



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



Empresa de Pesquisa Energética

# **AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS SISTÊMICOS DA IMPLANTAÇÃO DE COMPENSADORES SÍNCRONOS NA ÁREA MINAS GERAIS**

Operador Nacional do Sistema Elétrico  
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova  
20211-160 - Rio de Janeiro - RJ  
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

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

RT-ONS DPL 0091/2024  
EPE-DEE-RE-073/2024-r0

# **AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS SISTÊMICOS DA IMPLANTAÇÃO DE COMPENSADORES SÍNCRONOS NA ÁREA MINAS GERAIS**

Outubro/2024

## Sumário

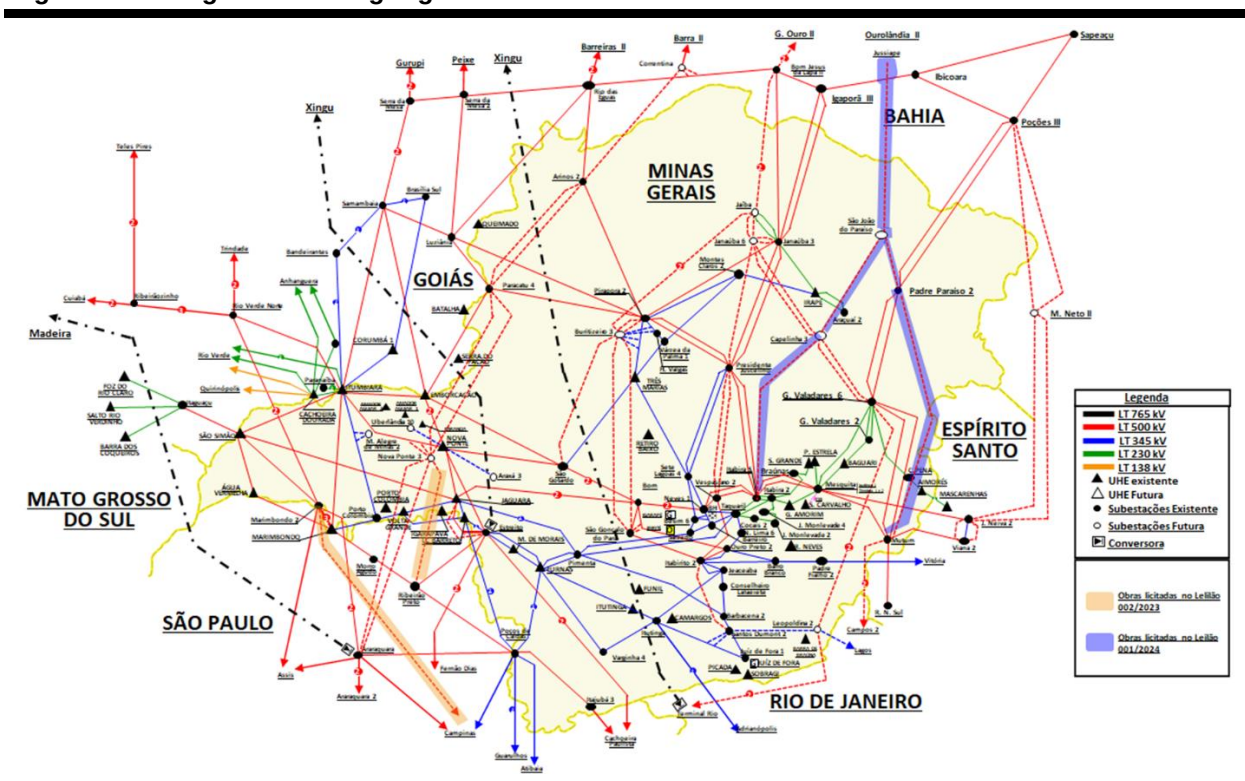
|     |                                     |    |
|-----|-------------------------------------|----|
| 1   | Contextualização                    | 4  |
| 1.1 | Apresentação da área Minas Gerais   | 4  |
| 1.2 | Estudo de Controle de Tensão        | 5  |
| 2   | Objetivo                            | 6  |
| 3   | Conclusões e Recomendações          | 7  |
| 4   | Premissas e Cenários                | 8  |
| 5   | Avaliação dos Benefícios Sistêmicos | 10 |
| 5.1 | Estabilidade de Tensão              | 11 |
| 5.2 | Estabilidade Eletromecânica         | 15 |
| 5.3 | Controle de Tensão                  | 18 |
| 5.4 | Índices de Desempenho da Rede       | 20 |
| 6   | Avaliações de Custos da Solução     | 23 |
| 7   | Diagramas das Subestações           | 24 |
| 7.1 | Paracatu 4                          | 24 |
| 7.2 | Nova Ponte 3                        | 25 |

# 1 Contextualização

## 1.1 Apresentação da área Minas Gerais

O sistema de transmissão da área Minas Gerais, apresentado na Figura 1-1, é composto por malhas de 500 kV e de 345 kV, que interligam os centros de carga às UHE dos rios Paranaíba e Grande, além de interligações com os estados de Goiás, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Existe ainda uma rede em 230 kV na região Leste que atende às cargas do Vale do Aço, estendendo-se até a divisa com o Espírito Santo. Por fim, há outra importante interligação, através de uma malha em 500 kV, entre a região Norte de Minas Gerais e o estado da Bahia, constituindo-se como um importante caminho para escoamento da energia excedente do subsistema Nordeste.

Figura 1-1: Diagrama eletrogeográfico do sistema da área Minas Gerais



O parque hidroelétrico de Minas Gerais é composto principalmente pelas bacias dos rios Grande e Paranaíba, localizadas nas divisas com os estados de São Paulo e Goiás, além das usinas mais próximas aos centros de carga, com destaque para as UHEs Irapé, Três Marias e as pertencentes à bacia do rio Doce, na região Leste do estado. Também conta com uma parcela de geração termoeletrica, instalada principalmente na região Metropolitana de Belo Horizonte, e usinas de biomassa, mais concentradas na região do Triângulo Mineiro.

Além disso, desde o PAR/PEL 2019, ciclo 2020-2024, observa-se um crescimento acentuado na oferta de projetos de geração no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a partir da formalização de inúmeros pedidos de solicitações de Informação de Acesso e/ou de Solicitação de Acesso para Usinas Fotovoltaicas (UFV), de modo que o montante de geração previsto pode chegar a valores da ordem de 20 GW até o fim de 2029, montante consideravelmente superior ao vislumbrado pelo planejamento no médio e longo prazo.

## **1.2 Estudo de Controle de Tensão**

Os estudos de controle de tensão definem as melhores estratégias operativas, utilizando os recursos disponíveis no sistema, para minimizar as perdas e manter os níveis de tensão na rede elétrica, dentro dos critérios preconizados nos Procedimentos de Rede. Pode-se destacar os seguintes recursos: controle de tensão pelas unidades geradoras, controle de potência reativa pelos compensadores síncronos e estáticos, atuação dos comutadores sob carga dos transformadores, manobras de chaveamento de capacitores e reatores da Rede Básica e da Rede de Distribuição e, em último recurso, a abertura de linhas de transmissão.

No atendimento de suas atribuições, estabelecidas nos Procedimentos de Rede, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS indica as soluções estruturais no âmbito do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, que visam minimizar o número de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão durante os períodos de carga leve e mínima.

Nesse contexto, em 2022, o ONS emitiu o Tomo 3 do Volume I do PAR/PEL, que apresentou um estudo específico de controle de tensão com o objetivo de identificar os locais que apresentavam maiores sensibilidades e eficiência para instalação de compensação de potência reativa, dado o elevado número de desligamentos de linhas de transmissão.

Com base nesse estudo detalhado, o ONS e a EPE realizaram diversas reuniões para compatibilizar os equipamentos recomendados. Como resultado, um grande conjunto de reatores foi incluído no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE 2023 (2ª Emissão).

No entanto, especificamente na área Minas Gerais, três compensadores síncronos indicados nesse estudo de 2022 ainda necessitam de compatibilização para que possam ser posteriormente incluídos no POTEE, viabilizando assim seu processo de outorga.

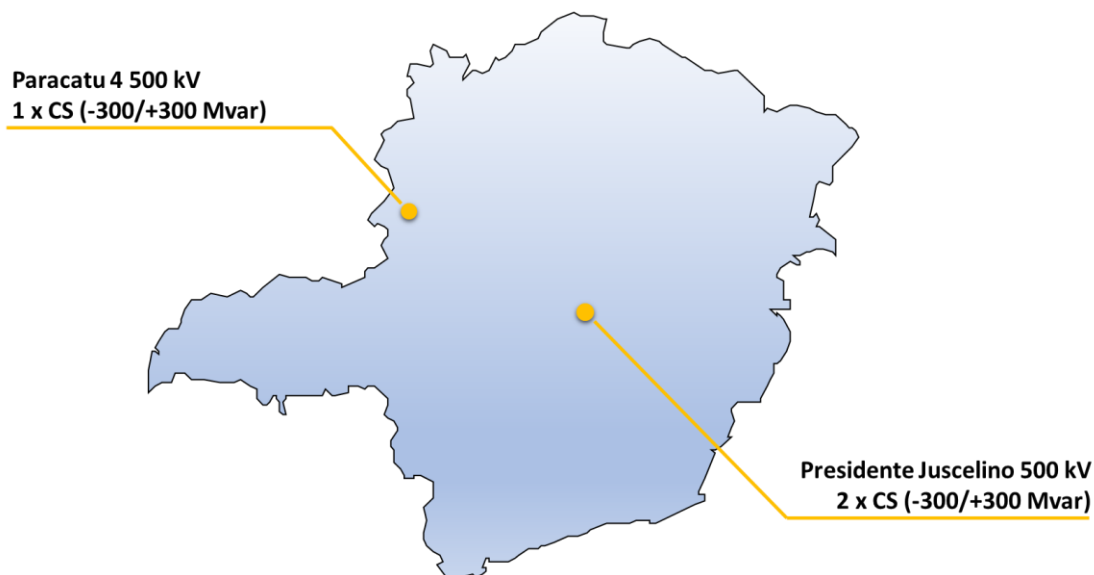
## 2 Objetivo

O objetivo desta Nota Técnica é analisar os benefícios sistêmicos decorrentes da implantação dos compensadores síncronos (CS) de -300/+300 Mvar / 500 kV indicados pelo PAR/PEL 2022, ciclo 2023-2027, na área Minas Gerais. Além de analisar os benefícios conforme originalmente indicado pelo estudo mencionado, que propunha a instalação de dois CS na subestação (SE) Presidente Juscelino e um CS na SE Paracatu 4, esta NT tem como objetivo quantificar os benefícios considerando a alteração do ponto de conexão desses CS e da modulação da faixa indutiva, levando em conta atualizações no cronograma de obras, previsões de carga e cenários energéticos.

Ademais, esta NT engloba uma avaliação mais abrangente dos equipamentos, considerando as avaliações tanto no horizonte de planejamento da operação de curto e médio prazo do ONS quanto no horizonte de planejamento da expansão de longo prazo da EPE.

A seguir, a Figura 2-1 apresenta em destaque a localização geográfica das subestações Presidente Juscelino e Paracatu 4, as quais foram originalmente indicadas para receberem os compensadores síncronos propostos.

**Figura 2-1: Localização geográfica das subestações indicadas no PAR/PEL 2022**



### 3 Conclusões e Recomendações

- a) As análises realizadas neste documento foram conduzidas em etapas, considerando diferentes cenários para uma avaliação abrangente do sistema e dos benefícios decorrentes da implantação de compensadores síncronos na área Minas Gerais. Inicialmente, foi analisado o caso sem a presença de compensadores síncronos, seguido pela avaliação do caso com compensadores síncronos conforme a indicação original proposta no estudo de controle de tensão do PAR/PEL 2022 e, por fim, foi estudado o caso atualizado, no qual os compensadores síncronos tiveram o ponto de conexão realocados e sua faixa de modulação revisada.
- b) Durante as análises, foram considerados diversos aspectos críticos, incluindo o controle de tensão, a estabilidade de tensão, a estabilidade eletromecânica, bem como outros parâmetros de segurança e robustez do sistema.
- c) Com base nos resultados obtidos e na necessidade de garantir um desempenho operacional seguro e eficiente, recomenda-se a instalação de um compensador síncrono na SE 500 kV Paracatu 4 e dois na SE 500 kV Nova Ponte 3. A recomendação é que cada compensador síncrono tenha uma faixa de operação de -200/+300 Mvar, assegurando a flexibilidade necessária para enfrentar as diferentes condições de operação do sistema.
- d) Cabe destacar que a indicação específica de compensadores síncronos, em detrimento de outros equipamentos utilizados no controle dinâmico de tensão, como o SVC e o STATCOM, se justifica pelos benefícios adicionais oferecidos pelos compensadores síncronos, entre os quais se destacam a agregação de inércia ao sistema e o aumento dos níveis de curto-circuito locais. Tais benefícios tornam-se especialmente relevantes, considerando a expressiva presença de geração fotovoltaica conectada por inversores na região Norte de Minas Gerais.
- e) Além disso, é fundamental ressaltar que a instalação desses CS em Minas Gerais pode não se refletir em um aumento imediato dos limites das interligações. No entanto, espera-se um reforço significativo na segurança do sistema, especialmente em situações de contingências críticas e de máxima exploração da rede de transmissão inter-regional.
- f) Recomenda-se que seja realizado contínuo diagnóstico do sistema de transmissão, com acompanhamento da evolução dos cenários de sobretensão e subtensão locais, de modo a dotar a rede dos recursos necessários para a operação segura.

## 4 Premissas e Cenários

Os estudos de controle de tensão do PAR/PEL 2022 foram realizados de acordo com as seguintes premissas:

- carga mínima de domingo/feriado, do período de inverno, do horário entre 1 e 9 horas, do último ano do estudo (2027);
- configuração de rede do último ano do estudo com a inclusão das obras consideradas no último POTEE com data de 2028;
- presença de todos os reatores indicados em ciclos anteriores, já outorgados ou não;
- utilização de até 70% da faixa de absorção de reativos de todos os compensadores síncronos e estáticos disponíveis no SIN;
- geração nula de potência ativa em todas as UFV do SIN;
- controle do fator de potência das principais fronteiras do SIN dentro dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- controle do fator de potência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) das usinas eólicas com a Rede Básica.

É importante ressaltar que foi utilizado um cenário padrão com os fluxos reduzidos em todas as interligações, de maneira a minimizar o fluxo de potência ativa na Rede Básica contribuindo para a elevação do perfil de tensão. Com o cenário utilizado, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste é praticamente autossuficiente no atendimento às cargas e os fluxos nas linhas de 500 kV da área MG são bastante reduzidos, em torno de no máximo 10% das suas capacidades nominais.

Nesta nova etapa de atualização realizada, foram utilizados os casos do PAR/PEL 2023 de carga média para o ano de 2028 e do PAR/PEL 2024 de carga mínima diurna para o ano de 2029, com a presença das mesmas obras consideradas no estudo anterior. Destacam-se as seguintes premissas e cenários utilizados, com o objetivo de avaliar as características do sistema sob as óticas da estabilidade eletromecânica e estabilidade de tensão:

- cargas média e mínima diurna de dia útil, dos períodos de inverno e verão, dos últimos anos (2028 e 2029) dos estudos PAR/PEL;
- configuração de rede do último ano do estudo, considerando a última configuração analisada no âmbito dos estudos das interligações inter-regionais (PAR/PEL 2023 – Volume II);

- cenários de geração de exportação máxima da região Nordeste com ênfase para a região Sudeste/Centro-Oeste (Nordeste exportador) e exportação máxima da região Norte com ênfase para a região Sudeste/Centro-Oeste (Norte exportador para o Sudeste);
- geração de potência ativa despachada em 82% nas UFV da área MG (fator de geração típico considerando o P95 da curva de permanência dessa fonte de energia).

## 5 Avaliação dos Benefícios Sistêmicos

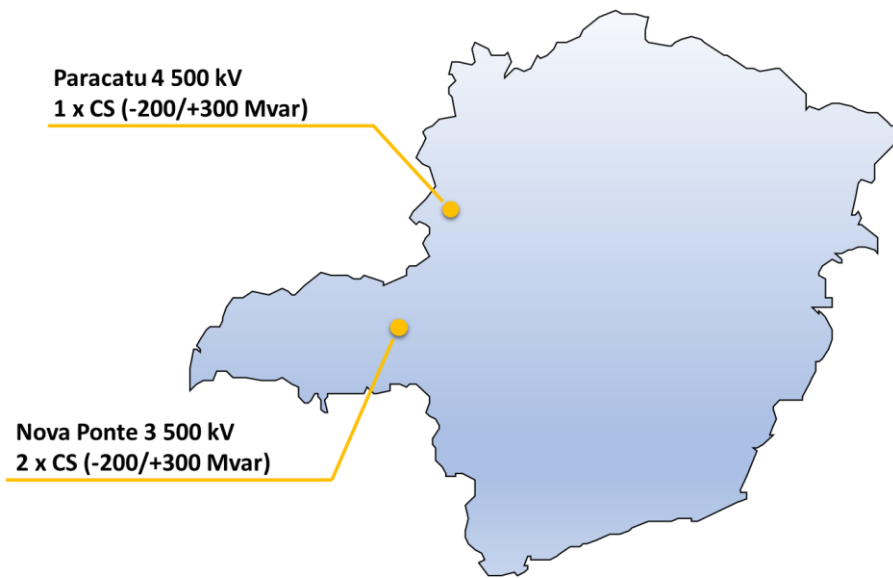
As análises realizadas no âmbito do PAR/PEL 2022 apontaram como a melhor solução a indicação de um conjunto de reatores e compensadores síncronos com o intuito de assegurar condições operativas satisfatórias em condição normal de operação. No que diz respeito especificamente aos compensadores síncronos, identificou-se que as subestações de 500 kV de Presidente Juscelino, com dois CS, e Paracatu 4, com um CS, seriam os pontos da rede mais adequados para a implantação desses reforços.

Após a conclusão desse estudo, foram realizadas diversas reuniões entre representantes do ONS e da EPE para compatibilizar todos os equipamentos que foram indicados pelo estudo de controle de tensão. Durante essas interações, foi decidida a inclusão dos reatores no POTEE 2023 (2ª Emissão), além de um aprofundamento nas análises relacionadas à recomendação de implantação dos compensadores síncronos na área MG.

No decorrer das análises observou-se que o eixo de transmissão Arinos – Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2, localizado na região oeste do estado de MG, apresenta um perfil de tensão bastante reduzido, especialmente nas situações de fluxo de carga elevado, com destaque para a SE Nova Ponte 3. Diante dessa constatação, julgou-se pertinente modificar o ponto de conexão dos dois CS de Presidente Juscelino para a SE Nova Ponte 3, com o objetivo de proporcionar a essa SE uma maior margem de controle de tensão. Além disso, foi reduzida a recomendação da faixa de potência reativa indutiva desses CS de -300 Mvar para -200 Mvar, com o objetivo de eliminar a necessidade de emprego de ponte negativa no sistema de excitação dos compensadores síncronos.

Nesse contexto, a Figura 5-1 abaixo ilustra a localização geográfica das subestações conforme essa nova proposta de instalação de um compensador síncrono em Paracatu 4 e dois em Nova Ponte 3, além da nova faixa de potência reativa.

**Figura 5-1: Localização geográfica das subestações considerando a nova proposta.**



Portanto, todas as análises desta NT são apresentadas considerando três fases:

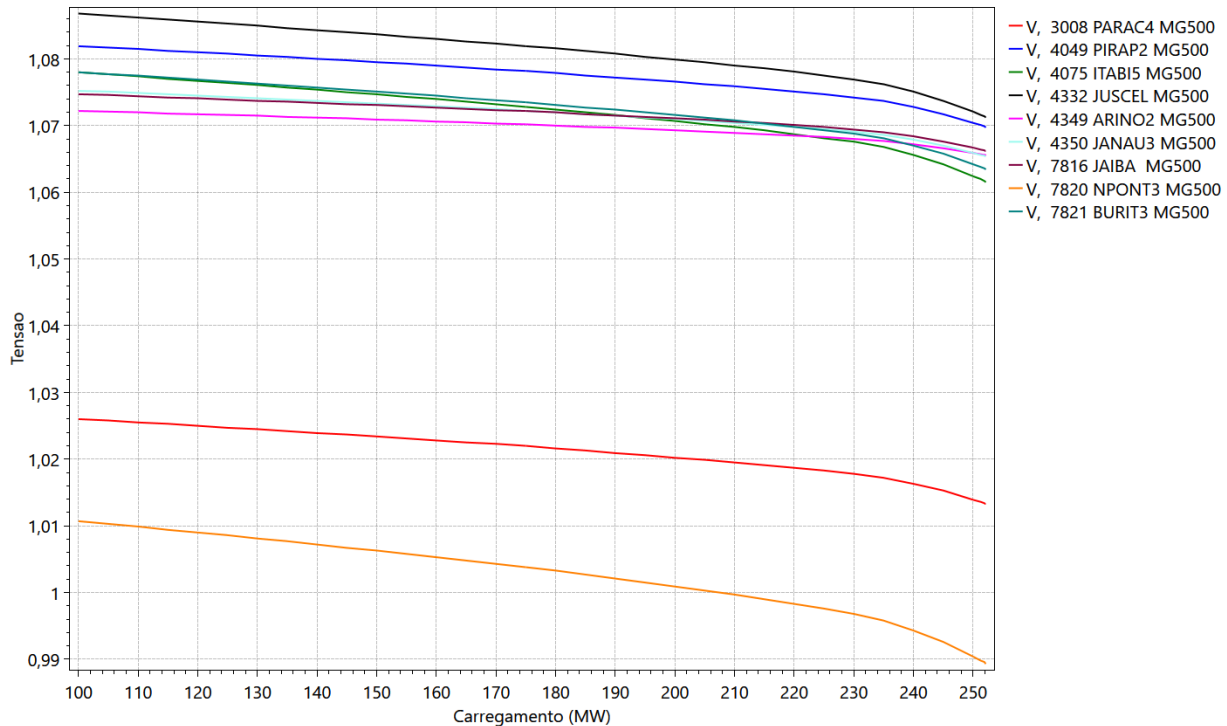
- (i) Caso 1: sem nenhum dos CS;
- (ii) Caso 2: um CS em Paracatu 4 e dois em Presidente Juscelino (modulação dos CS: -300/+300 Mvar);
- (iii) Caso 3: um CS em Paracatu 4 e dois em Nova Ponte 3 (modulação dos CS: -200/+300 Mvar).

## 5.1 Estabilidade de Tensão

Considerando os casos de carga mínima diurna na configuração de inverno de 2029 e cenário Nordeste exportador associado com elevado despacho de geração fotovoltaica conectada no sistema de transmissão da área Minas Gerais, são identificadas situações com uma margem reduzida de estabilidade de tensão. Esse efeito pode ser evidenciado a partir da análise das curvas PxV do sistema de interesse considerando um aumento de carga/geração.

Para ilustrar a margem de estabilidade de tensão na situação de ausência dos compensadores síncronos em MG, é apresentada a Figura 5-2 abaixo, onde é realizado o incremento de geração na SE 500 kV Paracatu 4.

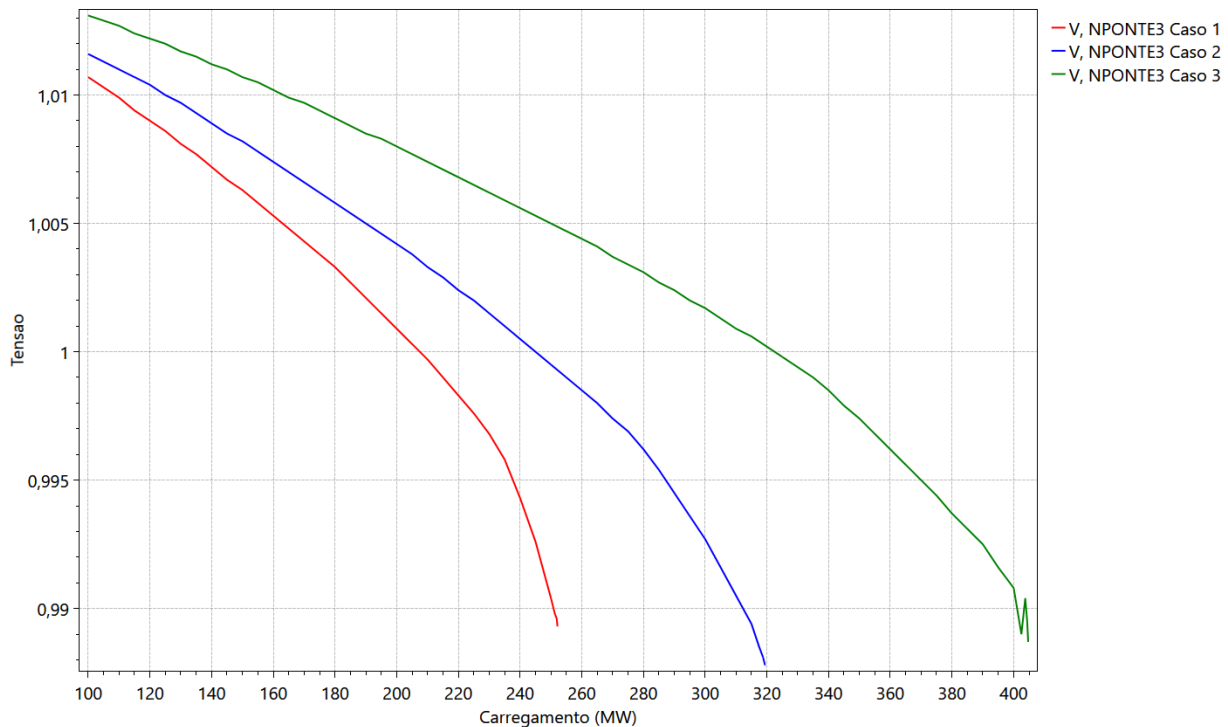
**Figura 5-2: Curva PxV – Simulação do caso sem nenhum dos síncronos (Caso 1)**



Como pode-se observar, a margem de estabilidade de tensão é de cerca de 250 MW e os barramentos com os mais baixos níveis de tensão são nas SE Paracatu 4 e Nova Ponte 3.

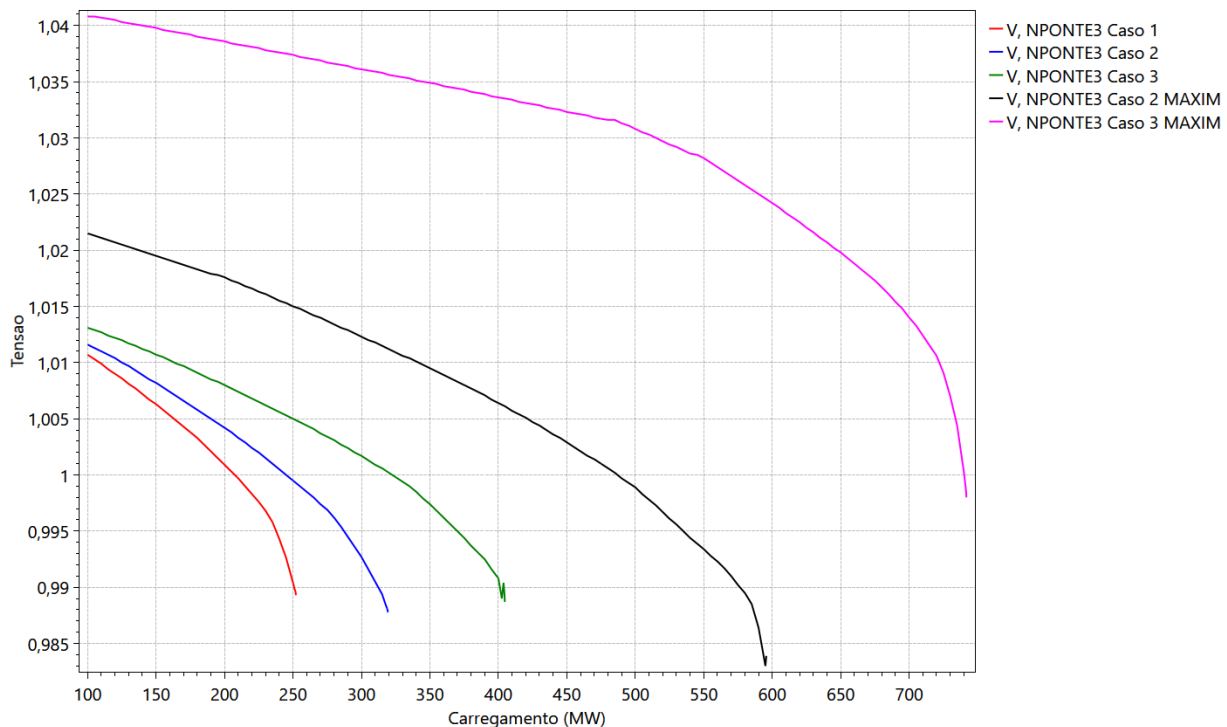
Após essa simulação do caso sem nenhum síncrono, foram realizadas mais duas simulações considerando a alocação dos CS conforme a proposta inicial (Caso 2) e a proposta atualizada (Caso 3). A seguir, na Figura 5-3, são apresentadas as curvas PxV em escala de comparação para a tensão do barramento de 500 kV da SE Nova Ponte 3, que apresentou o perfil de tensão mais crítico dentre todas. É importante destacar que nessas simulações os CS foram apenas adicionados ao caso inicial, sem nenhuma otimização da contribuição desses equipamentos com o consequente aumento da tensão de partida dos casos.

**Figura 5-3: Curva PxV – Simulação dos casos com a proposta inicial de alocação dos CS e a proposta alterada (Casos 2 e 3) sem maximização da contribuição dos CS**



Posteriormente, realizou-se uma segunda análise, maximizando a injeção de potência reativa pelos CS adicionados nos Casos 2 e 3, ou seja, com a elevação do perfil de tensão inicial das subestações na região de influência dos síncronos. Abaixo, a Figura 5-4 ilustra a margem de estabilidade de tensão considerando esses novos pontos de operação.

**Figura 5-4: Curva PxV – Simulação dos Casos 2 e 3 com maximização da contribuição dos CS**



Observa-se que a tensão inicial do barramento de Nova Ponte 3 pode ser elevada de 1,010 pu na simulação do Caso 1 para até cerca de 1,040 pu na simulação onde é realizada a maximização da contribuição dos equipamentos sob avaliação.

Além disso, é importante destacar que a implementação dos CS na área MG resulta em um aumento significativo na margem de estabilidade de tensão, com incrementos da ordem de 140% (aproximadamente 350 MW) na alocação inicialmente proposta (Caso 2) e de 200% (aproximadamente 500 MW) na proposta atualizada (Caso 3).

Portanto, numa situação de aumento de geração nessa região da área Minas Gerais, a análise do Caso 3 torna-se particularmente relevante, pois, sob a ótica da estabilidade de tensão, essa configuração se mostrou bastante efetiva, contribuindo diretamente para a segurança da operação do Sistema Interligado Nacional.

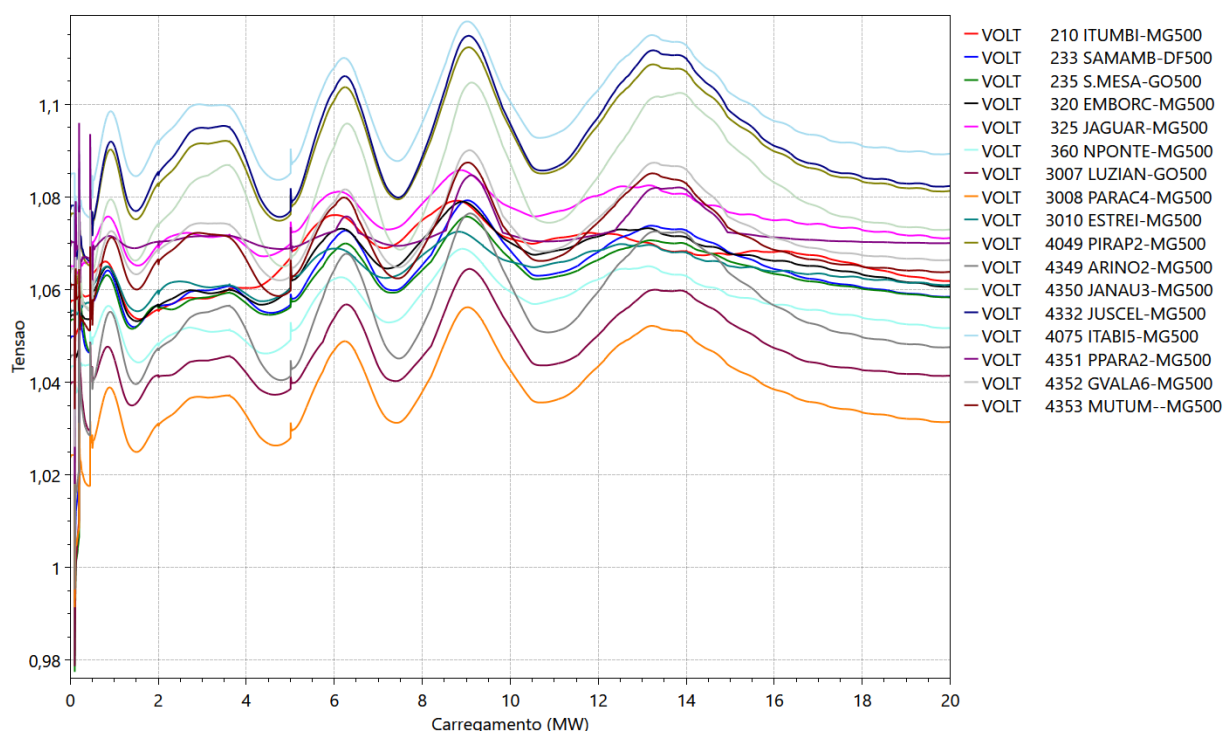
## 5.2 Estabilidade Eletromecânica

Para as análises de estabilidade eletromecânica, foram realizadas simulações considerando casos de carga média do ano de 2028, que é a última configuração analisada no âmbito dos estudos das interligações inter-regionais, com maximização do intercâmbio entre os subsistemas Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste, simultaneamente com um alto nível de geração fotovoltaica, característico do período diurno correspondente do patamar de carga média.

As contingências simuladas incluíram aquelas que são limitantes para o intercâmbio de energia entre as regiões mencionadas. Todas as simulações foram realizadas respeitando os limites definidos nos estudos específicos e, portanto, apresentam comportamento dinâmico dentro de todos os critérios preconizados nos Procedimentos de Rede.

A primeira simulação, apresentada na Figura 5-5 a seguir, é referente à contingência dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2 no Caso 1, ou seja, sem a contribuição dinâmica de nenhum dos síncronos indicados.

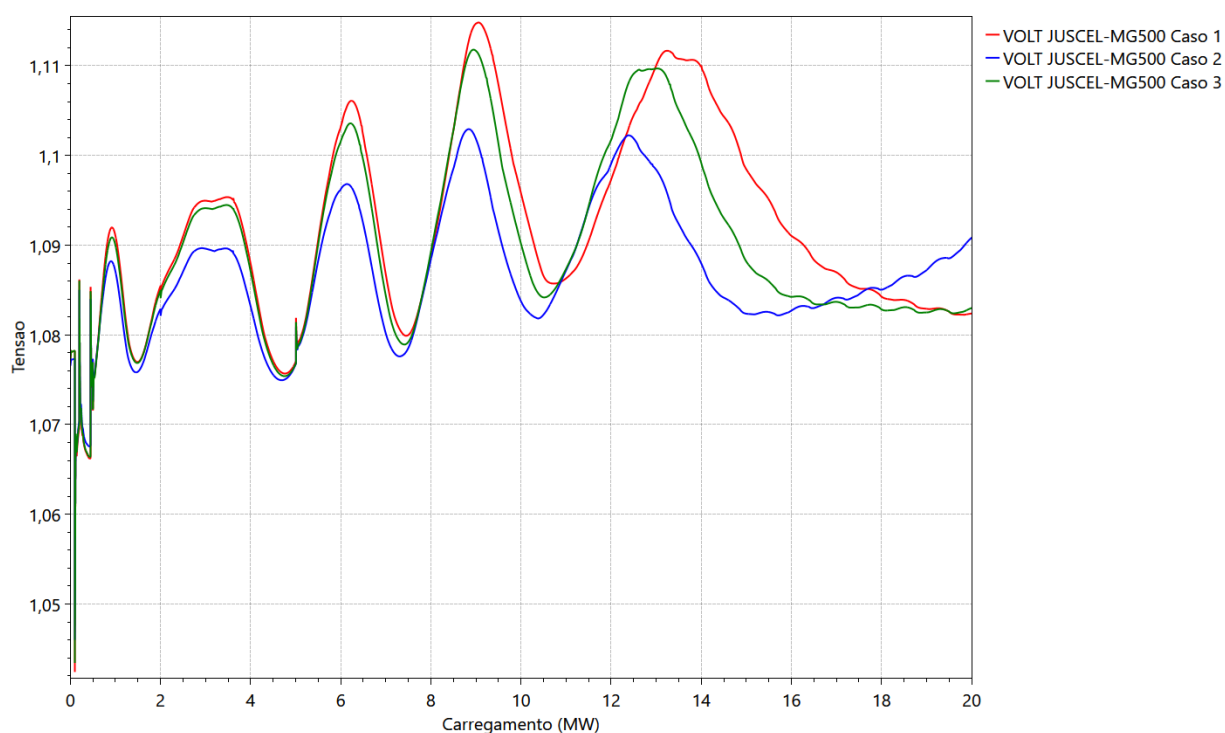
**Figura 5-5: Caso 1 – Contingência dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2**



Após a análise do gráfico, é possível identificar que o barramento da SE Presidente Juscelino possui o maior comportamento oscilatório dentre todos, com magnitude da ordem de 2,6%.

Com a integração dos CS nas subestações da área MG (Casos 2 e 3), espera-se que o sistema apresente uma resposta mais amortecida, dado que esses equipamentos possuem capacidade de resposta dinâmica. A Figura 5-6 abaixo ilustra o comportamento do sistema diante da mesma contingência anterior, agora considerando os Casos 2 e 3 em comparação com o Caso 1, para a tensão do barramento de Presidente Juscelino, identificado como o mais crítico. Além disso, é importante mencionar que não foi feita a exploração da capacidade de geração/absorção de potência reativa no ponto inicial, ou seja, a simulação dos Casos 2 e 3 considera apenas a resposta dinâmica dos CS instalados.

**Figura 5-6: Comparação dos Casos 1, 2 e 3 – Contingência dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2**

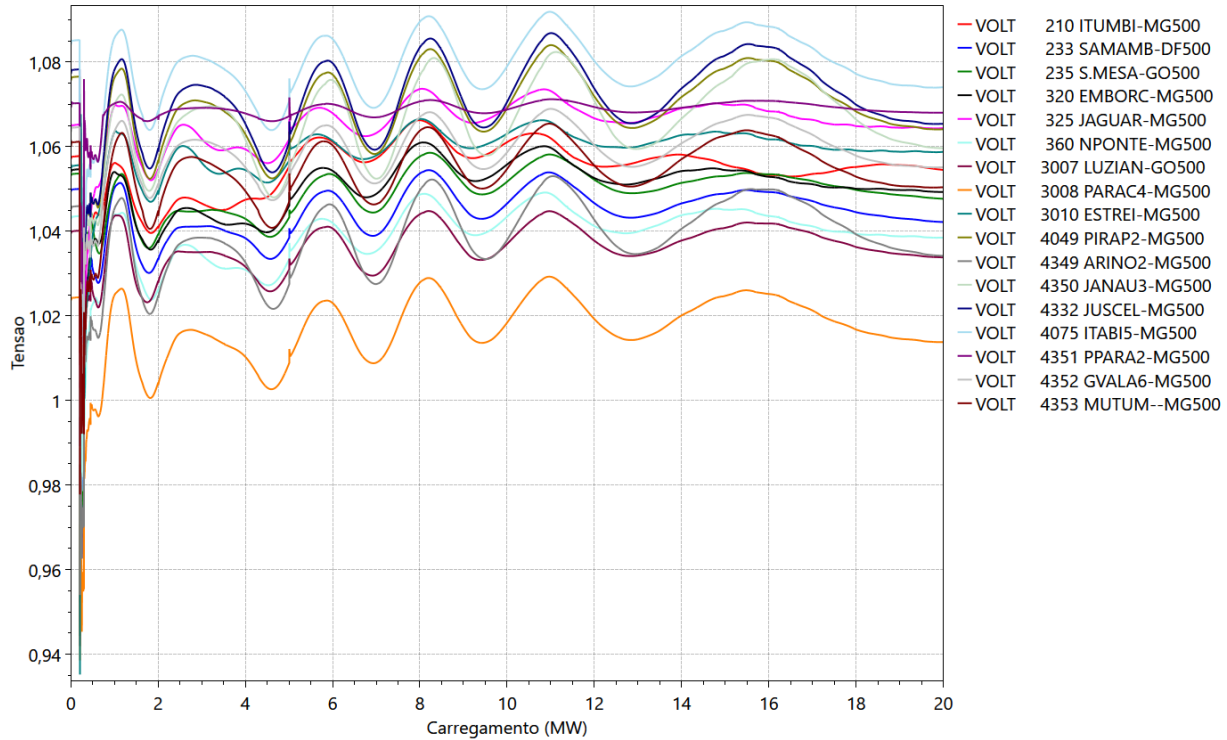


Pela inspeção das curvas torna-se evidente que a inclusão dos CS teve um impacto positivo no comportamento dinâmico do sistema frente à contingência estudada. Além disso, ressalta-se que a magnitude da oscilação após 10s foi reduzida para 2,0% e 2,4%, respectivamente, para os Casos 2 e 3.

Além dessa contingência, também foi analisada a perda dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2 seguida de falha de comutação nos elos HVDC e atuação

do SEP de Belo Monte. A seguir, a Figura 5-7 apresenta o resultado da simulação do Caso 1 considerando essa contingência.

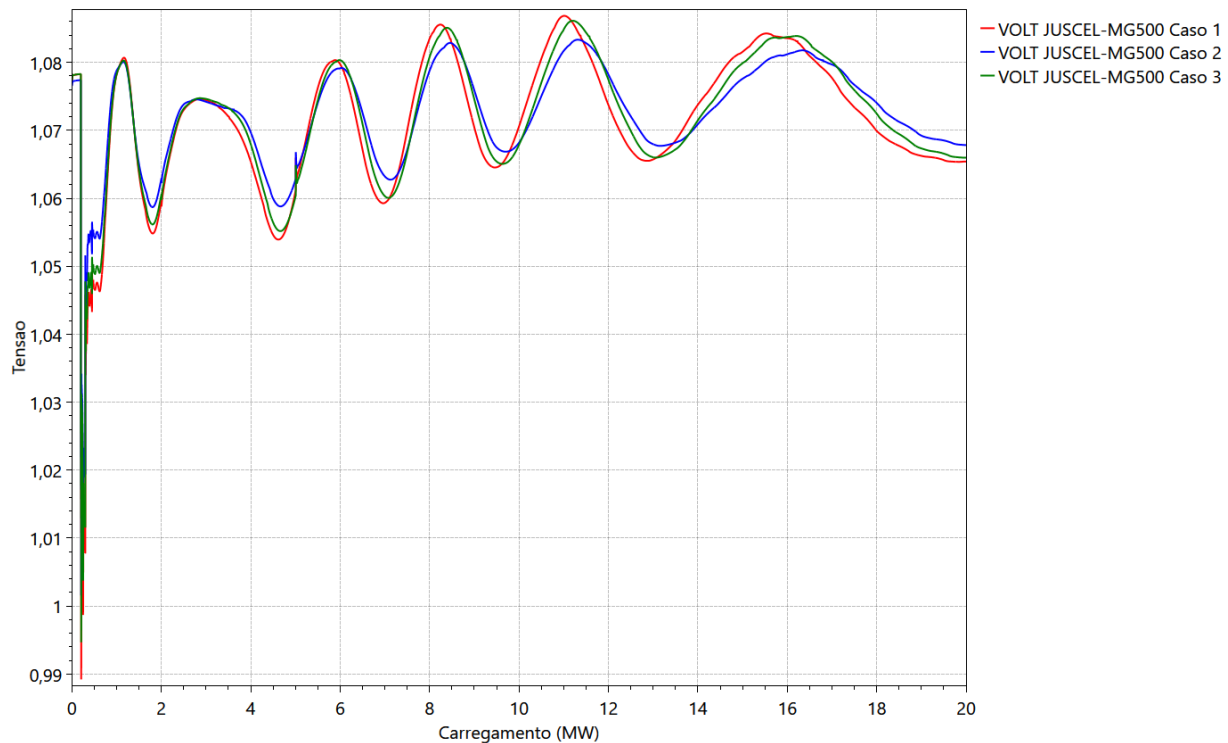
**Figura 5-7: Caso 1 – Contingência dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2**



Analogamente à primeira simulação apresentada, o barramento da SE Presidente Juscelino possui o maior comportamento oscilatório dentre todos, com magnitude da ordem de 2,1%.

A Figura 5-8 abaixo apresenta a tensão do barramento de Presidente Juscelino para as simulações dos Casos 2 e 3, também diante da contingência dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2.

**Figura 5-8: Comparação dos Casos 1, 2 e 3 – Contingência dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2**



Na mesma linha da contingência anterior, a inclusão dos CS apresentou um impacto positivo no comportamento dinâmico do sistema. A magnitude da oscilação após 10s foi reduzida para 1,5% e 1,9%, respectivamente, nos Casos 2 e 3.

Analisando os resultados apresentados, destaca-se a redução de 0,6% e 0,2% na magnitude da oscilação após 10s para os Casos 2 e 3, respectivamente, em comparação com o caso original (Caso 1). Portanto, fica evidenciado o benefício semelhante dos CS em ambas as soluções de implantação estudadas.

### 5.3 Controle de Tensão

Para avaliação dos benefícios sistêmicos do ponto de vista dos estudos de controle de tensão, foram organizados os resultados dos principais barramentos de 500 kV da RB da área MG considerando as três fases supramencionadas.

Importante dizer que para analisar esse aspecto do controle de tensão, foram realizadas apenas simulações estáticas considerando o ponto de operação mais crítico obtido com as premissas fixadas, e a adoção de todas as medidas

operativas existentes para controle de tensão, inclusive a abertura de linhas de transmissão como última opção. A partir desse caso mais severo, foram alocados os reatores (já consolidados e indicados no POTEE 2023 – 2ª Emissão) e CS nas subestações que dispunham de espaço físico com o objetivo de retornar com todas as linhas que foram inicialmente abertas para controlar a tensão da RB.

Nesse contexto, é esperado que as simulações considerando a ausência dos CS e o fechamento de todas as linhas de transmissão (Caso 1) indiquem barramentos com sobretensão na RB. No entanto, após a inclusão dos equipamentos indicados no estudo de 2022 (Caso 2), não são esperados problemas de sobretensão. O mesmo se aplica às alterações propostas nessa reavaliação (Caso 3). A Tabela 5-1 abaixo, apresenta o perfil de tensão dos dez barramentos de 500 kV mais críticos na área MG para as simulações dos Casos 1, 2 e 3.

**Tabela 5-1: Perfil de Tensão em pu dos barramentos de 500 kV mais críticos da área MG**

| Barramento 500 kV    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|----------------------|--------|--------|--------|
| Presidente Juscelino | 1,113  | 1,073  | 1,108  |
| Vespasiano 2         | 1,109  | 1,082  | 1,104  |
| Pirapora 2           | 1,103  | 1,079  | 1,096  |
| Neves                | 1,102  | 1,078  | 1,097  |
| Itabira 5            | 1,102  | 1,075  | 1,097  |
| Santos Dumont 2      | 1,102  | 1,072  | 1,094  |
| Buritizeiro 3        | 1,102  | 1,080  | 1,096  |
| São Gonçalo do Pará  | 1,101  | 1,081  | 1,095  |
| Itabirito            | 1,101  | 1,079  | 1,095  |
| Paracatu 4           | 1,100  | 1,078  | 1,084  |
| Nova Ponte 3 (*)     | 1,093  | 1,084  | 1,077  |

(\*) Apesar do barramento de Nova Ponte 3 não estar no rol dos dez mais críticos em termos de perfil de tensão, é importante trazer as informações desse barramento por fazer parte de uma das soluções apresentadas.

Com base nos resultados apresentados, verifica-se que a inclusão dos compensadores síncronos indicados no estudo de 2022 (Caso 2) demonstrou eficácia na mitigação dos problemas de sobretensão identificados no cenário inicial (Caso 1). No entanto, a proposta de alteração do ponto de conexão para a SE Nova Ponte 3 e a modulação da faixa indutiva dos CS (Caso 3) se mostrou insuficiente para solucionar o problema de sobretensão nas SE Presidente Juscelino e Vespasiano.

Assim, exclusivamente do ponto de vista de controle de tensão, será necessário adotar algum reforço adicional de compensação reativa. Esse reforço será

estudado em conjunto pelo ONS e pela EPE e a solução adequada será indicada de maneira coordenada em breve.

Para fins referenciais, recomenda-se idealmente a instalação de um reator adicional na SE Presidente Juscelino, uma vez que esse ponto é o mais crítico para o controle de tensão. Caso seja viável fisicamente, a instalação de um reator de -150 Mvar no barramento de 500 kV dessa subestação, com a mesma modulação dos reatores existentes, solucionaria a sobretensão identificada anteriormente na Tabela 5-1 para os barramentos de Presidente Juscelino e Vespasiano, resultando em uma tensão final na ordem de 1,098 pu para ambos.

## 5.4 Índices de Desempenho da Rede

Adicionalmente, além das análises apresentadas de estabilidade de tensão, estabilidade eletromecânica e estudo de controle de tensão, foram avaliados alguns dos índices mais relevantes sob a ótica da segurança dos sistemas elétricos de potência.

Essa avaliação considera a última configuração de rede analisada no âmbito dos estudos do PAR/PEL 2024, referente ao verão 2029-2030, já contemplando a presença do novo bipolo HVDC Graça Aranha – Silvânia. O cenário analisado considera a maximização da transferência de energia dos subsistemas Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste com elevados níveis de potência transmitida nos bipolos. Este é precisamente o cenário em que a adoção de medidas mitigadoras para falhas de comutação desses equipamentos se torna essencial.

Nesse contexto, a seguir, a Tabela 5-2 apresenta os índices de Potência de Curto-Circuito (Scc) para alguns dos principais barramentos de 500 kV da região de interesse. É importante mencionar que a Scc é uma das principais métricas utilizadas nas análises de robustez do sistema, determinando a capacidade do sistema elétrico de lidar com falhas frente a eventos de curto-circuito.

**Tabela 5-2: Potência de curto-circuito (Scc) para alguns barramentos de 500 kV**

| Scc (MVA)            |        |        |        |
|----------------------|--------|--------|--------|
| Barramento 500 kV    | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Presidente Juscelino | 17.628 | 19.615 | 17.738 |
| Paracatu 4           | 19.052 | 20.155 | 20.258 |
| Nova Ponte 3         | 27.912 | 28.292 | 30.102 |
| Estreito             | 29.090 | 29.271 | 29.366 |
| Terminal Rio         | 24.937 | 25.052 | 24.996 |
| Silvânia             | 20.882 | 21.007 | 21.126 |

Além disso, a seguir, a Tabela 5-3 apresenta os valores de *Multi-Infeed Interaction Short-Circuit Ratio* (MISCR), que é um parâmetro utilizado para avaliar a interação entre múltiplos pontos de injeção de potência de conversores HVDC conectados a uma mesma área ou sistema de corrente alternada.

**Tabela 5-3: *Multi-Infeed Interaction Short-Circuit Ratio* (MISCR) para os barramentos de 500 kV das inversoras**

| MISCR             |        |        |        |
|-------------------|--------|--------|--------|
| Barramento 500 kV | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Estreito          | 2,460  | 2,502  | 2,530  |
| Terminal Rio      | 2,415  | 2,459  | 2,470  |
| Silvânia          | 2,635  | 2,657  | 2,713  |

As análises apresentadas indicam que a adoção dos CS não apenas melhorou o comportamento dinâmico do sistema frente a contingências, mas também teve um impacto positivo em alguns dos principais índices relacionados à segurança e confiabilidade dos sistemas de potência.

Por exemplo, ao comparar os resultados do Caso 3 e 1, observa-se um aumento de 1,2% e 0,9% nos valores de Scc, considerando os barramentos das estações inversoras de Silvânia e Estreito, respectivamente. Além disso, o MISCR apresentou um crescimento de 3,0% em Silvânia e de 2,8% em Estreito.

Referencialmente, um valor de 3 para o índice MISCR está associado a uma menor propensão a fenômenos indesejados, como interações de controle, oscilações e

intermitência da corrente DC. Esses fenômenos podem prolongar os tempos de recuperação de falhas de comutação, causar sobretensões e até mesmo levar à instabilidade do sistema, com risco de desligamentos intempestivos.

É fundamental destacar ainda que os benefícios obtidos com a implementação dos compensadores síncronos em Minas Gerais podem não se refletir em um aumento imediato dos limites das interligações. No entanto, espera-se um reforço significativo na segurança do sistema diante de contingências extremamente críticas, especialmente durante situações de máxima exploração do sistema de transmissão inter-regional.

## 6 Avaliações de Custos da Solução

Dada a particularidade da expansão da rede de transmissão para escoamento da geração fotovoltaica nas regiões Norte e Oeste de Minas Gerais, cuja injeção de potência ocorre predominantemente por meio de inversores, e considerando o ritmo acelerado de acessos à rede e a flexibilidade necessária para gerenciar as variações de carregamento previstas para linhas de transmissão de importância sistêmica, identificou-se a necessidade de se implantar equipamentos de compensação reativa variável de resposta rápida. Essa medida visa atender a múltiplos cenários operativos e possíveis contingências na rede.

A compensação via manobras de reatores e capacitores foi descartada, pois sua resposta não se mostrou adequada para as demandas dinâmicas do sistema, o que inviabilizou sua inclusão na comparação técnico-econômica. Portanto, considerando a necessidade de controle reativo variável, bem como a capacidade de elevar os níveis de curto-circuito em redes com alta penetração de inversores, os compensadores síncronos foram adotados como solução de referência para os pontos analisados.

Conforme detalhado na Tabela 6-1, são estimados custos da ordem de R\$ 790 milhões para a implantação da solução referencial.

**Tabela 6-1: Custos totais estimados**

| Descrição                                           | Qtde | Custo Unitário<br>(sem fator) | Custo Total       |
|-----------------------------------------------------|------|-------------------------------|-------------------|
| <b>SE 500 kV PARACATU 4 (Ampliação/Adequação)</b>   |      |                               | <b>265.523,41</b> |
| Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-200/+300) Mvar    | 1,0  | 229.910,63                    | 229.910,63        |
| CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM     | 1,0  | 14.808,65                     | 14.808,65         |
| IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM     | 1,0  | 13.649,81                     | 13.649,81         |
| MIM - 500 kV                                        | 1,0  | 4.105,13                      | 4.105,13          |
| MIG-A                                               | 1,0  | 3.049,19                      | 3.049,19          |
| <b>SE 500 kV NOVA PONTE 3 (Ampliação/Adequação)</b> |      |                               | <b>527.997,63</b> |
| Compensador Síncrono 69 kV, 2 x (-200/+300) Mvar    | 2,0  | 229.910,63                    | 459.821,26        |
| CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM     | 2,0  | 14.808,65                     | 29.617,30         |
| IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM     | 2,0  | 13.649,81                     | 27.299,62         |
| MIM - 500 kV                                        | 1,0  | 8.210,26                      | 8.210,26          |
| MIG-A                                               | 1,0  | 3.049,19                      | 3.049,19          |

## 7.1 Paracatu 4



|                                                                                     |                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
|  | - BANCO TR3 E ENTRADA DE LINHA 138KV           |
|  | - NEOENERGIA                                   |
|  | - UFV BOA SORTE                                |
|  | - CONSULTA EPE 0306/2024 - LTS ARAXÁ 3 - C1/C2 |
|  | - CONSULTA EPE 045/2023 - COMPENSADOR SINCRONO |
|  | - EXISTENTE                                    |

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE 500 KV

1 - DIMENSÕES EM METRO.

### Posicionamento referencial dos novos compensadores síncronos

|                                                                                                                                                                                                                                               |          |                  |  |         |             |             |         |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------------|--|---------|-------------|-------------|---------|
| 3                                                                                                                                                                                                                                             |          |                  |  |         |             |             |         |
| 2                                                                                                                                                                                                                                             |          |                  |  |         |             |             |         |
| 1                                                                                                                                                                                                                                             |          |                  |  |         |             |             |         |
| 0                                                                                                                                                                                                                                             | 26/05/24 | EM USO INICIAL   |  |         | 558h        | 558h        |         |
| Nº                                                                                                                                                                                                                                            | Data     | Nome do Recebido |  |         | Subsistema  | Arquivo     | Período |
|                                                                                                                                                                                                                                               |          |                  |  |         | Operacional | Operacional | Subst.  |
|  <div style="display: inline-block; vertical-align: middle; text-align: center;"> <p><b>SERRA DA MESA</b></p> <p>TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.</p> </div> |          |                  |  |         |             |             |         |
| Apex:                                                                                                                                                                                                                                         |          | Res. Tec:        |  | CHTA Nº | Estado:     |             | Verif:  |

## 7.2 Nova Ponte 3



 Posicionamento referencial dos novos compensadores síncronos

## Lista de figuras e tabelas

### Figuras

|                                                                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1-1: Diagrama eletrogeográfico do sistema da área Minas Gerais                                                                                            | 4  |
| Figura 2-1: Localização geográfica das subestações indicadas no PAR/PEL 2022                                                                                     | 6  |
| Figura 5-1: Localização geográfica das subestações considerando a nova proposta.                                                                                 | 11 |
| Figura 5-2: Curva PxV – Simulação do caso sem nenhum dos síncronos (Caso 1)                                                                                      | 12 |
| Figura 5-3: Curva PxV – Simulação dos casos com a proposta inicial de alocação dos CS e a proposta alterada (Casos 2 e 3) sem maximização da contribuição dos CS | 13 |
| Figura 5-4: Curva PxV – Simulação dos Casos 2 e 3 com maximização da contribuição dos CS                                                                         | 14 |
| Figura 5-5: Caso 1 – Contingência dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2                                                                         | 15 |
| Figura 5-6: Comparação dos Casos 1, 2 e 3 – Contingência dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2                                                  | 16 |
| Figura 5-7: Caso 1 – Contingência dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2                                                                                     | 17 |
| Figura 5-8: Comparação dos Casos 1, 2 e 3 – Contingência dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2                                                              | 18 |

### Tabelas

|                                                                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 5-1: Perfil de Tensão em pu dos barramentos de 500 kV mais críticos da área MG                                | 19 |
| Tabela 5-2: Potência de curto-circuito (Scc) para alguns barramentos de 500 kV                                       | 21 |
| Tabela 5-3: <i>Multi-Infeed Interaction Short-Circuit Ratio</i> (MISCR) para os barramentos de 500 kV das inversoras | 21 |
| Tabela 6-1: Custos totais estimados                                                                                  | 23 |