso, considerando a modelagem completa da rede de média tensão das UFV Veredas 9 a 14.

Para tanto, as informações técnicas apresentadas pelo acessante, mostram que os inversores dessas usinas, fabricação SUNGROW, modelo SG1100UD, de 1,00 MVA de potência nominal, são suficientes para compensar o efeito capacitivo das redes de 34,5 kV e da linha de conexão em 500 kV, utilizando a sua capacidade de absorção de potência reativa.

5.1.3 Aspectos comuns às análises de todas as usinas relacionados aos itens de Fluxo de Potência

Adicionalmente às avaliações comuns e específicas apresentadas nos itens anteriores no que diz respeito aos problemas de fluxo de potência, ao fator de potência na conexão no sistema de transmissão e à injeção de potência reativa no ponto de conexão, são mostrados a seguir os resultados das avaliações gerais dos itens relativos à rejeição das usinas e à estabilidade de tensão que se aplicam a todas as usinas aptas à contratação no mecanismo extraordinário de margem.

5.1.3.1 Rejeição das usinas

A abertura intempestiva das LT de uso exclusivo que interligam as usinas ao seu barramento de conexão com a Rede Básica, o que equivale a rejeição total das respectivas gerações das usinas, não provocam variações de tensão significativas no sistema de transmissão da Rede Básica e DIT da região.

No entanto, para evitar sobretensões na Rede Básica, medidas operativas e restrições poderão ser necessárias para o controle de tensão prévio à ocorrência da rejeição: faixa operativa de tensão; requisito de fator de potência na conexão; modo de controle dos inversores; especificação de posição de tapes de transformadores; entre outras soluções, a serem avaliadas com maiores detalhes no âmbito dos Estudos Pré-operacionais.

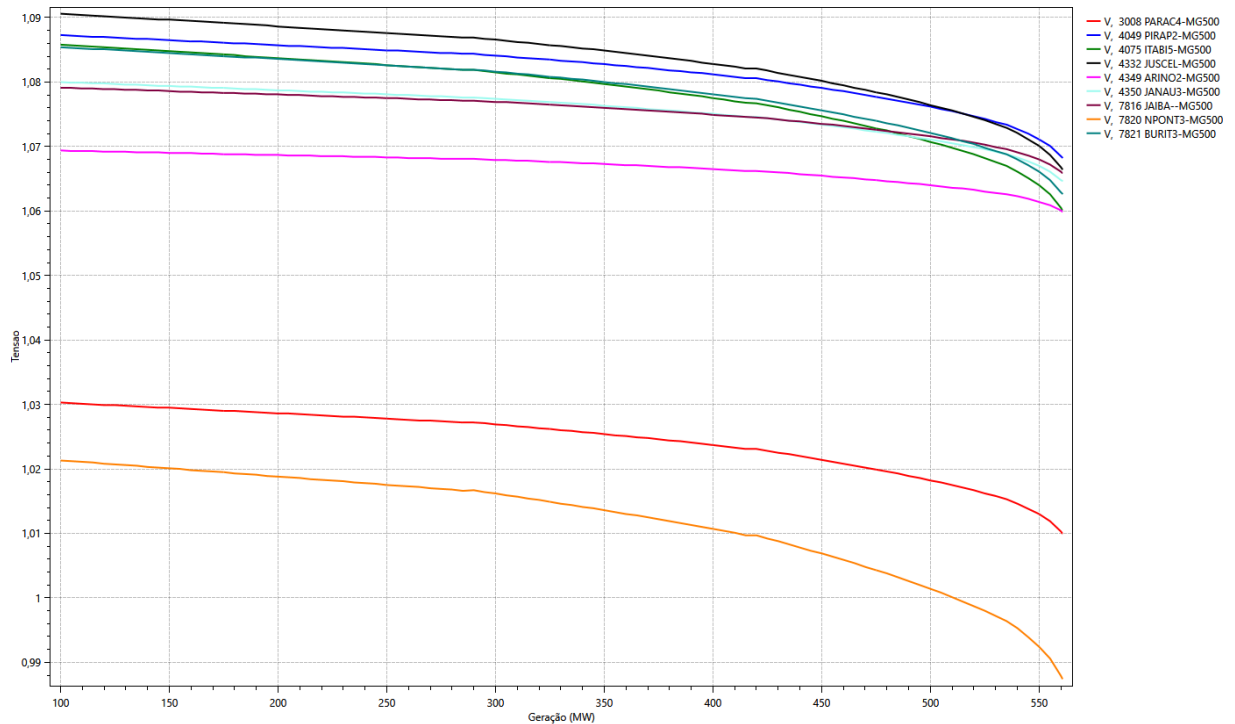
5.1.3.2 Estabilidade de tensão

No caso dos projetos da região Nordeste, considerando despacho pleno das usinas, com o sistema íntegro e fator de potência unitário em suas máquinas, o

limite de estabilidade de tensão não é ultrapassado, configurando-se, portanto, um ponto seguro de operação. Cabe destacar, no entanto, que atualmente, em determinados cenários energéticos, já ocorrem restrições de escoamento de geração na região Nordeste em função da possibilidade de problemas de esgotamento dos recursos para controle de tensão nessa região. Outrossim, estudos de curto prazo, ora em andamento no ONS, indicam possibilidade de problemas de esgotamento dos recursos para controle de tensão, com necessidade de restrições de escoamento de geração. Desse modo, a inclusão de geração na região Nordeste, independentemente do tipo de fonte, poderá ocasionar restrição de geração parcial ou em sua totalidade, em condição normal de operação. Além disso, para evitar problemas de afundamento e/ou colapso de tensão em situações de contingência, poderá haver necessidade de implantação de SEP de corte de geração na região, de responsabilidade do agente, face às limitações atualmente identificadas no planejamento da operação.

No caso das usinas de Minas Gerais, para os casos referentes à Configuração 0, sem as novas obras de transmissão recomendadas em [7e)], observa-se o esgotamento dos recursos de controle de tensão na SE Presidente Juscelino, em condição normal de operação. Além disso, com a evolução da rede de transmissão incluindo todas as configurações estudadas, que contemplam todas as obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)] e [7e)] (Configuração 3), as análises realizadas demonstraram que ainda são vislumbrados problemas de tensão mesmo após a entrada de todo o conjunto de obras previsto pelo planejamento, conforme pode ser observado na Figura 5-3.

Figura 5-3: Curva PxV – Acréscimo de geração na SE Paracatu 4 500 kV, para o cenário Nordeste exportador, condição de carga média, com elevada FNESE e despacho das UFV da região em 82% – Configuração 3.



Dessa forma, mesmo após a entrada em operação das obras licitadas no Leilão de Transmissão 001/2022, 001/2023 e 001/2024, as UFV em questão, também devido a problemas de tensão, poderão ficar sujeitas a restrição de geração parcial ou total, em condição normal de operação e em situações de contingências simples. Além disso, as UFV poderão possuir a necessidade de implantação de SEP de corte de geração, de responsabilidade do agente, face às limitações identificadas no planejamento da operação elétrica.

5.2 Resultado das análises de Fluxo de Potência (Projetos sem Viabilidade de Escoamento)

5.2.1 Projetos candidatos não viáveis em função de problemas de escoamento

A seguir são detalhadas as avaliações obtidas a partir das análises específicas de fluxos de potência para os projetos candidatos sem viabilidade de escoamento.

5.2.1.1 Região Nordeste

5.2.1.1.1 UFVs Areias I a III na SE Currais Novos II 230 kV – 129 MW (Ordem: 1ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

a) Sobrecarga em condição normal de operação nas LT 230 kV Paraíso – Campina Grande II (04V1) e (04V2) e em situações de contingência de um destes circuitos.

b) Sobrecarga nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 em situações de contingência de uma das LTs 500 kV Campina Grande II – Ceará Mirim II C1 e C2 e Açú III – Milagres II.

c) Sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L8) e na LT 230 kV Açú III – Simplicite na contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L7).

As situações descritas nos itens 5.2.1.1.1a) e b) e o problema na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L8) na contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L7) podem ocorrer em cenários de elevada geração eólica e fotovoltaica no estado do Rio Grande do Norte, independentemente da conexão dessas usinas, porém a sua entrada em operação agrava os citados problemas. Além disso, a presença das UFVs Areias I a III, poderá provocar o problema verificado na LT 230 kV Açú III – Simplicite em situação de contingência. Sendo assim, levando-se em consideração: (i) o agravamento dos problemas citados considerando a presença das usinas; e (ii) que não existem obras futuras para mitigar os problemas identificados, não sendo possível condicionar as referidas usinas a nenhuma obra, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Areias I a III **não é viável**.

É importante destacar que, considerando as condições de escoamento do sistema de transmissão no ponto de conexão pleiteado pelo agente para as referidas usinas e as obras estruturantes indicadas nos estudos de planejamento da EPE, não existe viabilidade técnica para escoamento. Além disso, não haverá alteração

dessa condição mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes que obtiveram empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa de margem extraordinária, tornando inviável a disponibilização de margem neste ponto de conexão por tempo INDETERMINADO.

Eventuais soluções estruturais de planejamento da transmissão, que demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema, não resultarão em revisões das condições apresentadas nesta alocação de margem extraordinária, sendo necessária nova solicitação de Parecer de Acesso pelos ritos ordinários.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

As obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)] não solucionam os problemas descritos nos itens 5.2.1.1.1a) e b).

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

5.2.1.1.2 UFVs Curralinho I e II, Malhada I e III com 179,82 MW na SE Açú III 230 kV (Ordem: 2ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga no autotransformador (AT) remanescente 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência de um dos ATs dessa subestação.
- b) Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro.
- c) Sobrecarga em condição normal de operação nas LT 230 kV Paraíso – Campina Grande II (04V1) e (04V2) e em situações de contingência de um destes circuitos.
- d) Sobrecarga nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 em situações de contingência de uma das LTs 500 kV Campina Grande II – Ceará Mirim II C1 e C2 e Açú III – Milagres II.
- e) Sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L8) na contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L7).

- f) Colapso de tensão na região de influência da SE Açú III 500 kV na contingência de uma das LTs 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba ou Açú III – Milagres II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração eólica e fotovoltaica no estado do Rio Grande do Norte e no eixo em 230 kV entre as SEs Mossoró II e Banabuiú, independentemente da conexão das referidas usinas, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o(s) citado(s) problema(s).

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver os problemas citados nos itens 5.2.1.1.2 a) e b) é a implantação do 3º (terceiro) autotransformador 500/230 kV – 450 MVA da SE João Pessoa II, já outorgado e previsto atualmente para dezembro/2026.

No entanto, as obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)] não solucionam os problemas descritos nos itens 5.2.1.1.2c), d), e) e f). Sendo assim, levando-se em consideração: (i) o agravamento dos problemas citados considerando a presença das usinas; e (ii) que não existem obras futuras para mitigar os problemas identificados, não sendo possível condicionar as referidas usinas a nenhuma obra, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Currálinho I e II, Malhada I e III **não é viável**.

É importante destacar que, considerando as condições de escoamento do sistema de transmissão no ponto de conexão pleiteado pelo agente para as referidas usinas e as obras estruturantes indicadas nos estudos de planejamento da EPE, não existe viabilidade técnica para escoamento. Além disso, não haverá alteração dessa condição mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes que obtiveram empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa de margem extraordinária, tornando inviável a disponibilização de margem neste ponto de conexão por tempo INDETERMINADO.

Eventuais soluções estruturais de planejamento da transmissão, que demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema, não resultarão em revisões das condições apresentadas nesta alocação de margem extraordinária, sendo necessária nova solicitação de Parecer de Acesso pelos ritos ordinários.

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

5.2.1.1.3 EOLs Viçosa V a VII com 252 MW na SE SE Ibiapina II 230 kV (Ordem: 5ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1) e em situação de contingência da LT 230 kV Piripiri – Teresina III (04L7);
- b) Sobrecarga no autotransformador remanescente, na contingência de um dos ATs 500/230 kV da SE Tianguá II;
- c) Sobrecarga no circuito remanescente, na contingência da LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II (04Z1) ou (04Z2).

Tais situações podem ocorrer nos cenários com elevada geração no Piauí e/ou Ceará, e o problema descrito no item 5.2.1.1.3c) ocorre independentemente da conexão das EOLs Viçosa V a VII, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o citado problema, além de provocar os problemas descritos nos itens 5.2.1.1.3c) e 5.2.1.1.3c). Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das EOLs Viçosa V a VII **não é viável**.

É importante destacar que, considerando as condições de escoamento do sistema de transmissão no ponto de conexão pleiteado pelo agente para as referidas usinas e as obras estruturantes indicadas nos estudos de planejamento da EPE, não existe viabilidade técnica para escoamento. Além disso, não haverá alteração dessa condição mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes que obtiveram empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa de margem extraordinária, tornando inviável a disponibilização de margem neste ponto de conexão por tempo INDETERMINADO.

Eventuais soluções estruturais de planejamento da transmissão, que demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema, não resultarão em revisões das condições apresentadas nesta alocação de margem extraordinária, sendo necessária nova solicitação de Parecer de Acesso pelos ritos ordinários.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

- a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver o problema descrito no item 5.2.1.1.3c) é a desativação da LT 230 kV Piripiri – Teresina (04S1) e a implantação da LT 230 kV Teresina – Teresina III, recomendadas pela EPE no estudo de planejamento [7g)], e já incluídas no POTEE 2023 (4ª Emissão). Este estudo recomendou também o

3º AT 500/230 kV da SE Tianguá II como solução estrutural para resolver o problema descrito no item 5.2.1.1.3c), ainda não incluído no POTEE.

Cumprido destacar que as obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)], [7d)] e [7g)] não solucionam o problema descrito no item 5.2.1.1.3c).

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

5.2.1.1.4 UFVs Serra do Mel XI, XII, XIV, XV e XVII com 288,708 MW na SE Açú III 500 kV (Ordem: 6ª)

A Voltalia Energia do Brasil manifestou interesse em participar da segunda etapa de avaliação de alocação de margem extraordinária, entretanto, por meio da Carta Voltalia nº REG-097-24 de 14.06.2024, comunicou a desistência de participação das UFVs Serra do Mel XI, XII, XIV, XV, XVII e XVIII (Protocolo: SPA-0300/2022).

5.2.1.1.5 EOLs Vila Alagoas I, V e VI com 88,2 MW na SE Açú III 500 kV (Ordem: 8ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ Principais problemas identificados na análise

- a) Sobrecarga no autotransformador (AT) remanescente 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência de um dos ATs dessa subestação.
- b) Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE João Pessoa II, na contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro.
- c) Sobrecarga em condição normal de operação nas LT 230 kV Paraíso – Campina Grande II (04V1) e (04V2) e em situações de contingência de um destes circuitos.
- d) Sobrecarga nas LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 em situações de contingência de uma das LTs 500 kV Campina Grande II – Ceará Mirim II C1 e C2 e Açú III – Milagres II.
- e) Sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L8) na contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso (04L7).
- f) Colapso de tensão na região de influência da SE Açú III 500 kV na contingência de uma das LTs 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba ou Açú III – Milagres II.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração eólica e fotovoltaica no estado do Rio Grande do Norte e no eixo em 230 kV entre as SEs Mossoró II e

Banabuiú, independentemente da conexão das referidas usinas, porém a entrada em operação dessas usinas agrava o(s) citado(s) problema(s).

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver os problemas citados nos itens 5.2.1.1.5a) e b) é a implantação do 3º (terceiro) autotransformador 500/230 kV – 450 MVA da SE João Pessoa II, já outorgado e previsto atualmente para dezembro/2026.

No entanto, as obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)] não solucionam os problemas descritos nos itens 5.2.1.1.5c), d), e) e f). Sendo assim, levando-se em consideração: (i) o agravamento dos problemas citados considerando a presença das usinas; e (ii) que não existem obras futuras para mitigar os problemas identificados, não sendo possível condicionar as referidas usinas a nenhuma obra, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das EOLs Vila Alagoas I, V e VI **não é viável.**

É importante destacar que, considerando as condições de escoamento do sistema de transmissão no ponto de conexão pleiteado pelo agente para as referidas usinas e as obras estruturantes indicadas nos estudos de planejamento da EPE, não existe viabilidade técnica para escoamento. Além disso, não haverá alteração dessa condição mesmo em casos de não celebração dos contratos de uso pelos agentes que obtiveram empreendimentos viabilizados nesta segunda etapa de margem extraordinária, tornando inviável a disponibilização de margem neste ponto de conexão por tempo INDETERMINADO.

Eventuais soluções estruturais de planejamento da transmissão, que demonstrarem coerência em uma análise abrangente, levando em consideração também aspectos como questões relacionadas ao atendimento à carga, à observância do critério de Mínimo Custo Global (MCG) e ao aprimoramento da segurança do sistema, não resultarão em revisões das condições apresentadas nesta alocação de margem extraordinária, sendo necessária nova solicitação de Parecer de Acesso pelos ritos ordinários.

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

5.2.1.1.6 UFVs Serra Dantas 01 a 09 – 410 MW na SE Jaguaruana II 230 kV (Ordem: 17ª)

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises de fluxos de potências realizadas.

➤ **Principais problemas identificados na análise**

- a) Sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Icó – Milagres.
- b) Sobrecarga nas LTs 230 kV Banabuiú – Aquiraz II – Fortaleza (04C6), (04C7) e (04C8) e na LT 230 kV Banabuiú – Russas II (04C1) na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba II (05C2) ou da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.
- c) Sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Jaguaruana II em situações de contingências de um dos transformadores, podendo ocorrer superação do limite de curta duração no transformador remanescente.
- d) Esgotamento dos recursos para controle de tensão na Região Metropolitana de Fortaleza, na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba II (05C2) ou da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II.
- e) Sobrecarga na LT 230 kV Russas II – Morada Nova II (C1), na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba II (05C2), mesmo considerando a implantação do conjunto de obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)], [7b)], [7c)], [7d)], já outorgadas.

Tais situações podem ocorrer em cenários de elevada geração eólica e fotovoltaica no estado do Rio Grande do Norte e Ceará, e os problemas citados nos itens 5.2.1.1.6a) a d) ocorrem independentemente da conexão dessas usinas, porém a sua entrada em operação agrava os citados problemas, além de provocar o problema descrito no item 5.2.1.1.6e). Sendo assim, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica, o escoamento das UFVs Serra Dantas 01 a 09 **não é viável**.

➤ **Solução Estrutural / Conjuntural**

a) Solução Estrutural

A solução estrutural para resolver os problemas citados nos itens 5.2.1.1.6a) a d) é a implantação do conjunto de obras recomendadas pela EPE nos estudos de planejamento [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)], já outorgadas e previstas para entrar em operação até 2030.

No entanto, as obras estruturantes recomendadas nos estudos de planejamento da EPE [7a)], [7b)], [7c)] e [7d)] não solucionam o problema descrito no item 5.2.1.1.6e).

b) Solução Conjuntural

Nada a registrar.

5.2.1.2 Estado de Minas Gerais

Nada a registrar.

5.2.2 Projetos candidatos não viáveis por exceder o montante total de geração do mecanismo de anistia por região de influência

No item 3 da presente Nota Técnica foram definidos os critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária, no contexto definido pela ANEEL mediante a publicação da REN 1.065/2023 [7p)]. A alocação da margem extraordinária foi realizada respeitando-se o montante total de geração aprovado no mecanismo de anistia por região de influência. Sendo assim, alguns projetos candidatos apresentados na Tabela 4-2, não tiveram as suas viabilidades de escoamento avaliadas em função de se exceder o montante total anistiado.

5.2.2.1 Região Nordeste

Nada a registrar.

5.2.2.2 Estado de Minas Gerais

Considerando as premissas citadas no item 3, bem como a relação de projetos candidatos, com seus respectivos montantes de potência instalada e pontos de conexão, foi possível alocar 3,330 GW dos 3,707 GW anistiados, já considerando o projeto contemplado na primeira chamada que celebrou CUST e o projeto presente no sul da Bahia com influência direta nos problemas vislumbrados no estado de Minas Gerais. Dessa forma, o único projeto não contemplado foi o Complexo São Simão 3 (UFV Barreiro XIX e XXX, UFV Lavarinto 1, 2, 3, 5, 6 e 9, UFV São Geraldo 1 a 3) na SE São Simão 500 kV, com potência instalada total de 465 MW.

5.3 Resultado dos estudos complementares

Neste item são apresentados os resultados dos estudos de curto-circuito, dos estudos de estabilidade eletromecânica e da avaliação dos modelos matemáticos para os estudos de estabilidade eletromecânica das usinas viabilizadas. Adicionalmente, são apresentadas diretrizes para os estudos de qualidade da energia elétrica e reforçado os requisitos técnicos mínimos de proteção e controle que os projetos viabilizados deverão atender.

5.3.1 Resultado das análises de curto-circuito

As análises foram realizadas, utilizando-se a base de curto-circuito do ONS referente ao Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024, Ciclo 2025-2029. Também foram considerados os dados informados pelos acessantes, nos estudos que foram encaminhados ao ONS para a elaboração dos Pareceres de Acesso.

O acesso das usinas analisadas, na maioria das situações, de forma individual ou em conjunto, não provoca superação da capacidade nominal de interrupção simétrica dos disjuntores das subestações do sistema de transmissão na área de influência do presente acesso ou variação significativa, acima de 10%, no nível de curto-circuito das SE do SIN, por conta exclusiva dessa conexão.

5.3.2 Resultado das análises de estabilidade eletromecânica

No estudo de estabilidade eletromecânica realizado pelos acessantes, e complementado pelo ONS, foi avaliado o desempenho dinâmico do sistema interligado, mediante a simulação de defeitos na rede de transmissão. As análises foram realizadas para o patamar de carga máxima diurna, na configuração de rede referente ao Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024, Ciclo 2025-2029.

De maneira geral, na maior parte das avaliações, verificou-se desempenho dinâmico satisfatório do sistema em questão. As simulações mostraram que, após a eliminação do defeito, as oscilações de tensão apresentaram amplitude e amortecimento dentro dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Ressalta-se que, em alguns projetos, observou-se esgotamento dos recursos para controle de tensão e/ou colapso de tensão na região, em face da não recuperação das tensões nas subestações locais. Contudo, nos casos em que esses problemas se mostraram iguais ou inferiores aos do caso base do acesso considerando toda a geração das usinas anistiadas, o projeto candidato foi considerado viável, conforme critérios, premissas e procedimentos para alocação da margem extraordinária definidos no item 3 da presente Nota Técnica. Nesses casos, todas as limitações identificadas nas análises serão detalhadas no respectivo parecer de acesso.

5.3.3 Avaliação dos modelos dinâmicos

5.3.3.1 Desempenho do modelo dinâmico frente aos requisitos do Procedimentos de Rede

Conforme o Submódulo 7.1 (Procedimental) dos Procedimentos de Rede, os agentes acessantes devem encaminhar ao ONS os modelos dos equipamentos, das máquinas e de seus controles no formato dos programas computacionais utilizados pelo ONS.

Dentre esses, inclui-se o modelo para estudo de transitórios eletromecânicos, no formato do programa Anatem, encaminhado na presente fase de acesso, e que deverá ser novamente enviado para o início dos estudos pré-operacionais, contemplando a parametrização inicial de controle prevista para a fase de integração da usina, bem como o refinamento dos controladores modelados, se necessário. Na etapa do pré-operacional, deverá ser enviado um relatório de validação atestando que o modelo reproduz com fidelidade o desempenho real dos equipamentos a serem integrados. A validação deve seguir as diretrizes definidas pelo ONS e poderá ser realizada comparando-se o desempenho desse modelo contra um modelo trifásico de referência mais completo disponibilizado pelo fabricante (modelo de inversor e modelo de controle centralizado de parque – PPC). O modelo trifásico de referência deve estar previamente validado contra resultados de campo. Esse modelo de referência deve ser encaminhado ao ONS com o seu respectivo relatório de validação.

Por fim, após a etapa de comissionamento do empreendimento, o modelo de transitórios eletromecânicos e o modelo trifásico de referência supracitados deverão ser novamente encaminhados. Estes modelos devem conter a última parametrização dos equipamentos configurada em campo para a usina em questão. Deverão também ser elaborados e encaminhados ao ONS o relatório de comissionamento e o relatório de validação dos modelos da usina. Estes relatórios finais atestam que o desempenho dos modelos corresponde ao desempenho da usina comissionada.

Os documentos de referência, bem como detalhes adicionais relativos a essas solicitações, serão disponibilizados pelo ONS quando do início dos estudos pré-operacionais. Esclarecimentos adicionais a este respeito podem ser obtidos através do e-mail bdanatem@ons.org.br.

5.3.3.1.1 Phasor Measurement Unit (PMU)

O agente deverá instalar equipamentos de Medição Sincronizada de Fasores (PMU) nas linhas ou transformadores de conexão da usina com a Rede Básica ou com Instalação de Transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração

para Conexão Compartilhada (ICG). Em caso de acesso à Rede Básica ou ICG no qual o equipamento de conexão ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) já seja monitorado por PMU, o agente responsável pelo novo Acesso poderá ser dispensado de instalação de nova PMU, mediante consulta ao ONS.

Os referidos sistemas devem atender ao disposto nos Submódulos 2.13 e 7.9 dos Procedimentos de Rede vigentes, dos quais destaca-se o item 4.1 do submódulo 2.13.

Adicionalmente, deve-se utilizar IED cuja funcionalidade de PMU possua capacidade de calcular e enviar, aos concentradores de dados indicados pelo ONS, os valores de distorção harmônica total (THD) de todas as correntes e tensões medidas, no mesmo pacote e com a mesma taxa dos dados de sincrofasores previstos no item 4.1 do Submódulo 2.13 dos Procedimentos de Rede.

5.3.3.1.2 Registrador Digital de Perturbação (RDP)

Para propiciar uma maior supervisão do desempenho das usinas durante eventos no SIN, o Agente deverá ajustar o disparo dos Registradores Digitais de Perturbação (RDP) das usinas segundo os ajustes de subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência, conforme o documento [7o)]. No documento citado, também são apresentados os requisitos técnicos e os canais analógicos e digitais a serem monitorados.

5.3.4 Diretrizes para os estudos de Qualidade da Energia Elétrica

A análise de qualidade de energia elétrica tem o objetivo de avaliar o impacto do empreendimento no tocante aos principais indicadores de qualidade de energia no PAC (Ponto de Acoplamento Comum), com destaque para a distorção harmônica de tensão e flutuação de tensão (*Flicker*) [7k].

As conclusões decorrentes desse estudo de qualidade de energia realizado, especificamente para essa fase do acesso, quais sejam, a necessidade ou não do dimensionamento de uma solução de filtragem associada ou não à implantação de um sistema de compensação de reativos baseado em bancos de capacitores, são somente indicativas. O resultado definitivo, principalmente, o eventual dimensionamento de uma solução de filtragem para implantação em campo, dependem da realização do estudo com as correntes medidas, as quais serão obtidas somente após a realização da campanha de corrente. Para tanto, os seguintes requisitos e etapas referentes ao processo de Qualidade de Energia devem ser atendidos pelo empreendimento durante as fases de sua integração, conforme Submódulos 2.9, 6.15 e 7.8 dos Procedimentos de Rede, de tal forma que, a elaboração do estudo de desempenho harmônico a ser apresentado

posteriormente aos resultados da campanha de corrente, represente o real impacto da instalação no SIN:

Campanha pré-tensão: tem como objetivo avaliar os indicadores de distorção harmônica de tensão, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão. Deverá ser realizada antes da conexão do empreendimento no PAC;

Campanha de monitoramento dos indicadores de tensão: tem como objetivo avaliar os indicadores de desequilíbrio, flutuação de tensão e distorção harmônica de tensão. Deverá ser realizada a partir do início integração do empreendimento, no PAC, e enviada, conforme estabelecido em [7l]), possibilitando o acompanhamento dos limites individuais e totais de distorção harmônica de tensão através de cada campanha. Para condições de violação, o agente deverá adequar seu empreendimento quanto ao número máximo de aerogeradores/inversores para atendimento dos limites estabelecidos em [7k)]. A referida campanha deverá permanecer continuamente, mesmo após a finalização do empreendimento e independentemente da necessidade de uma solução de filtragem, de forma que os resultados dos indicadores de desequilíbrio, flutuação de tensão e distorção harmônica de tensão continuem sendo enviados e avaliados pelo ONS, porém para a condição de pós-integração com a periodicidade de acordo com [7l)]. Igualmente para as campanhas de medição com indicações de violações, a adequação para o número máximo de aerogeradores/inversores deverá ser atendida pelo agente para controle dos limites individuais e totais de distorção harmônica de tensão.

Campanha de corrente: tem como objetivo subsidiar o estudo de desempenho harmônico [7l)]. Deverá ser realizada após a integração completa do empreendimento na saída de um aerogerador/inversor representativo de cada parque gerador e no PAC, buscando contemplar as correntes harmônicas totais e de forma simultânea.

O estudo de desempenho harmônico tem o objetivo de avaliar o impacto do empreendimento sobre o SIN no tocante à qualidade de energia decorrente da operação de cargas não lineares. Deverá ser realizado com os maiores valores de correntes medidas obtidas a partir da campanha de corrente, conforme [7k)] e [7l)], e somente após a integração completa do empreendimento. Destaca-se que se o estudo de compensação reativa indicar alguma solução de compensação reativa capacitiva para atendimento aos critérios de fator de potência, a referida solução deverá ser utilizada no estudo de desempenho harmônico. Ressalta-se que alterações na configuração da compensação capacitiva, inclusive eventuais estágios, implica necessariamente em uma reavaliação do estudo de desempenho harmônico.

Campanha pós-tensão: tem como objetivo avaliar os indicadores de distorção harmônica de tensão, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão. Deverá ser realizada no PAC, após a conexão completa do empreendimento, com todos os

equipamentos de filtragem e compensação reativa instalados, quando necessários.

Vale ressaltar que as campanhas pré e pós-tensão devem ser realizadas de acordo com os documentos [7l)] e [7m)], e seus resultados devem ser enviados em planilha e relatório padrão [7n)] para envio ao ONS. De uma forma geral, qualquer campanha poderá ser solicitada pelo ONS, quando necessária e a qualquer tempo, de acordo com Submódulos 6.15-RS e 7.8-RS para empreendimentos compostos por cargas não lineares.

Todos os arquivos referentes ao processo de qualidade de energia devem ser encaminhados para o e-mail: qualidade_energia@ons.org.br, assim como demais solicitações necessárias.

5.3.5 Requisitos de Proteção e Controle

A conexão das usinas na Rede Básica, deverá atender aos requisitos técnicos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de telecomunicações para teleproteção conforme descritos no item 3 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, revisão 2020.12.

As unidades geradoras das usinas deverão atender aos requisitos estabelecidos no item 5 do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, revisão 2020.12 dos Procedimentos de Rede, notadamente nas definições dos ajustes dos relés de frequência e tensão das unidades geradoras.

6 Anexos

6.1 Anexo I – Lista dos projetos viabilizados na primeira etapa da alocação da margem extraordinária

Região de Influência	UF	Data da solicitação de acesso	Empreendimento	Ponto de Conexão	Tensão (kV)	Potência Instalada (MW)	Nova data pleiteada pelo agente	Assinatura do CUST	Situação do CUST
MG	MG	30/06/2022	UFVs São Miguel 6 a 15	SE Pirapora 2	345	500	jun/26	Não	-
MG	MG	04/07/2022	UFV Jaíba Sul	SE Jaíba	230	21	jun/26	Não	-
MG	MG	13/07/2022	UFVs Draco Solar 1 a 11	SE Arinos	500	505,239	mai/26	Sim	Com Restrição
NNE	PB	19/07/2022	UFVs Seridó I a IX	SE Campina Grande III	230	450	jul/26	Não	-
MG	MG	29/07/2022	UFVs Alegre I a VII	SE Janaúba 3	500	207,5	jan/26	Não	-
MG	MG	10/08/2022	Complexo Francisco Sá	SE Janaúba 3	230	294	set/25	Não	-
NNE	RN	10/08/2022	UFVs Panorama I e II	SE Ceará Mirim II	230	180	fev/26	Não	-
MG	MG	17/08/2022	UFVs Morro Preto 1 a 40	SE Janaúba 6	500	2.000	abr/26	Não	-
NNE	CE	29/08/2022	UFVs Res Moreira I a IV	SE Russas II	230	181,5	mai/26	Não (*)	-
NNE	RN	30/08/2022	UFVs Talhado 12 a 14	SE Açu III	230	166,7	nov/26	Não	-
NNE	RN	31/08/2022	UFV Astro I	SE João Câmara II	230	90	fev/26	Não	-
NNE	PB	01/09/2022	UFVs Sky São Mamede I a X	SE Santa Luzia II	500	500	nov/25	Não	-
NNE	BA	01/09/2022	EOLs Ventos de Santa Diana 01 a 11	SE Orolândia II	500	470,4	mai/26	Não (*)	-
NNE	CE	05/09/2022	EOLs Serra de Ibiapaba I a VIII	SE Ibiapina II	230	385	jul/26	Não (*)	-
NNE	BA	09/09/2022	EOLs São Gabriel I a III	SE Irecê	230	143,1	abr/26	Sim	Com Restrição

Região de Influência	UF	Data da solicitação de acesso	Empreendimento	Ponto de Conexão	Tensão (kV)	Potência Instalada (MW)	Nova data pleiteada pelo agente	Assinatura do CUST	Situação do CUST
NNE	RN	12/09/2022	UFVs Nova Esperança 1 a 3	SE João Câmara III	230	129,096	nov/26	Não	-
NNE	PB	13/09/2022	EOLs Frei Damião I a III	SE Campina Grande III	230	110	jun/26	Não	-
NNE	RN	14/09/2022	EOL Cajuína 3	SE Açú III	500	51,3	dez/24	Não	-
NNE	RN	14/09/2022	EOLs EVI 1 e 2, EVII 1 e 2, EVIII 1 a 5	SE João Câmara III	230	229,5	jul/26	Sim	Com Restrição
NNE	RN	06/10/2022	EOLs Paraíso Farol II e III, Pedra de Amolar I e II	SE João Câmara II	230	108	ago/26	Sim	Com Restrição
NNE	RN	13/10/2022	UFVs Nova Esperança I a III	SE João Câmara II	230	162	fev/26	Não	-
NNE	BA	24/10/2022	EOLs Ventos de Santa Esperança 04, 05, 06 e 28	SE Morro do Chapéu II	500	201,6	jul/25	Não	-
NNE	BA	03/11/2022	EOLs Ventos de Santa Esperança 01, 03 e 07	SE Morro do Chapéu II	500	141,8	ago/26	Não	-
NNE	BA	11/11/2022	EOLs São Gabriel XII a XV	SE Irecê	230	162	ago/26	Sim	Condicionado
NNE	BA	18/11/2022	EOLs Ventos de São Cirilo 01 a 03	SE Morro do Chapéu II	500	92,4	mai/26	Não	-
NNE	PB	12/12/2022	EOLs Fragata I a VII	LT 230 kV Campina Grande III - Extremoz II C1	230	252	out/26	Não	-
NNE	PB	20/12/2022	UFVs Santa Luzia 10 a 14	SE Santa Luzia II	500	250	set/22 a out/23	Sim	Condicionado
NNE	PB	14/02/2023	EOLs Serra do Seridó X, XVI e XVII	SE Santa Luzia II	500	116	jan/24	Sim	Condicionado

(*) Usinas com CUST celebrado via rito ordinário.

6.2 Anexo II – Lista de projetos remanescentes após a primeira etapa da alocação da margem extraordinária

Região de Influência	UF	Data da solicitação de acesso	Empreendimento	Ponto de Conexão	Tensão (kV)	Potência Instalada (MW)	Manifestação de Interesse para a 2ª etapa
NNE	RN	23/09/2022	UFVs Areias I a III	SE Currais Novos II	230	129	Sim
NNE	RN	04/10/2022	UFVs Barra da Onça I a IV	LT 230 kV Açú III - Lagoa Nova II	230	90	Não
NNE	RN	10/10/2022	UFVs Futuro II a V	SE Açú III	230	180	Não
NNE	RN	18/10/2022	UFVs Curralinho I e II, Malhada I e III	SE Açú III	230	179,82	Sim
MG	MG	24/10/2022	UFVs São Miguel 1 a 5	SE Pirapora 2	345	250	Sim
MG	MG	10/11/2022	UFVs Álamo I a XV	LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino C2	500	598,38	Sim
NNE	CE	11/11/2022	EOLs Viçosa V a VII	SE Ibiapina II	230	252	Sim
NNE	RN	16/12/2022	UFVs Serra do Mel XI, XII, XIV, XV e XVII	SE Açú III	500	288,708	Sim ⁽¹⁾
MG	BA	20/12/2022	UFVs Boca do Riacho 1 a 19	SE Bom Jesus da Lapa II	500	888	Sim
NNE	RN	04/01/2023	EOLs Vila Alagoas I, V e VI	SE Açú III	500	88,2	Sim
MG	MG	12/01/2023	UFVs Barreiro I a XIII	SE Janaúba 6	500	540	Sim
MG	MG	16/01/2023	UFVs Vereda 10 a 16	LT 345 kV Três Marias - Várzea da Palma 1	345	190	Não
NNE	PB	02/02/2023	EOLs Ventos de São Rafael 01 a 10	Santa Luzia II	500	621	Sim
NNE	BA	10/03/2023	EOLs Ventos Alísios, Boreal, Costa do Vento, Lips, Mistral, Monção, Polar, Siroco, Tornado, Ventania, Zonda	Igaporã III	500	336,3	Não
NNE	PI	09/02/2023	UFVs Solaris 44 a 70	LT 500 kV Teresina II - Tianguá II	500	1.175,877	Não
MG	MG	10/02/2023	Complexo São Simão 1: UFVs Alessandra 1 a 4, Aroeira 1, Barreiro XIV e XVII, Jaíba Sul, Novo Texas 1 e 2	SE São Simão	500	405	Não
NNE	CE	15/02/2023	UFVs Bom Jardim II e IV a XIX	SE Icó	230	375,2	Não

Região de Influência	UF	Data da solicitação de acesso	Empreendimento	Ponto de Conexão	Tensão (kV)	Potência Instalada (MW)	Manifestação de Interesse para a 2ª etapa
MG	MG	22/02/2023	Complexo São Simão 2: UFVs Barreiro XVIII a XXVIII	SE São Simão	500	486	Sim
NNE	CE	23/02/2023	UFVs Jaguar 1 a 8	SE Jaguaruana II	230	354,321	Sim
MG	MG	06/03/2023	Complexo São Simão 3: UFVs Barreiro XIX e XXX, Lavarinto 1, 2, 3, 5, 6 e 9, São Geraldo 1 a 3	SE São Simão	500	465	Sim
MG	MG	12/03/2023	UFVs Solaris 144 a 152	SE Jaíba 230 kV	230	425	Não
MG	MG	20/03/2023	UFVs Veredas 9 a 14	SE Arinos 2	500	288	Sim
NNE	BA	21/03/2023	EOLs Ventos de Santa Bibiana 01 a 06, Ventos de São Carlos 01 a 12	SE Ouroândia II	500	855,5	Não
NNE	CE	28/03/2023	UFVs Santa Clara I, III a VIII	SE Tianguá II	230	216	Sim
NNE	PI	06/04/2023	UFVs Litoral Piauiense I a XXII	SE Parnaíba III	500	1.100	Sim
NNE	CE	08/04/2023	UFVs Res Leleo III a VIII	SE Russas II	230	243,95	Não
NNE	CE	09/04/2023	UFVs Serra Dantas 01 a 09	SE Jaguaruana II	230	410	Sim
MG	MG	17/04/2023	UFVs Solaris 102 a 116	SE Arinos 2	500	728,125	Não
NNE	CE	18/04/2023	UFV Sobral I	SE Sobral III	230	90	Sim
NNE	PI	19/04/2023	EOLs Ventos de Santa Rosa 1 a 17	SE Queimada Nova II	500	844,2	Não

(1) A Voltalia Energia do Brasil manifestou interesse em participar da segunda etapa de avaliação de alocação de margem extraordinária, entretanto, por meio da Carta Voltalia nº REG-097-24 de 14.06.2024, comunicou a desistência de participação das UFVs Serra do Mel XI, XII, XIV, XV, XVII e XVIII (Protocolo: SPA-0300/2022).

7 Referências

- a) EPE, Relatório EPE-DEE-RE-148/2021-rev3, "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul", 27.12.2022;
- b) EPE, Relatório EPE-DEE-RE-018/2022-rev2, "Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste", de 28.12.2022;
- c) EPE, Relatório EPE-DEE-RE-014/2022-rev1, "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte", de 12.09.2022;
- d) EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-015/2022-rev0, "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste", de 31.03.2022;
- e) EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-064/2020-rev1, "Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais", de setembro de 2021;
- f) EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-045/2023-rev0, "Estudo de Atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa", de 14.11.2023.
- g) EPE, Relatório nº EPE-DEE-RE-078/2023-rev0, "Estudo de Atendimento às Regiões Leste do Estado do Maranhão e Centro-Norte Piauiense", de 28.12.2023.
- h) ONS, PAR/PEL 2023, Ciclo 2024-2028, Relatório RT-ONS DPL 0682/2022, "Volume II – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais", de Dezembro/2023;
- i) ONS - Relatório RT-ONS-DPL 0532/2023. Requisitos Técnicos de Registradores Digitais de Perturbação nas Usinas Eólicas e Fotovoltaicas.
- j) ONS - Relatório RT-ONS-DPL 0553/2023. Requisitos Técnicos para a Instalação de PMU em Usinas Eólicas e Fotovoltaicas.
- k) ONS, "Submódulo 2.9 – Requisitos Mínimos de Qualidade de Energia Elétrica para Acesso ou Integração à Rede Básica", Procedimentos de Rede (Vigência 01/01/2021), 2020;
- l) ONS, "NT nº 009/2016 – Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, Rev. 03", Rio de Janeiro, 2019;

- m) ONS (CEPEL), “Re. ONS – 2.1- 028/2005 – Revisão 4 - Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho,” 2007;
- n) ONS, “Modelo Relatório para as Campanhas de Tensão,” 2022. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/5/31/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Modelo%20de%20Relat%C3%B3rio%20Qualidade%20de%20Energia%20-%20Campanhas%20de%20Tens%C3%A3o>
- o) ONS, RT-ONS-DPL 0663/2023 "Requisitos técnicos de registradores digitais de perturbação nas usinas do SIN";
- p) ANEEL, Resolução Normativa (REN) nº 1.065, de 11.07.2023;
- q) ANEEL, Despacho nº 3.899/2023, de 18.10.2023;
- r) ANEEL, Ofício nº 141/2024-STD/ANEEL, de 15.04.2024.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 3-1: Análise comparativa para avaliação da viabilidade de escoamento dos projetos candidatos à margem extraordinária.	14
Figura 5-1: Mapa eletro geográfico dos Estados do Nordeste com destaque para a localização dos projetos de geração anistiados e dos projetos alocados na margem extraordinária.	19
Figura 5-2: Mapa eletro geográfico do Estado de Minas Gerais e fronteiras com destaque para a localização dos projetos de geração anistiados, dos projetos alocados nesta segunda etapa da margem extraordinária e dos projetos contemplados na primeira etapa com CUST assinado.	36
Figura 5-3: Curva PxV – Acréscimo de geração na SE Paracatu 4 500 kV, para o cenário Nordeste exportador, condição de carga média, com elevada FNESE e despacho das UFV da região em 82% – Configuração 3.	62

Tabelas

Tabela 3-1: Descrição das obras de transmissão com impacto na região de interesse dos estados do Nordeste.	8
Tabela 3-2: Descrição das obras de transmissão com impacto na região de interesse do estado de Minas Gerais – Configurações em etapas dos casos	10
Tabela 3-3: Síntese dos montantes de geração, em GW, do processo de alocação de margem extraordinária	15
Tabela 4-1: Síntese dos projetos candidatos viabilizados	16
Tabela 4-2: Resumo dos Projetos Candidatos à contratação da margem extraordinária na segunda etapa	17