



NOTA TÉCNICA

METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO E ALOCAÇÃO DE SOLUÇÕES DE COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE REATIVOS NO SIN

JUNHO DE 2025

■ Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Thaís Pacheco Teixeira

Equipe Técnica

Gustavo Cezimbra Borges Leal

Matheus Rosa Nascimento

Rodrigo Gomes Martins

Rodrigo Rodrigues Cabral

Tiago Campos Rizzotto

Yuri Rosenblum de Souza



e p e



VALOR PÚBLICO

ESTE DOCUMENTO TEM COMO PROPÓSITO CONTRIBUIR DE MANEIRA DIRETA PARA A PROMOÇÃO DE SEGURANÇA, CONFIABILIDADE E SUSTENTABILIDADE PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN), EM ESPECIAL EM UM CONTEXTO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, COM A CRESCENTE PARTICIPAÇÃO DE FONTES DE GERAÇÃO RENOVÁVEL VARIÁVEL (VRE).

AO PROPOR UMA METODOLOGIA PARA DIAGNÓSTICO E ALOCAÇÃO DE SOLUÇÕES DE COMPENSAÇÃO DINÂMICA DE REATIVOS, ESTE TRABALHO VISA MITIGAR RISCOS DE INSTABILIDADE DE TENSÃO, REFORÇAR O CONTROLE DE TENSÃO EM REGIÕES CRÍTICAS E ASSEGURAR A MANUTENÇÃO DA QUALIDADE E CONFIABILIDADE NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, FUNDAMENTAIS PARA O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL DO PAÍS, EM CENÁRIOS DE ELEVADA PENETRAÇÃO DE VRE.

A ADOÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA FORTALECE A CAPACIDADE DO SIN DE ACOMODAR A EXPANSÃO DA GERAÇÃO RENOVÁVEL, NUMA ABORDAGEM QUE CONCILIA SEGURANÇA, RACIONALIDADE ECONÔMICA E SUSTENTABILIDADE, ORIENTANDO DECISÕES TÉCNICAS QUE OTIMIZEM O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E A UTILIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE REDE EXISTENTE.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este documento apresenta uma metodologia para diagnóstico e alocação de soluções de compensação dinâmica de reativos no Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco na mitigação de problemas de estabilidade de tensão, em um cenário de crescente penetração de geração renovável variável (do inglês, *Variable Renewable Energy - VRE*), predominantemente conectada à rede elétrica por meio de conversores (do inglês, *Inverter-Based Resources - IBRs*).

A metodologia proposta foi desenvolvida a partir de ampla pesquisa bibliográfica, incluindo a análise de documentos de referência internacionais adotados por operadores de rede ao redor do mundo. Ela combina a aplicação de índices estáticos com simulações de estabilidade eletromecânica, de modo a proporcionar um diagnóstico robusto do desempenho do sistema quando submetido a contingências severas. Como conclusão principal, destaca-se a relevância das análises dinâmicas, uma vez que os índices estáticos, embora úteis como instrumento preliminar, não capturam adequadamente os fenômenos associados à estabilidade de tensão e ao comportamento transitório dos IBRs. Desse modo, pode-se concluir que nenhuma métrica estática, isoladamente, é suficiente para tomada de decisão.

O documento também aborda os desafios para aplicação da metodologia no contexto atual do SIN, relacionados, principalmente, ao elevado grau de incerteza nos modelos de geração eólica e solar atualmente disponíveis na base de dados de transitórios eletromecânicos. Esses modelos foram ajustados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com o objetivo de garantir maior paridade entre o resultado das simulações elétricas e o comportamento do SIN durante a ocorrência da perturbação elétrica do dia 15 de agosto de 2023 [1], trazendo como efeito nas simulações a redução da contribuição de potência reativa por essas usinas durante perturbações, condição que acaba, por vezes, resultando em desempenho inferior aos requisitos mínimos de injeção de corrente reativa sob defeito estabelecidos nos Procedimentos de Rede, especialmente para as plantas com data de entrada em operação posterior a 2017.

Essa redução do suporte reativo durante faltas, distribuída nos pontos de conexão das usinas VRE, tem provocado uma deterioração do desempenho elétrico do sistema nas simulações de estabilidade eletromecânica, sobretudo em cenários de alta geração renovável, aumentando a propensão ao colapso de tensão em diversas regiões e expondo fragilidades antes não observadas, quando da utilização dos modelos oficiais disponíveis antes do evento.

Diante das incertezas e das limitações temporárias nos modelos atualmente disponíveis, este documento recomenda a instalação de compensadores síncronos em pontos críticos, mapeados dentro de uma área de elevada inserção de VRE, de modo a mitigar o risco de colapsos de tensão em cenários de elevada geração por essas usinas. Foram recomendadas quatro unidades de compensadores síncronos de 300 MVA, sendo 1 unidade na SE 500 kV Ceará Mirim II, 2 unidades na SE 500 kV Morada Nova e 1 unidade na SE 500 kV Quixadá. Essas recomendações foram orientadas pela lógica do mínimo arrependimento, uma vez que as soluções propostas estão harmonizadas com as ampliações de rede já previstas em outros estudos em andamento conduzidos pela EPE, associados à expansão da capacidade de exportação da Região Nordeste, trazendo benefícios garantidos ao sistema elétrico. Cabe destacar que a referida solução, além de agregar maior margem de segurança para a operação do SIN, poderá contribuir, também, com a redução do *curtailment* de geração no horizonte de curto prazo.

O documento também ressalta que o diagnóstico e definição de soluções para uma área mais ampla do SIN deverá ocorrer em fase posterior, em estudo com início previsto para o segundo semestre de 2025, quando se espera maior avanço no processo de validação dos modelos¹ de usinas eólicas e solares

¹ Até a data de publicação desta Nota Técnica, o percentual de modelos validados na Base de Dados do SIN é de 25% das usinas eólicas e de 12% das usinas fotovoltaicas. Os demais modelos são os que foram ajustados com o objetivo de garantir maior paridade entre o resultado das simulações elétricas e o comportamento do SIN durante a ocorrência da perturbação elétrica do dia 15 de agosto de 2023.

fotovoltaicas, atualmente em andamento, em esforço conjunto entre o ONS e os agentes de geração, conforme providências estabelecidas a partir do Relatório de Análise da Perturbação – RAP 0012/2023.

O faseamento dos estudos aqui proposto busca trazer racionalidade econômica e evitar arrependimentos na recomendação de expansões de rede que poderiam ocorrer caso o estudo completo fosse realizado com a base de dados atualmente disponível, dada a dificuldade de, neste caso, distinguir os problemas relacionados ao maior conservadorismo adotado nos modelos, dos problemas efetivos de desempenho de rede.

Adicionalmente, de modo a otimizar o planejamento da expansão e a utilização da infraestrutura de rede existente, é importante que para a solução dos problemas de controle de tensão em questão, motivados pela redução do suporte de reativos entregue pelos modelos das plantas VRE após agosto de 2023, sejam consideradas não apenas novas instalações de transmissão, como compensadores síncronos concentrados em pontos específicos do sistema, mas também outras soluções técnicas, como, por exemplo, a realização de eventuais *upgrades* nos sistemas de controle e conexão das plantas VRE ao SIN, permitindo que essas atuem mais efetivamente no suporte dinâmico de tensão do sistema, de forma distribuída e possivelmente mais efetiva para o controle de tensão, se esta for uma alternativa técnica e economicamente viável.

Outro apontamento desta Nota Técnica é a importância da busca constante por aprimoramentos nos requisitos técnicos mínimos exigidos para a conexão de recursos baseados em inversores no SIN, o que tem sido uma preocupação também dos operadores de rede ao redor do mundo, como ilustrado nas Seções 2.3 e 4.1. Nesse sentido, destaca-se a importância do processo de atualização dos procedimentos de rede em curso, coordenado pela ANEEL e ONS, e do envolvimento da EPE nas discussões, para assegurar a internalização da visão das necessidades de longo prazo do sistema elétrico no estabelecimento desses requisitos.

Por fim, este trabalho reforça a importância de se incorporar, de forma sistemática, no processo de planejamento e operação, análises dinâmicas rigorosas e uma visão integrada de soluções, capazes de assegurar resiliência, segurança, bem como sustentabilidade na expansão do SIN frente aos desafios impostos pela crescente participação de fontes renováveis.

■ Sumário

| | |
|---|-----------|
| SUMÁRIO EXECUTIVO | 6 |
| 1. Introdução | 10 |
| 1.1. Contextualização | 10 |
| 1.2. Evidências da necessidade de ampliação de recursos de suporte de reativos no SIN | 10 |
| 1.3. Objetivo | 11 |
| 2. Revisão bibliográfica: Conexão de IBRs em redes fracas..... | 11 |
| 2.1. Introdução | 11 |
| 2.2. Índices de robustez..... | 12 |
| 2.3. Experiências internacionais | 15 |
| 2.3.1. Chile | 15 |
| 2.3.2. USA (Texas - ERCOT) | 16 |
| 2.3.3. Austrália (AEMO) | 17 |
| 2.3.3.1. Caso real apresentado em [3] | 17 |
| 2.3.3.2. Diretrizes para avaliação de impacto na robustez do sistema..... | 18 |
| 2.3.4. Coreia do Sul | 19 |
| 2.4. Limitação das métricas de robustez estáticas..... | 20 |
| 3. Evolução das definições de estabilidade frente à maior inserção de IBRs em sistemas de potência | 21 |
| 3.1. Estabilidade de sistemas de potência | 21 |
| 3.2. Avaliação da estabilidade de tensão | 23 |
| 3.2.1. Análise estática..... | 23 |
| 3.2.2. Análise quase-estática | 23 |
| 3.2.3. Análise dinâmica..... | 24 |
| 4. Evolução dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de IBRs | 26 |
| 4.1. Experiências internacionais (ERCOT, AESO, NESO e ONS) | 26 |
| 5. Metodologia proposta para diagnóstico e alocação de soluções no planejamento da expansão do SIN..... | 28 |
| 5.1. Critérios para estudos elétricos..... | 28 |
| 5.2. Metodologia proposta..... | 29 |
| 6. Aplicação da metodologia em estudo de caso prático no SIN | 31 |
| 6.1. Considerações sobre a base de dados de transitórios eletromecânicos | 32 |
| 6.2. Análise estática..... | 33 |
| 6.3. Análise dinâmica..... | 35 |
| 6.4. Recomendações | 39 |
| 7. Conclusões e perspectivas para melhorias futuras | 40 |
| 8. Referências | 42 |
| 9. Anexos – Consultas de Viabilidade | 44 |
| 9.1. Subestação Ceará Mirim II..... | 44 |
| 9.2. Subestação Quixadá | 52 |

■ Lista de Ilustrações

| | |
|--|----|
| Figura 2-1: Exemplo de um sistema com elevada inserção de IBRs. | 12 |
| Figura 2-2: Sistema equivalente para cálculo do CSCR [4]. | 13 |
| Figura 2-3: Fluxograma do processo de conexão ou alteração de plantas – AEMO [10]. | 18 |
| Figura 3-1: Classificação dos estudos de estabilidade [13]. | 22 |
| Figura 3-2: Estudos de avaliação da estabilidade de tensão. | 23 |
| Figura 3-3: Exemplo de curvas P-V e Q-V. | 24 |
| Figura 3-4: Requisitos de tensão transitória - ISO-NE [15]. | 25 |
| Figura 4-1: Análise comparativa dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de recursos baseados em inversores – ONS [16], NESO [17], AESO [18] e ERCOT [19]. | 27 |
| Figura 5-1: Fluxograma da metodologia proposta para alocação de potência reativa. | 29 |
| Figura 6-1: Potência reativa de um modelo de usina solar – evolução a partir de agosto de 2023. | 33 |
| Figura 6-2: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – tensão nas SEs de usinas eólicas e solares. | 35 |
| Figura 6-3: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – variação de potência reativa das usinas eólicas e solares. | 36 |
| Figura 6-4: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – tensão nas SEs em 500 KV do Ceará. | 36 |
| Figura 6-5: Cen2 - Curto-circuito monofásico na SE 230 kV Banabuiú com abertura da LT 230 kV Banabuiú-Aquiraz II C1 – tensão nas SEs em 230 kV do Ceará. | 37 |
| Figura 6-6: Cen2 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV C.Mirim II com abertura da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III C1 – tensão nas SEs em 500 kV. | 37 |
| Figura 6-7: Cen2 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV C.Mirim II com abertura da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III C1 – tensão nas SEs em 500 kV do Ceará. | 38 |
| Figura 6-8: Cen1 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá com abertura da LT 500 kV Quixadá-Crateús – tensão nas SEs em 500 KV do Ceará. | 38 |
| Figura 6-9: Cen1 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá com abertura da LT 500 kV Quixadá-Crateús – potência reativa dos CS. | 39 |

■ Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 2-1: Comparação dos índices de robustez [4]. | 15 |
| Tabela 5-1: Limites de tensão em regime permanente. | 28 |
| Tabela 6-1 – Índices de robustez calculados. | 34 |
| Tabela 6-2: Obras recomendadas em subestações de Rede Básica. | 39 |
| Tabela 6-3: Custos das obras recomendadas. | 39 |

1. Introdução

1.1. Contextualização

A participação de fontes renováveis variáveis, como solar e eólica, tem crescido rapidamente na matriz elétrica de diversos países. Essas fontes podem se conectar ao sistema elétrico diretamente, necessitando somente de um transformador elevador, caso de algumas usinas eólicas, ou por inversores, caso obrigatório para as usinas solares. Assim, à medida que essas tecnologias se expandem, aumenta também a presença de recursos IBR (do inglês, *Inverter-Based Resources*) nos sistemas elétricos.

Por sua natureza eletrônica, esses equipamentos não contribuem diretamente para a inércia do sistema nem para a corrente de curto-circuito, como fazem os geradores síncronos. Isso tem resultado em uma redução significativa da inércia total da rede e da capacidade de resposta a curtos-circuitos, o que agrava os desafios relacionados à estabilidade dinâmica do sistema.

A redução dos requisitos acima mencionados diminui a capacidade de manutenção dos valores de tensão e frequência dentro de limites normativos, principalmente em cenários críticos, caracterizados por elevada geração renovável variável (do inglês, *Variable Renewable Energy – VRE*) e contingências na rede de transmissão.

Além disso, quando comparados a geradores síncronos de grande porte, os inversores, em geral, não suportam correntes elevadas durante curtos-circuitos, o que aumenta a susceptibilidade a cortes de geração, em caso de contingências. Portanto, é essencial uma compreensão abrangente dos novos fenômenos que surgem com o aumento da inserção de IBRs, bem como a proposição de medidas de mitigação.

Nesse contexto, novos equipamentos de compensação reativa variável, como os compensadores síncronos, foco desta Nota Técnica, são alternativas consolidadas, capazes de agregar inércia, capacidade de curto-circuito e dar suporte ao controle dinâmico de reativos, contribuindo, assim, para a maior segurança do sistema ao qual estão conectados.

Os aspectos elencados evidenciam a necessidade de se aprofundar no diagnóstico e definição de soluções para aumentar a segurança e resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente diante do aumento expressivo de IBRs ocorrido nos últimos anos. Para isso, é apresentada, neste documento, uma proposta metodológica que visa orientar a tomada de decisão para a alocação estratégica de soluções.

1.2. Evidências da necessidade de ampliação de recursos de suporte de reativos no SIN

A perturbação ocorrida em 15/08/2023 às 08h30min, iniciada com o desligamento automático da linha de transmissão de 500 kV Quixadá – Fortaleza II, resultou em um efeito cascata no sistema. O distúrbio levou à interrupção de 23.368 MW de carga do SIN, cerca de 31% da carga naquele momento, afetando 25 estados e o Distrito Federal. Após esse evento, o diagnóstico conduzido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) constatou uma incompatibilidade entre os modelos computacionais de usinas eólicas e fotovoltaicas e o respectivo desempenho real dos equipamentos, no tocante ao suporte dinâmico de potência reativa e ao controle de tensão.

Esse comportamento insatisfatório levou ao desenvolvimento de uma base de dados ajustada, com modelos mais conservadores para as usinas de geração renovável variável. Nesses novos modelos, a contribuição de potência reativa durante falta foi desconsiderada ou diminuída drasticamente, levando a um déficit de potência reativa dinâmica durante transitórios. Essa modificação, que buscava garantir maior margem de segurança à operação do sistema, reduziu a capacidade de transmissão abaixo do planejado e indicou um desempenho do sistema inferior ao observado em análises anteriores (realizadas com base nos modelos oficiais disponíveis pré-perturbação). Essas reduções resultaram em maiores restrições à inserção de novas usinas do tipo IBR no SIN, conforme Nota Técnica NT-ONS DPL 0008/2025 [1].

À luz do exposto, a referida Nota Técnica recomendou a instalação de dois compensadores síncronos na SE 500 kV Açú III e outro na SE 500 kV João Câmara III, todos com 300 MVA de capacidade [1]. Esses equipamentos podem, segundo o estudo, ajudar a mitigar cerca de 500 MW de cortes de geração renovável no Ceará e no Rio Grande do Norte, mas não seriam suficientes para resolver todas as questões de controle e estabilidade de tensão atualmente identificadas no SIN, a partir de estudos com a base de dados ajustada.

Cabe destacar que o diagnóstico e busca por soluções mais abrangentes, poderá ser realizada pelo planejamento de forma mais precisa e assertiva após a atualização da Base de Dados para Estudos de Estabilidade Eletromecânica do SIN, quando os modelos ajustados, cuja corrente reativa durante falta foi desconsiderada ou diminuída drasticamente, forem substituídos pelos modelos validados junto aos agentes de geração, visto que a contribuição de potência reativa durante defeitos, atualmente limitada, está preconizada em procedimentos de rede.

O contexto atual demanda, portanto, soluções cuja assertividade depende diretamente da confiabilidade na modelagem dinâmica dos equipamentos integrados ao SIN. Adicionalmente, devido à complexidade na definição da compensação reativa em um sistema com diversas fontes não controláveis, a recomendação de novos equipamentos exige uma abordagem detalhada e baseada em diferentes variáveis de decisão, que devem ser consideradas de forma estruturada, visando alcançar o adequado desempenho elétrico sob a perspectiva dos estudos de planejamento da expansão.

1.3. Objetivo

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar a metodologia adotada pela EPE para diagnóstico e tomada de decisão para alocação de equipamentos de compensação reativa variável no horizonte de planejamento da expansão de longo prazo do SIN.

Para fundamentar a metodologia proposta, foi realizada uma revisão bibliográfica abrangente sobre metodologias e experiências internacionais relacionadas à inserção massiva de IBRs em sistemas de potência. Essa revisão tem como objetivo apresentar os principais desafios associados a esse novo paradigma, com ênfase na instabilidade de tensão — fenômeno fortemente vinculado à insuficiência de compensação reativa e capacidade de curto-circuito nas redes elétricas. A metodologia desenvolvida pela EPE visa orientar a alocação de novas soluções, com o propósito de aprimorar o desempenho sistêmico do SIN.

2. Revisão bibliográfica: Conexão de IBRs em redes fracas

2.1. Introdução

Nos estudos de planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos de potência, a definição e garantia de requisitos mínimos de robustez e estabilidade do sistema são cruciais para assegurar uma operação segura e confiável.

Em sistemas de grande porte, como o SIN, desafios adicionais são impostos pela massiva inserção de IBRs, que devido a fatores técnicos, econômicos e ambientais, muitas vezes estão conectados em locais afastados dos geradores síncronos existentes, resultando na redução dos níveis de curto-circuito locais [2], [3].

A Figura 2-1 mostra o diagrama esquemático de um sistema com elevada inserção de geração IBR num determinado Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

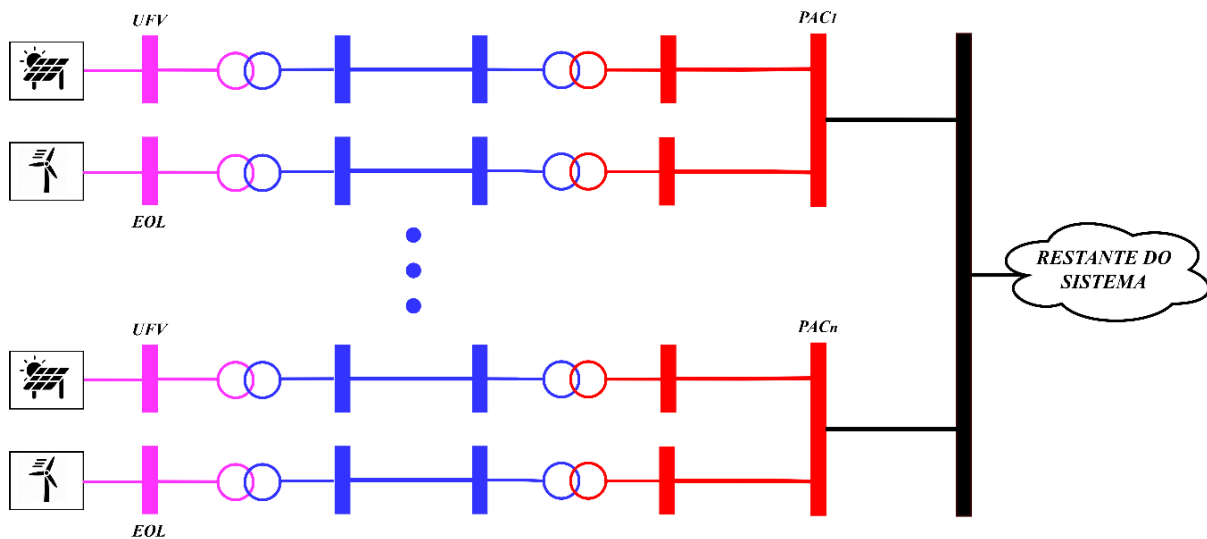


Figura 2-1: Exemplo de um sistema com elevada inserção de IBRs.

Diante da elevada inserção de IBRs experimentada no Brasil e no mundo, diversos índices de robustez foram propostos na literatura com o intuito de possibilitar a identificação de pontos vulneráveis em sistemas elétricos. Esses índices têm como objetivo monitorar, de forma preliminar, locais onde a adição de equipamentos que contribuam com potência de curto-circuito é oportuna e/ou a conexão de novos IBRs deve ser evitada.

Contudo, o desempenho elétrico de novos equipamentos — sejam síncronos ou baseados em inversores — depende de diversos fatores, só podendo ser avaliado de forma conclusiva por meio de análises específicas que considerem a dinâmica desses equipamentos e do sistema elétrico. Com isso em mente, será apresentado um panorama geral da literatura relacionada ao problema de alocação de compensação reativa e capacidade de curto-circuito.

2.2. Índices de robustez

A métrica mais direta e amplamente utilizada na literatura é a razão de curto-circuito (do inglês, *Short Circuit Ratio* - SCR), a qual indica a robustez de determinado ponto de conexão (geralmente o PAC) e é calculada pela Eq. (2-1) [4]:

$$SCR_i = \frac{SCC_i}{P_{nom,i}^{IBRS}} \quad (2-1)$$

sendo:

- SCC_i : nível de curto-circuito trifásico da i -ésima barra do sistema (em unidades de MVA, desconsiderando a contribuição dos IBRs conectados);
- $P_{nom,i}^{IBRS}$: potência ativa nominal dos IBRs conectados à i -ésima barra do sistema (em MW).

É importante ressaltar que o SCR pode ser calculado para uma condição de operação específica, substituindo o valor da potência nominal dos IBRs, a qual aparece no denominador da Eq. (2-1), pela potência injetada nesta condição. De forma intuitiva, o SCR indica a sensibilidade da respectiva barra em responder a variações de potência ativa e reativa. Assim, um barramento com SCR baixo (considerado fraco) é muito sensível a variações de potência, isto é, uma pequena variação de potência reativa injetada ou absorvida resulta em alterações consideráveis e rápidas de tensão. Nesse caso, este barramento é considerado vulnerável a problemas de instabilidade e pode necessitar de recursos adicionais de controle de tensão. Por outro lado, um barramento com SCR alto (considerado forte), é pouco sensível a variações de potência e, portanto, robusto ou mais avesso a problemas de instabilidade de tensão [4].

Apesar do SCR ser o índice mais aplicado na identificação de pontos vulneráveis de sistemas de potência, a aplicação direta deste para regiões nas quais há uma alta penetração de IBRs pode ser ineficaz. Isso se deve ao fato da Eq. (2-1) não levar em consideração a influência de outros IBRs em proximidade elétrica à barra em análise. Assim, ao longo dos anos, diversos índices alternativos foram propostos para contornar o problema de se calcular razões de curto-circuito otimistas [1] - [5]. A primeira delas, a razão de curto-circuito composta (do inglês, *Composite Short Circuit Ratio* - CSCR), estima a impedância equivalente do sistema vista por múltiplos IBRs através da construção de uma barra de média tensão equivalente para todos os IBRs de interesse, conforme mostra a Figura 2-2. Portanto, o CSCR é definido pela Eq. (2-2):

$$CSCR = \frac{SCC}{\sum_i^n P_{nom,i}^{IBRs}} \quad (2-2)$$

onde:

- SCC: nível de curto-circuito trifásico composto da barra de média tensão equivalente (em unidades de MVA, desconsiderando a contribuição dos IBRs conectados);
- $P_{nom,i}^{IBRs}$: potência ativa injetada pelos IBRs conectados à barra de média tensão (em MW);
- n : quantidade de IBRs considerada no equivalente.

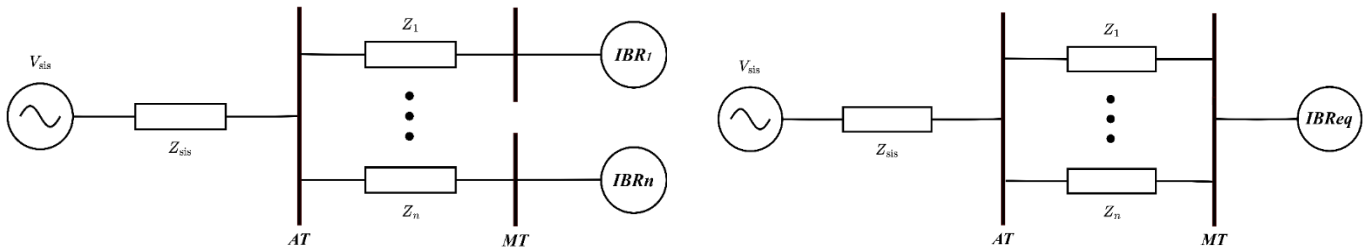


Figura 2-2: Sistema equivalente para cálculo do CSCR [4].

Outra métrica desenvolvida é a razão de curto-circuito ponderada (do inglês, *Weighted Short Circuit Ratio* – WSCR), usualmente aplicada na definição de limites operacionais da transmissão total de potência dos IBRs através de determinadas interconexões do sistema, e é definida pela Eq. (2-3):

$$WSCR = \frac{\sum_i^n SCC_i \times P_i^{IBRs}}{(\sum_i^n P_i^{IBRs})^2} \quad (2-3)$$

sendo:

- SCC_i : nível de curto-circuito trifásico da i -ésima barra do sistema (em unidades de MVA, desconsiderando a contribuição dos IBRs conectados);
- P_i^{IBRs} : potência ativa injetada pelos IBRs conectados à i -ésima barra do sistema (em MW);
- n : quantidade de IBR que tem interação total com a i -ésima barra.

Os índices CSCR e WSCR determinam a força do sistema considerando múltiplos IBR. No entanto, eles não levam em conta a distância elétrica, e portanto, os diferentes níveis de interação entre barras dos IBRs e as barras de interesse. Essas lacunas foram superadas por dois diferentes índices: a relação de curto-circuito com fatores de interação (do inglês, *Multi-Infeed Short Circuit Ratio* - MISCR) e a relação de curto-circuito dependente do local (do inglês, *Site Dependent Short Circuit Ratio* - SDSCR).

Sendo assim, o índice MISCR leva em consideração não apenas a potência injetada por IBR próximos, mas também a contribuição da relação de impedâncias da rede na redução da potência de curto-circuito da i -ésima barra. Isto posto, o MISCR é definido pela Eq. (2-4):

$$MISCR_i = \frac{SCC_i}{P_{nom,i}^{IBRs} + \sum_j^n (MIIF_{j,i} \times P_{nom,j}^{IBRs})} \quad (2-4)$$

sendo:

- SCC_i : nível de curto-circuito trifásico da i -ésima barra do sistema (em unidades de MVA, desconsiderando a contribuição dos IBRs conectados);
- $P_{nom,i}^{IBRs}, P_{nom,j}^{IBRs}$: potência ativa nominal dos IBRs conectados à i -ésima e à j -ésima barra do sistema, respectivamente (em MW);
- $MIIF_{j,i}$: fator de interação *Multi-Infeed* da j -ésima barra em relação a i -ésima barra, definido pela Eq. (2-5);
- n : conjunto de barras com IBRs próximas à i -ésima barra.

onde:

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (2-5)$$

O MIIF estima a influência que a i -ésima barra exerce sobre a barra vizinha, sendo ΔV_j a variação percentual de tensão ocasionada na j -ésima pela variação de 1% na tensão da i -ésima barra ($\Delta V_i = 1\%$). Esse índice é usualmente calculado a partir de programas de estabilidade eletromecânica, onde um reator é conectado à i -ésima barra para causar 1% de variação de tensão. A escala do grau de interação entre duas barras é definida de acordo com os seguintes intervalos de referência:

- $0,00 \leq MIIF_{j,i} < 0,15$ (interação fraca);
- $0,15 \leq MIIF_{j,i} < 0,40$ (interação média);
- $0,40 \leq MIIF_{j,i} < 1,00$ (interação forte).

No caso em que $MIIF_{j,i} = 0,00$, a barra j é dita infinitamente distante da barra i . Por outro lado, quando $MIIF_{j,i} = 1,00$, as barras j e i podem ser consideradas como uma única.

Por fim, o SDSCR foi proposto em [6] também de forma a incluir as interações entre barras eletricamente próximas. Assim sendo, o SDSCR é definido pela Eq. (2-6):

$$SDSCR_i = \frac{|V_i|^2}{(P_i^{IBRs} + \sum_j^n (P_j^{IBRs} \times w_{i,j})) |Z_{i,i}|} \quad (2-6)$$

sendo:

- $|V_i|$: módulo da tensão da i -ésima barra do sistema;
- P_i^{IBRs} : potência ativa injetada pelos IBRs conectados à i -ésima barra do sistema;
- $|Z_{i,i}|$: módulo do elemento da matriz de impedâncias localizado na i -ésima linha e i -ésima coluna;
- n : conjunto de barras com IBR próximas à i -ésima barra.

onde o termo w_{ij} é definido pela Eq. (2-7):

$$w_{i,j} = \frac{Z_{i,j}}{Z_{i,i}} \left(\frac{V_i}{V_j} \right)^* \quad (2-7)$$

com:

- $Z_{i,j}$: elemento da matriz de impedâncias localizado na i -ésima linha e j -ésima coluna;
- V_j : nível de tensão da j -ésima barra do sistema.

Comparando as Eq. (2-4) e (2-6), é possível observar que os índices MISCR e SDSCR são bastante similares, uma vez que $SCC_i = |V_i|^2 / |Z_{i,i}|$. A diferença presente é relacionada apenas com os índices de interação. Entretanto, a seguinte simplificação vista na Eq. (2-8) pode ser utilizada:

$$MIIF_{j,i}^{simplificado} = \frac{Z_{i,j}}{Z_{i,i}} \quad (2-8)$$

Assim, a Eq. (2-6) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$SDSCR_i = \frac{SCC_i}{\left(P_i^{IBRs} + \sum_j^n \left(P_j^{IBRs} \times MIIF_{j,i} \left(\frac{V_i}{V_j} \right)^* \right) \right)} \quad (2.9)$$

Em sistemas pouco carregados, $V_i = V_j \approx 1$ p.u., ou seja, nesta condição $MISCR_i \approx SDSCR_i$. Portanto, em análises preliminares, não há ganhos significativos em considerá-la em detrimento do MISCR, uma vez que o processo de construção da matriz de impedância de barra é computacionalmente intensivo.

A Tabela 2-1 apresenta um resumo comparativo dos índices discutidos anteriormente, destacando as principais vantagens e desvantagens de cada um.

Tabela 2-1: Comparação dos índices de robustez [4].

| Métrica | Atributo | Calculada apenas com programa de curto-circuito? | Considera IBRs próximos? | Leva em conta a distância elétrica entre os IBRs e a barra de interesse? |
|---------|----------|--|--------------------------|--|
| SCR | | ✓✓ | ✗ | ✗ |
| CSCR | | ✓ | ✓✓ | ✗ |
| WSCR | | ✓ | ✓✓ | ✓ |
| MISCR | | ✗ | ✓✓ | ✓✓ |
| SDSCR | | ✗ | ✓✓ | ✓✓ |

- ✓✓: a métrica possui o atributo;
- ✓: a métrica pode ser adaptada para possuir o atributo;
- ✗: a métrica não possui o atributo.

Embora não haja consenso na literatura em relação a qual dos índices é o mais adequado, a revisão bibliográfica apresentada indica que o MISCR possui mais atributos para o monitoramento da robustez de sistemas com alta inserção de IBRs, do ponto de vista da análise estática. Quando comparado com o SCR, o índice permite a consideração da contribuição de IBRs próximos à barra de interesse. Já quando comparado com o WSCR e o CSCR, o MISCR traz como vantagem a consideração das distâncias elétricas entre as barras dos IBRs e a barra de interesse, mesmo que seu cálculo exija o uso de um programa de estabilidade eletromecânica. Quando comparado ao SDSCR, a vantagem de sua utilização se deve à maior facilidade operacional de cálculo, pois não é necessário construir a matriz de impedâncias de barra, que demanda grande esforço computacional.

Não obstante os benefícios da utilização desse índice para uma avaliação estática preliminar, a influência do sistema de controle dos equipamentos, cuja dinâmica é determinante para o desempenho do sistema durante perturbações, não é considerada por nenhuma das métricas.

2.3. Experiências internacionais

Assim como no Brasil, outros países com uma grande inserção de IBRs também precisaram estudar a robustez das barras de seus sistemas elétricos. Portanto, esta seção apresenta um conjunto de experiências internacionais relacionadas ao monitoramento da robustez dos pontos de conexão de IBRs ao redor do mundo, destacando métricas e medidas consideradas aceitáveis no âmbito do planejamento e da operação.

2.3.1. Chile

O Sistema Elétrico Nacional do Chile (SEN) é um sistema hidrotérmico em transição para uma matriz energética com baixa presença de usinas a carvão, integrando energias renováveis variáveis, principalmente solar fotovoltaica e eólica. As usinas termoelétricas estão localizadas principalmente no norte e no centro do Chile, enquanto as hidrelétricas estão nas regiões central e sul do país. O potencial

de geração solar está concentrado no Norte, e o potencial de geração eólica está distribuído ao longo de todo o país. Além disso, o governo do Chile e os proprietários das usinas a carvão, que tinham uma capacidade instalada de 5500 MW em 2018, coordenaram um plano para descarbonizar a matriz energética, prevendo a desativação de 65% dessas usinas até 2025 [7].

Os estudos identificaram a importância da robustez do sistema na presença de alta penetração de IBRs. Isso ocorre porque pode haver risco de perda de sincronismo nas unidades de IBRs em caso de falhas na rede, devido à redução do suporte de tensão causada pela baixa robustez do sistema. Valores de MISCR superiores a 3 no ponto de conexão dos IBRs são considerados seguros, enquanto valores abaixo de 3 aumentam o risco de operação instável dos IBRs sob distúrbios na rede.

Para cenários de alta demanda, foi identificada baixa robustez do sistema na zona norte ($MISCR < 1,5$), devido à alta geração renovável e ao descomissionamento de unidades síncronas, que são o principal suporte ao controle de tensão e à elevação da corrente de curto-circuito. Este problema é observado a partir de 2025 e se intensifica até 2030. Portanto, os estudos recomendaram aumentar a robustez da rede na zona norte ($MISCR \geq 1,5$) instalando compensadores síncronos (CS). Foi analisado um cenário de sensibilidade considerando inversores formadores de rede (do inglês, *Grid Forming* - GFM), ou uma combinação de GFM com CS, para lidar com o controle de tensão e a robustez do sistema.

Seguindo a recomendação dos estudos, em junho de 2022, o Coordenador propôs ao mercado a instalação de compensadores síncronos utilizando o mecanismo de Serviço Ancilar, incluindo uma avaliação econômica que demonstrou a viabilidade da solução. Em abril de 2023, o Coordenador lançou o processo de licitação para compensadores síncronos, com expectativa de conclusão no primeiro semestre de 2024. O desenho do processo de licitação visou promover a competição entre os agentes de mercado e oferecer espaço para soluções tecnológicas inovadoras, como a possibilidade de conversão de usinas térmicas convencionais existentes em compensadores síncronos.

O Operador chileno monitora em tempo real o índice MISCR [8]. Os resultados desse monitoramento e a análise dos dados históricos do índice MISCR permitiram obter uma adequada conscientização situacional para a tomada de decisões em tempo real na sala de controle. Isso foi considerado crucial para um sistema elétrico que está evoluindo rapidamente para cenários com uma geração considerável de IBR, acima de 70% em uma base horária. Atualmente, existe um conjunto de *displays* do MISCR no sistema SCADA chileno para apoiar o monitoramento do sistema, com foco especial na parte norte (áreas fracas do ponto de vista da robustez do sistema).

Por fim, para concluir a avaliação de segurança dessas áreas, é necessário realizar estudos de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos para esses cenários topológicos e de despacho específicos, a fim de verificar a probabilidade de instabilidade local do SEN decorrente da resposta dos controles das usinas IBRs em um sistema fraco. O Coordenador está desenvolvendo o modelo EMT do SEN para atender a esse objetivo, validar os limites de MISCR e, com base nesses resultados, eventualmente limitar a produção de IBRs ou solicitar a partida de máquinas síncronas ou compensadores síncronos para garantir que sejam possíveis ações corretivas adequadas para implementar na operação em tempo real [8].

2.3.2. USA (Texas - ERCOT)

Na região do Panhandle, Texas, foi imposto um limite de 1,5 para o índice WSCR para manter a segurança do sistema elétrico. Esse limite foi definido após estudos de planejamento realizados pelo ERCOT. Como esse limite é dependente do sistema analisado, ele requer atualizações frequentes conforme ocorrem mudanças.

No ERCOT, para calcular o WSCR em tempo real, os laboratórios PowerTech incorporaram essa funcionalidade como um módulo no programa de avaliação da segurança de tensão (do inglês, *Voltage Security Assessment Tool* - VSAT) utilizado para estudos. O WSCR é calculado pelo VSAT a cada 10 minutos no sistema de monitoramento do ERCOT. O valor calculado é comparado com o limiar de 1,5 e, se não for atendido, a redução do despacho dos IBRs é realizada para evitar o colapso de tensão [9].

A realização do cálculo do WSCR em tempo real permitiu que os operadores do sistema elétrico mantivessem a estabilidade do sistema na região do Panhandle, reduzindo a produção de IBRs apenas quando necessário. Isso garante que as capacidades máximas dos IBRs sejam utilizadas quando as condições operacionais do sistema forem favoráveis. No cálculo do índice WSCR em tempo real, a potência nominal do IBR é substituída pela potência fornecida ao sistema elétrico pelo IBR naquele momento.

2.3.3. Austrália (AEMO)

2.3.3.1. Caso real apresentado em [3]

Nos últimos anos, o Operador do Mercado de Energia da Austrália (AEMO) tem enfrentado desafios operacionais sem precedentes devido ao aumento da penetração de recursos baseados em inversores na rede do Mercado Nacional de Energia da Austrália (NEM). A maioria dos IBRs no NEM está localizada em áreas remotas da rede, distantes dos centros de carga e dos geradores síncronos convencionais, com capacidade limitada de transmissão. Esse fenômeno é predominantemente impulsionado pela abundância de recursos de energia renovável e pelo acesso mais barato à terra nessas áreas. Simultaneamente, observou-se uma redução no número de geradores síncronos em operação em várias partes do NEM, por diversas razões, incluindo o deslocamento devido aos custos da geração, o aumento dos custos operacionais e o envelhecimento de parte das usinas.

A área de *West Murray* do NEM atualmente vivencia uma das maiores penetrações de IBRs em todo o NEM. Todos os IBRs desta parte da rede são seguidores de rede (do inglês, *Grid Following* – GFL). O principal problema operacional identificado na zona de *West Murray* durante períodos de alta geração eólica e solar foram as oscilações sustentadas de tensão pós-distúrbio, com uma frequência dominante entre 7 Hz e 10 Hz. Essas oscilações simuladas foram validadas por meio de um teste de campo e são consideradas inaceitáveis. Oscilações de tensão sustentadas após distúrbios são um dos fenômenos mais comuns recentemente observados em várias regiões do NEM. Até hoje, todas as ocorrências foram associadas a interações subsíncronas entre múltiplos IBRs eletricamente próximos.

As oscilações de tensão não amortecidas após uma contingência foram o fator motivador para uma maior investigação relacionada aos IBRs. As respostas medidas, obtidas a partir de testes sistemáticos em etapas, e os estudos de simulação apresentados identificaram uma descoberta importante: nem todos os inversores GFL são iguais do ponto de vista do impacto na robustez do sistema. Os IBRs foram classificados em não-contribuintes, contribuintes positivos e contribuintes negativos. Os contribuintes negativos foram, por sua vez, classificados em contribuintes principais e secundários. Estudos adicionais confirmaram que as preocupações com a robustez do sistema na área podem ser abordadas focando apenas nos principais contribuintes negativos.

Várias soluções, incluindo o uso de restrições operacionais, o uso de compensadores síncronos próximos e modificações na estratégia de controle e parâmetros do sistema de controle do inversor, foram consideradas e sua eficácia comparada. Os estudos realizados para desenvolver a restrição operacional determinaram a necessidade de restringir o número de inversores conectados. Foi mostrado que incluir contribuintes negativos menores na restrição resultaria em uma menor utilização da capacidade total dos IBRs e que seria mais vantajoso restringir apenas os principais contribuintes negativos. Também foi demonstrado que, na ausência de contribuintes positivos, é necessária uma restrição mais rigorosa para os principais contribuintes negativos.

Soluções alternativas foram então investigadas para evitar a necessidade da restrição operacional. A operação irrestrita de todos os IBRs na área é possível com a calibração dos sistemas de controle dos principais contribuintes negativos. Dois compensadores síncronos próximos ofereceriam uma oportunidade adicional para hospedar níveis adicionais de IBR na área. Ambas as soluções foram implementadas na prática e testes sistemáticos em etapas foram realizados para confirmar a adequação dos parâmetros ajustados.

2.3.3.2. Diretrizes para avaliação de impacto na robustez do sistema

As Diretrizes de Avaliação de Impacto na Robustez do Sistema (do inglês, *System Strength Impact Assessment Guidelines*), elaboradas pelo AEMO, são fundamentais para assegurar a estabilidade e a segurança do sistema elétrico australiano. Essas diretrizes oferecem uma metodologia detalhada para a avaliação dos impactos na robustez do sistema, da conexão de novos IBRs, conforme exigido pelas Regras Nacionais de Eletricidade (do inglês, *National Electricity Rules - NER*).

Elas abrangem a metodologia para a realização de avaliações de impacto na robustez do sistema, incluindo uma avaliação preliminar e uma avaliação completa, além de fornecer orientações sobre a definição e o cálculo dos níveis de falha disponíveis (do inglês, *Available Fault Level - AFL*) [10]. As diretrizes aplicam-se aos Provedores de Serviços de Rede (do inglês, *Network Service Providers - NSPs*), que devem realizar avaliações de impacto na robustez do sistema para novas conexões ou alterações de plantas conectadas, conforme mostra o fluxograma da Figura 2-3. As diretrizes definem o impacto geral na robustez do sistema como a soma dos impactos adversos e das reduções nos AFL no ponto de conexão. Para avaliar o impacto adverso na robustez do sistema, são considerados requisitos relacionados à operação estável e segura do sistema de potência.

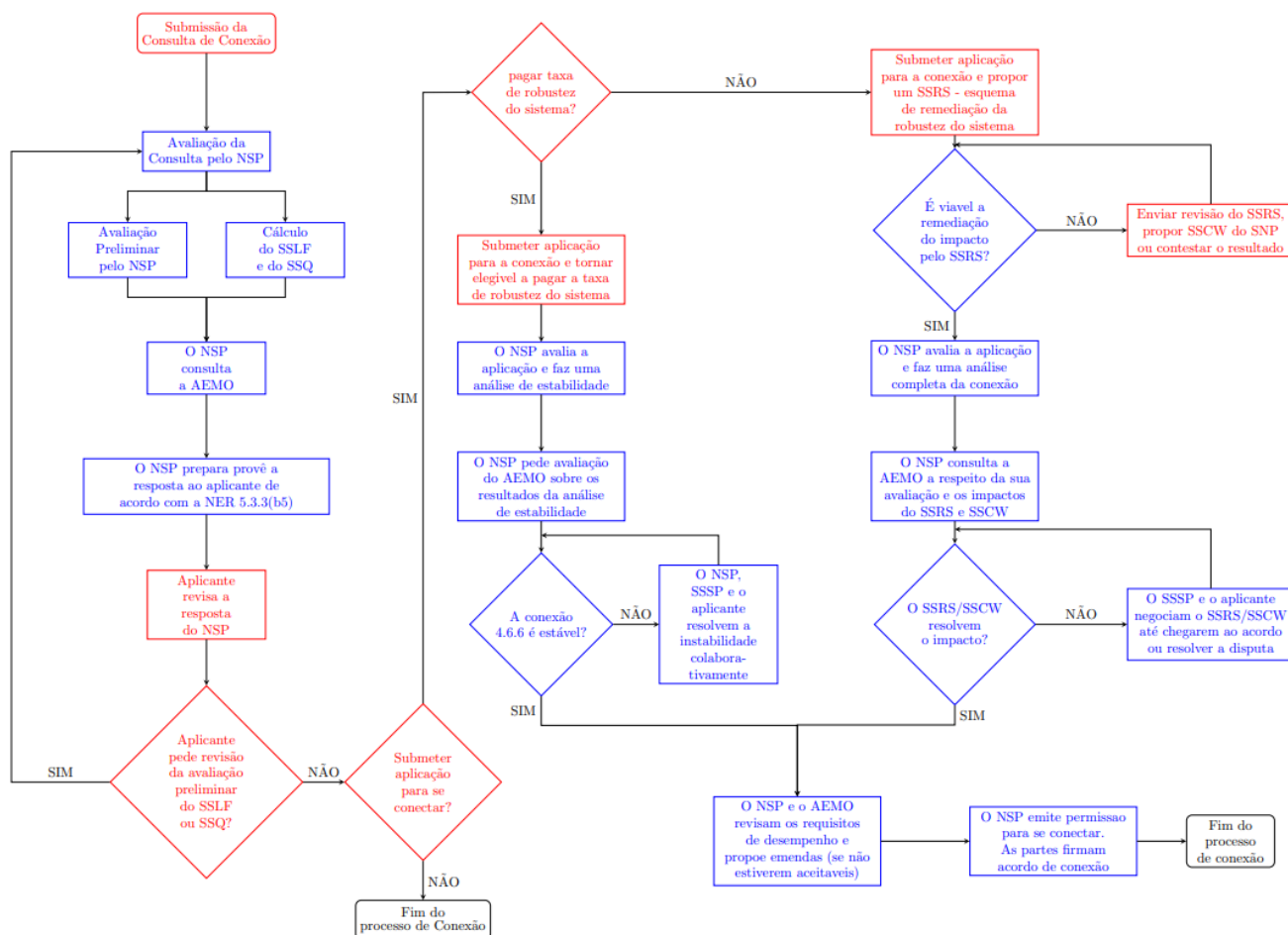


Figura 2-3: Fluxograma do processo de conexão ou alteração de plantas – AEMO [10].

sendo:

- SSN: *System Strength Node* – pontos no sistema que o AEMO já pré-definiu um nível de robustez aceitável para a operação, baseado na quantidade de IBRs presentes nas proximidades;
- SSLF: *System Strength Locational Factor* – Fator associado a distância elétrica do ponto de conexão ao SSN aplicável;
- SSRS: *System Strength Remediation Scheme* – Medidas tomadas atrás do ponto de conexão, ou seja, fazem parte da rede de conexão, pelo aplicante a conexão;

- SSQ: *System Strength Quantity* – Utilizada para estimar o nível de impacto que se deseja remediar ou ser evitado por um SSRS;
- SSCW: *System Strength Connection Works* - Medidas tomadas pelo NSP da rede fora da rede de conexão;
- SSSP: *System Strength Service Provider* – Agente responsável por implantar um SSCW, que poder o próprio NSP.

O fluxograma indica um aprimoramento regulatório a ser considerado, pois o gerador, ao ser identificado como causador de impacto na robustez do sistema, não tem seu acesso à rede negado, mas pode ser responsável pela implementação de uma solução para mitigar o referido impacto, por meio de um esquema de remediação (SSRS). Esses esquemas devem ser realizados "atrás" do ponto de conexão, ou seja, não seriam ativos da rede de transmissão e podem incluir, mas não se limitam a:

- (i) Modificação nos sistemas de controle (por exemplo, desenvolvimento, calibragem ou coordenação dos sistemas de controle);
- (ii) Novas linhas de transmissão ou uso de transformadores de baixa impedância na conexão ou na rede interna;
- (iii) Instalação de novos compensadores síncronos ou outro dispositivo de entrega dinâmica de reativos;
- (iv) Utilização de tecnologia GFM;
- (v) Instalação de filtros de harmônicos ativos ou passivos.

O aplicante à conexão pode ainda pagar um encargo (taxa de robustez), e a solução pode ser implementada via rede de transmissão pelo agente onde está sendo conectado ou por qualquer outro agente. Essas soluções via rede de transmissão, denominadas SSCW, estão detalhadas em [10] e podem incluir, mas não se limitam a:

- (i) Novas linhas de transmissão ou transformadores;
- (ii) Elevação do nível de tensão da linha de transmissão;
- (iii) Utilização de transformadores de baixa impedância na rede;
- (iv) Reconfiguração de redes, por exemplo, manobrar pontos normalmente abertos que podem levar a necessidade de upgrade de equipamentos
- (v) Instalação de compensadores síncronos.

Em suma, essas diretrizes são essenciais para garantir que o sistema elétrico australiano possa operar de maneira segura e estável e acomodar a crescente penetração de recursos baseados em inversores e outras tecnologias avançadas de forma sustentável. Elas fornecem uma estrutura clara e detalhada para a avaliação e mitigação de impactos na robustez do sistema, contribuindo para a manutenção da estabilidade e segurança do sistema de potência.

2.3.4. Coreia do Sul

Recentemente, a Coreia do Sul tem intensificado seu foco no desenvolvimento de energias renováveis para alcançar o “carbono zero”. No entanto, devido à área estreita e montanhosa e ao aumento contínuo dos preços das terras na área metropolitana, somado ao crescente desafio de aceitação pública para a construção de instalações de transmissão, houve um rápido crescimento da geração fotovoltaica na região sudoeste da Coreia do Sul, onde a terra é abundante e relativamente barata [11].

Além disso, devido ao foco exclusivo em aumentar a participação das energias renováveis impulsionado por objetivos políticos, os geradores fotovoltaicos sem modo falta (do inglês, *Fault Ride Through* - FRT) acabaram se concentrando na região de Honam (parte sudoeste da Coreia do Sul). Como resultado, no caso de quedas temporárias de tensão e degradação de frequência devido aos curtos, os grandes geradores fotovoltaicos na região de Honam foram desligados, levando a uma interrupção generalizada de energia. Outrossim, a falta de construção de linhas de transmissão para acomodar a enorme geração de energia aumentada tornou a estabilidade angular das usinas nucleares de Hanbit, na região de Honam, altamente vulnerável.

As soluções fundamentais para esses problemas são garantir que o sistema de inversores possua capacidades de FRT e que os proprietários de transmissão construam mais linhas de transmissão e dispositivos FACTS. No entanto, essas medidas exigem no mínimo vários anos para serem implementadas. Portanto, até que as soluções de infraestrutura sejam aplicadas, a tarefa dos operadores do sistema tornou-se cada vez mais desafiadora.

A KPX (Korea Power eXchange, operador do sistema de energia da Coreia) tem desenvolvido estratégias eficazes e inovadoras para a operação estável do sistema de energia, como forma de superar esses desafios e fornecer energia estável para o povo Coreano. Primeiramente, a KPX adotou medidas como separação de subestações, uso de Sistemas de Armazenamento de Energia (do inglês, *Energy Storage Systems* - ESS), UFPS (do inglês, *Under Frequency Pump Shedding*), Fast-DR (do inglês, *Fast Demand Response*) e limitação da geração renovável para garantir a estabilidade de frequência.

Em segundo lugar, a instalação do sistema especial de proteção para desligar as usinas nucleares de Hanbit quando as linhas de transmissão conectadas a subestações, como a subestação SNW, se desligassem, aumentou o tempo de religamento automático. A conversão de religamento automático nos terminais de envio e recebimento foi implementada para garantir a estabilidade transitória das usinas nucleares na região de Honam. Vale ressaltar que a estratégia de religamento automático foi uma abordagem inovadora que melhorou a estabilidade transitória sem exigir custos adicionais ou mão de obra. Como resultado, a KPX conseguiu operar com sucesso o sistema de energia em 2023, sem uma interrupção generalizada de energia [11].

No entanto, em uma situação em que continuam a aumentar o número dos geradores fotovoltaicos, difíceis de controlar por autoridades reguladoras como PPA (do inglês, *Power Purchase Agreement*) e BTM (do inglês, *Behind The Meter*), as medidas operacionais como essas provavelmente revelarão suas limitações em breve. Para resolver fundamentalmente esse problema, é essencial equipar as instalações de inversores com capacidades de operar no modo falta (FRT) e reforçar as instalações, como linhas de transmissão (da região de Honam para outras áreas), STATCOMs e ESS. Não apenas a KPX, mas a KEPCO (proprietária das instalações de transmissões Coreanas) e as autoridades de energia compreendem ativamente a situação e se esforçam para buscar de forma ativa a construção das instalações de transmissão de energia.

2.4. Limitação das métricas de robustez estáticas

Conforme mostram as experiências internacionais, as métricas baseadas no SCR são práticas e úteis para o diagnóstico inicial de pontos fracos do sistema e para a avaliação preliminar de sua operação diante de diversos defeitos. No entanto, é notório que há uma grande quantidade de problemas sistêmicos relacionados a sistemas com alta penetração de IBRs, tais como interações de controle, redução da inércia do sistema e capacidade limitada de fornecimento de corrente em situações de defeito [12], que não podem ser capturados a partir desses índices ou por outra análise estática. Dessa forma, as métricas de robustez servem como orientação para pontos de atenção do sistema, mas não conseguem sinalizar a efetiva ocorrência de problemas específicos e nem a sua severidade.

Além disso, essas métricas são altamente dependentes das características dos sistemas em análise, bem como da forma de cálculo ($P_{nom,i}^{IBRs}$, por exemplo, pode ser considerada como a potência diretamente injetada na barra pelo IBR nela conectado ou como a potência total dos parques que se conectam a um mesmo ponto de acoplamento comum, o que altera significativamente a medida). Essa questão influencia, portanto, o estabelecimento de valores de referência aceitáveis, devendo os respectivos limites de referência serem calibrados de acordo com simulações adicionais e específicas para o sistema elétrico em análise.

Por conseguinte, uma metodologia capaz de identificar pontos críticos deve, necessariamente, passar por simulações adicionais para o diagnóstico completo do problema de estabilidade de tensão. Assim, para verificar e validar estas avaliações preliminares, realizadas a partir de métricas estáticas, devem ser empregadas análises de desempenho dinâmico do sistema.

3. Evolução das definições de estabilidade frente à maior inserção de IBRs em sistemas de potência

3.1. Estabilidade de sistemas de potência

A estabilidade de sistemas de potência refere-se à capacidade do sistema, ao ser submetido a uma perturbação física, de evoluir de um ponto de operação inicial para um novo ponto de equilíbrio, mantendo a maioria das variáveis dentro de limites aceitáveis e o sistema praticamente inalterado [12]. Dessa forma, os estudos de estabilidade desempenham um papel fundamental no planejamento e na operação de sistemas elétricos, uma vez que visam assegurar um desempenho dinâmico satisfatório mesmo diante de uma vasta gama de incertezas e restrições.

Em 2004, uma força-tarefa conjunta do IEEE/CIGRE conduziu um trabalho fundamental voltado à definição e à classificação dos fenômenos associados à estabilidade de sistemas de potência. Essa iniciativa propôs uma estrutura conceitual baseada na natureza dinâmica dos fenômenos que levam à instabilidade, bem como nas respectivas escalas de tempo envolvidas [12]. No âmbito dessa força-tarefa, os estudos de estabilidade foram organizados em três categorias principais, conforme a natureza física predominante nos fenômenos analisados: (i) estabilidade de ângulo do rotor, (ii) estabilidade de tensão, e (iii) estabilidade de frequência.

- (i) **Estabilidade de ângulo do rotor:** refere-se à capacidade das máquinas síncronas em um sistema interconectado de manterem o sincronismo após a ocorrência de uma perturbação. Essa estabilidade depende da habilidade de cada máquina em sustentar o equilíbrio entre os torques elétrico e mecânico após o distúrbio. A perda de estabilidade angular manifesta-se quando a diferença de ângulo entre os rotores de determinados geradores cresce progressivamente, resultando na perda de sincronismo em relação aos demais geradores do sistema;
- (ii) **Estabilidade de tensão:** refere-se à capacidade do sistema elétrico de manter os níveis de tensão em regime permanente dentro de limites aceitáveis em todas as suas barras, a partir de uma condição inicial de operação. Essa estabilidade está intrinsecamente relacionada à habilidade do sistema em equilibrar a demanda por carga com a oferta de geração. A instabilidade de tensão manifesta-se quando, diante de perturbações ou variações operativas, as magnitudes de tensão em determinadas barras passam a decair ou crescer progressivamente;
- (iii) **Estabilidade de frequência:** refere-se à capacidade do sistema elétrico de manter a frequência dentro de limites aceitáveis após desequilíbrios significativos entre carga e geração, geralmente causados por grandes contingências; está relacionada à restauração do equilíbrio entre os torques elétrico e mecânico das máquinas, sendo comprometida quando excursões de frequência levam à desconexão automática de blocos de carga ou geração.

Com a crescente integração de dispositivos baseados em eletrônica de potência na rede elétrica, as definições e classificações tradicionais de estabilidade, como as propostas em [12], tornam-se insuficientes para descrever adequadamente o comportamento dinâmico e os novos modos de instabilidade observados em sistemas modernos, os quais estão agora na escala de transitórios eletromagnéticos. Em resposta a essa lacuna, a força-tarefa conjunta do IEEE/CIGRÉ revisitou, em 2021, a categorização clássica dos estudos de estabilidade de sistemas de potência [13], propondo a inclusão de duas novas categorias: (iv) estabilidade de ressonância e (v) estabilidade impulsionada por conversores, conforme ilustrado na Figura 3-1.

- (iv) **Estabilidade de ressonância:** está associada ao comportamento oscilatório resultante das interações dinâmicas entre componentes do sistema de potência. Quando essas oscilações

apresentam amortecimento insuficiente e crescem ao longo do tempo, levando variáveis do sistema a ultrapassarem limites operacionais, caracteriza-se uma instabilidade de ressonância.

- (v) **Estabilidade dada por conversor:** refere-se à forma como os IBRs interagem dinamicamente com os demais elementos da rede elétrica. Esses dispositivos operam com malhas de controle que abrangem uma ampla faixa de frequências, podendo acoplar-se às dinâmicas eletromecânicas e eletromagnéticas do sistema. Como resultado, o sistema de potência pode apresentar oscilações em múltiplas bandas de frequência, e, em determinadas condições, evoluir para um comportamento instável. Esse tipo de estabilidade pode influenciar diretamente o comportamento dinâmico da tensão, uma vez que a capacidade de transferência de potência entre o conversor e o restante do sistema — especialmente em redes fracas — pode se tornar um fator determinante para a ocorrência de instabilidades.

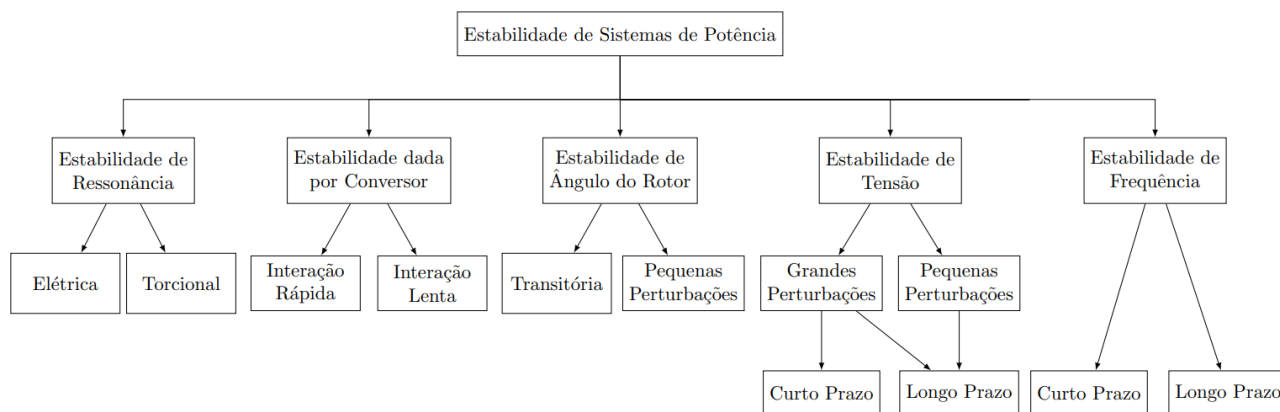


Figura 3-1: Classificação dos estudos de estabilidade [13].

De acordo com [13], embora tenham sido incluídas duas novas categorias, as definições clássicas permanecem inalteradas. No entanto, os efeitos dos IBRs impactam diretamente essas categorias. Do ponto de vista da estabilidade angular, a presença dos IBRs reduz a inércia dos sistemas de potência, o que afeta significativamente as margens de estabilidade frente a pequenas perturbações e durante eventos transitórios. Além disso, os modos de oscilação passam a apresentar características distintas em termos de frequência e amortecimento. No que se refere à estabilidade transitória, os sistemas de potência tornam-se mais suscetíveis a instabilidades, uma vez que os desequilíbrios podem ocorrer de forma mais intensa e rápida.

No contexto da estabilidade de tensão, a inserção de dispositivos conectados por inversores impacta diretamente a estabilidade de curto prazo dos sistemas de potência. Os IBRs, em particular, podem apresentar respostas dinâmicas de potência reativa limitadas durante distúrbios, comprometendo a sustentação da tensão em momentos críticos. Equipamentos baseados em conversores LCC (do inglês, *Line-Commutated Converters*), quando conectados a redes fracas, acarretam consumo substancial de reativo, agravando a instabilidade de tensão devido ao elevado consumo de potência reativa nas conversoras. Em contrapartida, a adoção de conversores do tipo VSC (do inglês, *Voltage Source Converters*) tem contribuído significativamente para a melhoria da operação em redes fracas, uma vez que esses dispositivos permitem o controle desacoplado das potências ativa e reativa, favorecendo a regulação da tensão e a mitigação de instabilidades.

No que se refere à estabilidade de frequência, é amplamente reconhecido que esse fenômeno pode ser dividido em três estágios distintos após a ocorrência de um distúrbio: (i) resposta inercial, (ii) resposta primária de frequência e (iii) controle automático de geração. Os IBRs, por sua natureza, não contribuem com a resposta inercial, o que resulta em excursões de frequência mais acentuadas durante os instantes iniciais do distúrbio. Ademais, por estarem majoritariamente associados a fontes variáveis de geração e operarem frequentemente em seu ponto máximo de potência, os IBRs geralmente não dispõem de margem operacional para fornecer suporte à resposta primária de frequência. No entanto, é importante destacar que, dependendo da tecnologia empregada e da integração com sistemas de armazenamento

de energia (como baterias), esses recursos podem ser capazes de fornecer suporte mais efetivo à resposta primária de forma mais rápida.

Em suma, o comportamento dinâmico dos IBRs é predominantemente determinado pelos sistemas de controle que os compõem. Para que esses dispositivos desempenhem algumas das funções tradicionalmente atribuídas aos geradores síncronos convencionais é fundamental a definição de requisitos técnicos mínimos para a operação desses IBRs aderentes às necessidades dos sistemas elétricos modernos, tema que será abordado com maior profundidade no Capítulo 4.

3.2. Avaliação da estabilidade de tensão

A principal limitação observada em decorrência da ausência de compensação reativa e capacidade de curto-circuito do sistema é o comprometimento do desempenho dinâmico da tensão, manifestando-se especialmente por meio da instabilidade de tensão.

Estudos de avaliação da estabilidade de tensão podem demonstrar a capacidade de transmissão, as reservas de potência reativa e a necessidade de controle de tensão para diferentes cenários, sejam eles determinísticos (pior caso de carregamento e despacho) ou probabilísticos (considerando incertezas) [14]. A análise desses cenários permite propor soluções que visam melhorar a operação do sistema, garantindo a confiabilidade e a segurança do sistema de potência em questão.

Nesse sentido, diversos modelos e ferramentas foram desenvolvidos ao longo dos anos para analisar cada um desses fenômenos, que incluem análises estáticas, quase-estáticas e dinâmicas, conforme ilustrado na Figura 3-2. Vale ressaltar que, embora o problema seja dividido para estudo, a estabilidade é uma questão única e, portanto, as análises são complementares, especialmente em sistemas de grande porte.

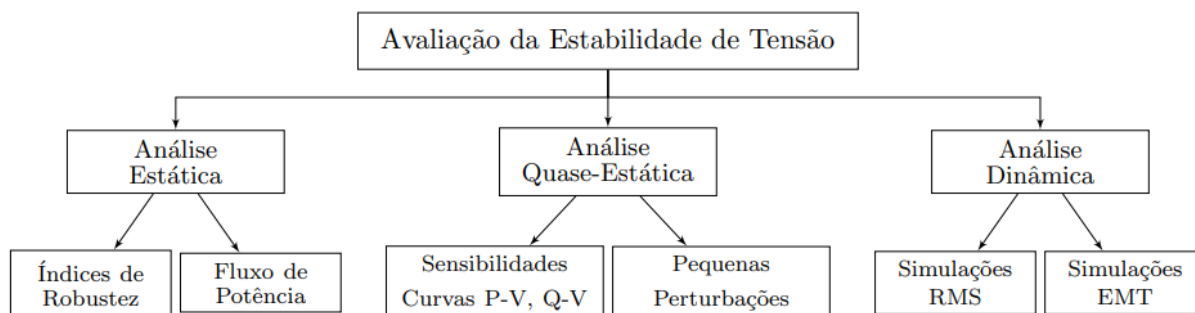


Figura 3-2: Estudos de avaliação da estabilidade de tensão.

3.2.1. Análise estática

Estudos baseados em análise estática são realizados considerando casos base e um conjunto de contingências prováveis, bem como o critério de segurança N-1. Nessas análises, o cálculo de índices de curto-circuito, conforme apresentado na Seção 2.2, é utilizado para a avaliação preliminar da robustez do sistema frente a defeitos. Complementarmente, são conduzidas análises de fluxo de potência para verificar a violação de limites de regime permanente, como limites de tensão e limites térmicos de linhas de transmissão e transformadores (avaliação da segurança estática) [14].

3.2.2. Análise quase-estática

Do ponto de vista operacional, uma prática comum é definir limites de transferência de potência para atendimento à carga através da construção de curvas P-V, que são curvas de tensão em função da potência ativa. Nesse processo, são monitoradas tensões de barras específicas do sistema ao longo do incremento de carga e/ou geração, conforme uma direção de crescimento predeterminada, até que o ponto de máximo carregamento seja atingido. Dessa forma, é definida a Margem de Estabilidade (ME) de

tensão, que representa a quantidade de potência ativa que pode ser transferida, a partir do caso base, até que a restrição de estabilidade seja atingida [14].

Além disso, ao longo dos incrementos de potência, é possível construir a matriz Jacobiana do modelo linearizado em torno dos pontos de equilíbrio sucessivos (pequenas perturbações). Caso seja encontrado um único autovalor nulo, houve uma bifurcação sela-nó. Quando as cargas são representadas através de modelos de potência constante, a presença da bifurcação sela-nó acontece no ponto de máxima transferência de potência. A vantagem desta abordagem é a capacidade de identificar modos de oscilação pouco amortecidos, relacionados com a troca de energia entre os componentes elétricos e mecânicos do sistema.

A Figura 3-3 (a) mostra um exemplo de curva P-V, onde P_{OP} é o valor da potência de carga ou geração (individual ou agregada), enquanto $P_{MÁX}$ o valor máximo de potência onde ocorre a máxima transferência de potência, podendo levar ao colapso de tensão. Nesse ponto, a sensibilidade da tensão em relação a potência reativa é muito elevada. No caso em que P representa a potência gerada pelas eólicas e/ou fotovoltaicas de determinada região, a ME é entendida como a margem de escoamento dessa da região.

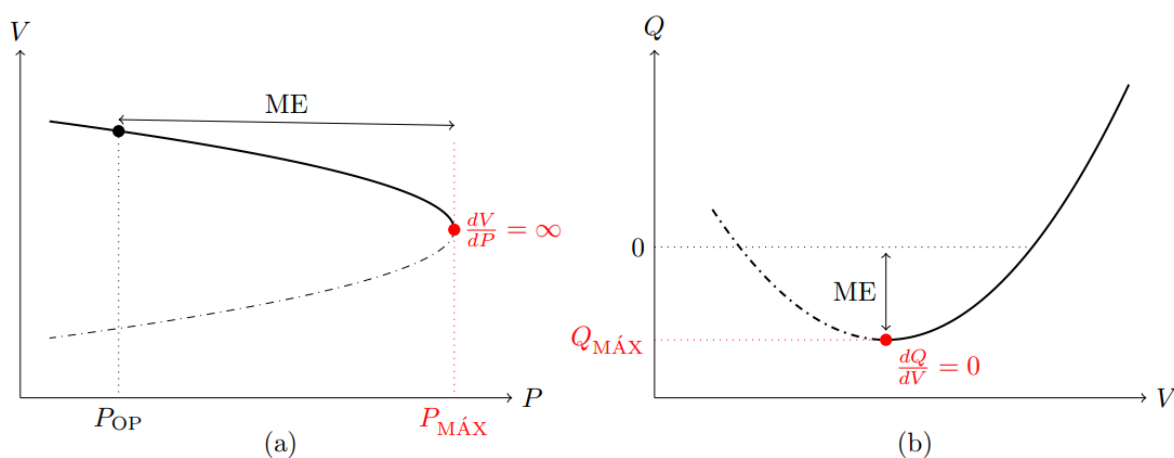


Figura 3-3: Exemplo de curvas P-V e Q-V.

De forma complementar à curva P-V, podem ser construídas curvas Q-V, que representam a potência reativa em função da tensão. Essas curvas são utilizadas para identificar os pontos e a quantidade de compensação reativa necessária para solucionar problemas de estabilidade de tensão de longo prazo [14]. A Figura 3-3 (b) mostra um exemplo de curva Q-V, onde o valor máximo de potência reativa consumida, que ainda mantém o sistema operando de forma estável, é indicado como $Q_{MÁX}$. Nesse ponto, a sensibilidade da potência reativa em função da tensão é nula. Assim como na análise estática, ambas as curvas podem ser construídas considerando um conjunto de contingências mais prováveis ou o critério de segurança N-1.

3.2.3. Análise dinâmica

Sob a perspectiva da análise do comportamento dinâmico de sistemas de potência, duas abordagens principais são empregadas: (i) simulações do tipo RMS (eletromecânicas) e (ii) simulações do tipo EMT (eletromagnéticas) [14].

Em ambas as simulações, a dependência temporal das variáveis do modelo é considerada por meio da solução numérica de equações diferenciais. Todavia, para simulações de grande porte, as simulações RMS são preferidas, uma vez que são mais rápidas ao considerar modelos equilibrados para linhas de transmissão na frequência fundamental, representando-as apenas por equações algébricas na análise. Nesse contexto, os dispositivos baseados em eletrônica de potência são representados por modelos generalizados. Por outro lado, nas simulações do tipo EMT, os modelos consideram desbalanços e frequências distintas da fundamental. Esse tipo de análise é útil na verificação de harmônicos e interações

de controle, dado que modelos chaveados são utilizados na simulação de dispositivos baseados em eletrônica de potência [14].

Efetivamente, é comum avaliar a estabilidade transitória de tensão após a eliminação de uma falta, uma vez que o aumento do consumo de potência reativa pode fazer com que as tensões permaneçam em níveis baixos por vários segundos, podendo levar a colapsos rápidos de tensão. Nesse contexto, os geradores síncronos fornecem a maior parte do controle primário de tensão e suporte de potência reativa para os componentes de transmissão e as cargas, que devem operar dentro de limites satisfatórios de tensão [14].

Em sistemas dominados por IBRs, dado que esse tipo de geração não contribui significativamente com a corrente de falta (podendo ser desconectados devido às características de *ride through* para evitar a circulação de corrente maior que a permitida pelo equipamento), o problema de instabilidade transitória de tensão deve ser estudado. Essas análises são recomendadas para complementar e validar os requisitos de potência reativa determinados nas análises estáticas e quase estáticas.

Os critérios de estabilidade de tensão transitória devem ser revisados conforme experiências práticas e a evolução das práticas de modelagem de cargas [14]. A abordagem mais utilizada é o monitoramento da resposta transitória de tensão do sistema após ocorrência de eventos, para garantir valores mínimos acima de uma referência pré-definida, por um intervalo máximo de tempo (avaliação do primeiro *swing* de tensão). Um critério de queda de tensão para o *Independent System Operator New England* (ISO-NE), por exemplo, é uma tensão pós-falta de no mínimo 70% do valor nominal, sem exceder 250 ms abaixo de 80% deste valor, considerando um intervalo de simulação de 10 segundos [15].

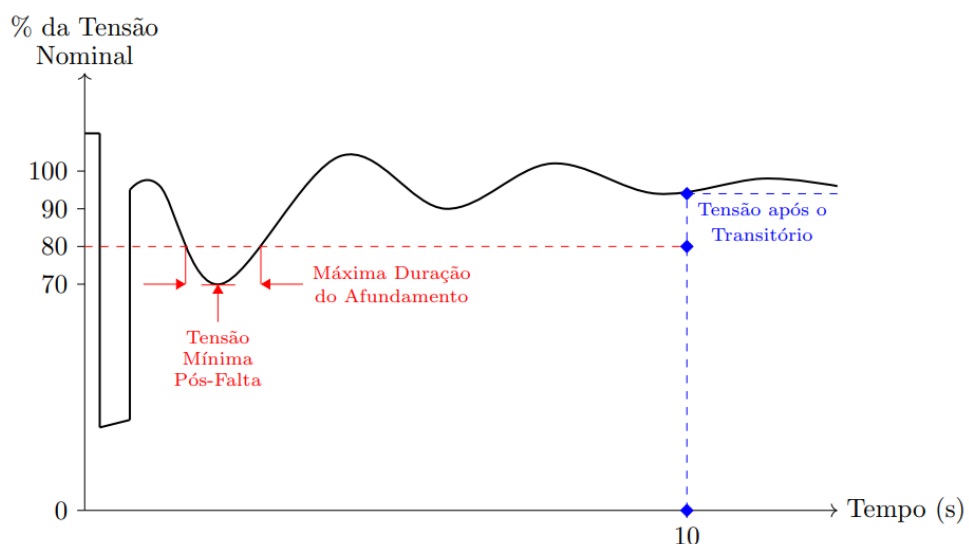


Figura 3-4: Requisitos de tensão transitória - ISO-NE [15].

Embora as simulações EMT não sejam usuais para o problema em tela, elas são amplamente utilizadas em sistemas com tecnologias HVDC para a avaliação de interações de controle quando é necessário analisar fenômenos rápidos relacionados a harmônicos e interações entre conversores [14]. Nessas análises dinâmicas complementares, observa-se o desempenho dinâmico do sistema frente a diversos cenários de falta.

A grande dificuldade dessa abordagem é o elevado esforço computacional exigido na simulação EMT de sistemas de grande porte. Um problema adicional é a dificuldade em se obter modelos oficiais desses dispositivos HVDC e IBR, devido a restrições contratuais firmadas entre os detentores das plantas e os fabricantes. Em um cenário com a crescente inserção de IBRs, soluções futuras a nível nacional devem ser desenvolvidas para superar os desafios apresentados.

4. Evolução dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de IBRs

Historicamente, quando os sistemas de potência eram predominantemente compostos por geração síncrona, as respostas dos controles de potência ativa e reativa dependiam integralmente da dinâmica das máquinas rotativas. Contudo, com a inserção massiva de geração renovável variável, a exigência de requisitos técnicos mínimos para a conexão de IBRs tornou-se uma preocupação global entre os operadores visando garantir a operação satisfatória dos sistemas de potência modernos.

Esses requisitos têm como objetivo assegurar que tais dispositivos contribuam com o perfil de tensão e frequência, tanto em condições normais de operação quanto em condições de falta, e têm evoluído significativamente ao longo do tempo.

4.1. Experiências internacionais (ERCOT, AESO, NESO e ONS)

Para exemplificar as mudanças recentes nos códigos de rede de diversos países, a Figura 4-1 apresenta uma análise comparativa de alguns dos requisitos técnicos mínimos para conexão de recursos baseados em inversores, conforme solicitado pelo ONS [16], em relação a outros operadores, como o NESO (*National Energy System Operator*) [17], o AESO (*Alberta Electric System Operator*) [18] e o ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) [19]. É importante mencionar que os requisitos solicitados pelo NESO estão em conformidade com as exigências do Reino Unido, enquanto os requisitos do AESO e do ERCOT estão alinhados com os requisitos sugeridos pela norma IEEE 2800-2022 [20].

Estes requisitos estão divididos em duas categorias: (i) requisitos de suportabilidade de tensão e frequência em condições não nominais, conforme Figuras Figura 4-1(a) e Figura 4-1(b); e (ii) requisitos de suporte de potência reativa em condições de regime e em situações de falta, ilustradas nas Figuras Figura 4-1(c) e Figura 4-1(d). A primeira categoria é de extrema importância no âmbito desta Nota Técnica, uma vez que define por quanto tempo o IBR deve permanecer conectado ao sistema. Complementarmente, a segunda categoria estabelece os requisitos técnicos necessários para a manutenção dos níveis de tensão enquanto estes dispositivos estão conectados.

Do ponto de vista da suportabilidade a subtensões dinâmicas, as exigências feitas pelo ONS e pelo NESO são bastante semelhantes, conforme ilustrado na Figura Figura 4-1(a). No entanto, o AESO e o ERCOT exigem uma maior suportabilidade a subtensão, ou seja, as plantas devem permanecer conectadas ao sistema de transmissão por períodos mais prolongados em regimes de tensão abaixo do nominal. Vale destacar que o ERCOT diferencia este requisito para plantas eólicas e solares fotovoltaicas, sendo que estas últimas precisam apresentar tempos de suportabilidade ainda maiores que as primeiras.

Em relação à suportabilidade em regimes de frequência não nominal, o ONS é menos rigoroso, em alguns aspectos, permitindo a desconexão após 10 segundos em regime de sobrefrequência e 20 segundos em regime de subfrequência. Em contraste, o AESO e o ERCOT exigem que as plantas permaneçam conectadas por alguns minutos, enquanto o NESO exige a permanência por vários minutos, conforme ilustrado na Figura Figura 4-1(b).

De acordo com a Figura Figura 4-1(c), para valores de potência ativa superiores a 20% da potência ativa máxima, os quatro operadores possuem requisitos semelhantes para o fornecimento ou a absorção de potência reativa em regime permanente, com exceção do NESO, que reduz, linearmente, a necessidade de absorção de potência reativa para operação entre 50% e 20% da potência nominal.

Um ponto de destaque na Figura Figura 4-1(c) é que, para o AESO e para o ERCOT, exceto para usinas eólicas do tipo III (DFIG), o equipamento deve ser capaz de fornecer ou absorver potência reativa de até 35% da potência ativa máxima, mesmo em pontos de operação com potência ativa inferior a 20% da nominal, quando a planta está em operação. Para o NESO, observa-se que o limite de potência reativa deve ser de até 5% da potência ativa máxima, mesmo na ausência de geração de potência ativa, enquanto o ONS considera uma curva linear, relacionada a potência ativa injetada. Os requisitos do AESO, ERCOT e NESO requerem, portanto, que os IBRs contribuam com o suporte ao controle de tensão do sistema, mesmo nos períodos de geração nula pelas plantas.

No que diz respeito à injeção de corrente reativa sob defeito, o AESO e o NESO exigem a injeção de corrente a partir de uma tensão sob falta inferior a 0,9 p.u., enquanto o ONS exige a injeção a partir de 0,85 p.u., conforme ilustrado na Figura 4-1(d). Além disso, o NESO é mais permissivo para valores de tensão entre 0,8 e 0,9 p.u., permitindo que o IBR absorva corrente reativa até o máximo de 0,312 p.u. Em contraste, para o AESO, quando a tensão for 0,9 p.u., o IBR já deve ser capaz de injetar 0,2 p.u. de corrente reativa. A Figura 4-1(d) não apresenta a respectiva curva do ERCOT, uma vez que a norma IEEE 2800-2022 é citada como referência, e esta norma não define nenhum valor como padrão.

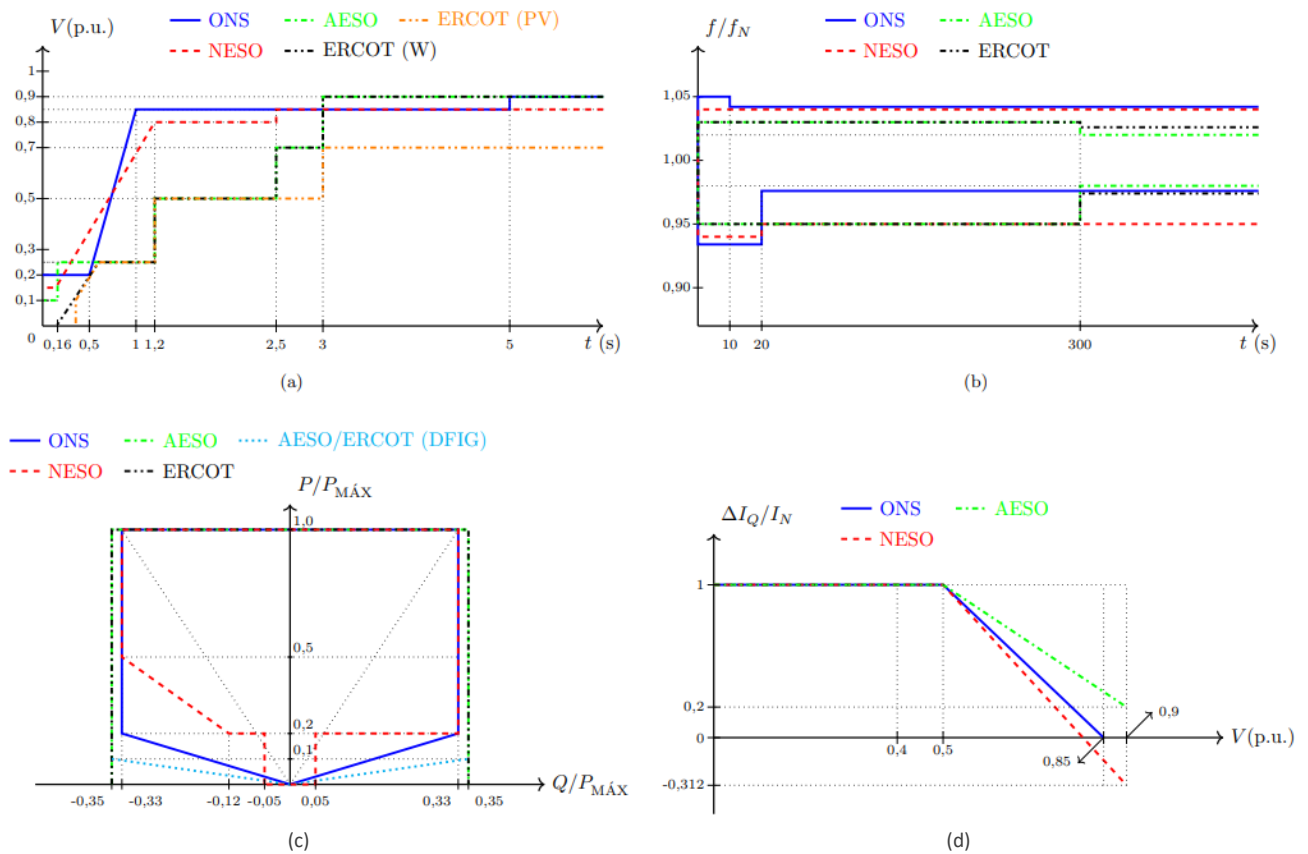


Figura 4-1: Análise comparativa dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de recursos baseados em inversores – ONS [16], NESO [17], AESO [18] e ERCOT [19].

No que tange aos requisitos técnicos mínimos para a conexão de IBR, evidenciam-se dois pontos nos quais o Brasil ainda se mostra bastante flexível em comparação ao que é exigido por outros operadores: (i) a maior flexibilidade de desconexão em regimes de suportabilidade a condições de tensão e frequência não nominais e (ii) a baixa exigência de suporte de reativos em regime permanente, mesmo em condições de baixa injeção de potência ativa, incluindo plantas com geração nula. Portanto, a constante evolução desses requisitos, à medida que avançam os estudos de compensação reativa, deve ser levada em consideração.

Adicionalmente, no atual cenário de transformação dos sistemas elétricos, marcado pela crescente inserção de IBRs, observa-se um movimento por parte de diversos operadores de sistemas e entidades de planejamento ao redor do mundo em direção à adoção de inversores com controle formador de rede (GFM). Esse tipo de controle busca emular o comportamento dinâmico dos geradores síncronos, tendo como principal diferencial a capacidade de operar de forma autônoma, sem a necessidade de uma referência externa de tensão — ou seja, sem depender de uma rede elétrica previamente estabelecida.

Apesar do crescente interesse, ainda não há consenso na literatura quanto aos critérios técnicos que definem um conversor como sendo do tipo GFM. Nesse contexto, torna-se essencial o estabelecimento de requisitos funcionais mínimos, como o nível de robustez do ponto de conexão que o dispositivo deve suportar (normalmente medido pelo SCR) e a quantidade de potência ativa e reativa que deve ser fornecida durante contingências na rede.

Conversores com controle GFM apresentam vantagens operacionais relevantes: são capazes de se conectar a pontos de rede fracos, operar em sistemas isolados e até mesmo participar de processos de *black-start*. Por serem controlados como fontes de tensão, sua resposta a perturbações é praticamente instantânea, o que representa um ganho significativo em termos de desempenho dinâmico quando comparados aos inversores seguidores de rede (do inglês, *Grid-Following*). Além disso, sua capacidade de resposta a variações de frequência os torna particularmente úteis em sistemas com baixa inércia, uma vez que podem modular a injeção de potência ativa de forma semelhante a máquinas síncronas. Essa funcionalidade, no entanto, depende da disponibilidade de energia, o que reforça a importância da integração com sistemas de armazenamento, como baterias e supercapacitores, para prover suporte inercial em regiões com alta penetração de IBRs, em condições de baixa disponibilidade do recurso natural.

5. Metodologia proposta para diagnóstico e alocação de soluções no planejamento da expansão do SIN

Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada e proposta pela EPE para o planejamento da expansão do SIN, em consonância com a revisão bibliográfica feita e apresentada nos Capítulos 2 e 3. Na Seção 5.1, serão apresentados os critérios para os estudos elétricos a serem realizados. Posteriormente, na Seção 5.2, serão abordadas as etapas que compõem a metodologia.

5.1. Critérios para estudos elétricos

Para a realização de estudos elétricos, devem ser considerados os seguintes critérios de desempenho, conforme as diretrizes e critérios adotados para o planejamento [21] e a operação [22]:

- 1) Atendimento ao critério N-1, sem atuação de sistema especial de proteção (SEP), para a indisponibilidade de um circuito simples CA, de um polo CC, um transformador, um gerador, ou outro elemento do sistema;
- 2) Tensão máxima transitória de até 140% dos valores nominais, no instante t^{0+} , para os sistemas em corrente alternada;
- 3) Valores de tensão, em regime permanente, dentro das faixas operativas apresentadas na Tabela 5-1:

Tabela 5-1: Limites de tensão em regime permanente.

| Tensão nominal de operação (kV) | Condição operativa normal (p.u.) | Condição operativa de emergência (p.u.) |
|---------------------------------|----------------------------------|---|
| < 230 | 0,95 a 1,05 | 0,90 a 1,05 |
| 230 | 0,95 a 1,05 | 0,90 a 1,05 |
| 345 | 0,95 a 1,05 | 0,90 a 1,05 |
| 440 | 0,95 a 1,046 | 0,90 a 1,046 |
| 500 | 1,00 a 1,10 | 0,95 a 1,10 |
| 525 | 0,95 a 1,05 | 0,90 a 1,05 |
| 765 | 0,90 a 1,046 | 0,90 a 1,046 |

- 4) Em relação ao primeiro *swing* de tensão, devem ser obtidos valores mínimos de 80% dos valores nominais na primeira oscilação de tensão após a eliminação de defeitos na rede em corrente alternada;
- 5) No caso de eventos que representem grandes perturbações e provoquem desvios de frequência no sistema, o desvio máximo deve ser de até 59 Hz na primeira oscilação de frequência, para evitar a atuação dos sistemas de alívio de carga;

- 6) Quanto à avaliação de desempenho do sistema após a ocorrência de contingências múltiplas de elementos de transmissão, como a perda de um bipolo, admite-se a atuação do SEP para corte de geração, quando necessário;
- 7) O tempo de recuperação² dos bipolos em corrente contínua (utilizando a tecnologia LCC), após qualquer falta no sistema CA, deve ocorrer entre 150 e 400ms, devendo ser compatível com o valor estipulado no ato da licitação.

5.2. Metodologia proposta

A metodologia para alocação de compensação de potência reativa proposta nesta Nota Técnica pode ser visualizada no fluxograma apresentado na Figura 5-1, com cada etapa do procedimento detalhada a seguir.

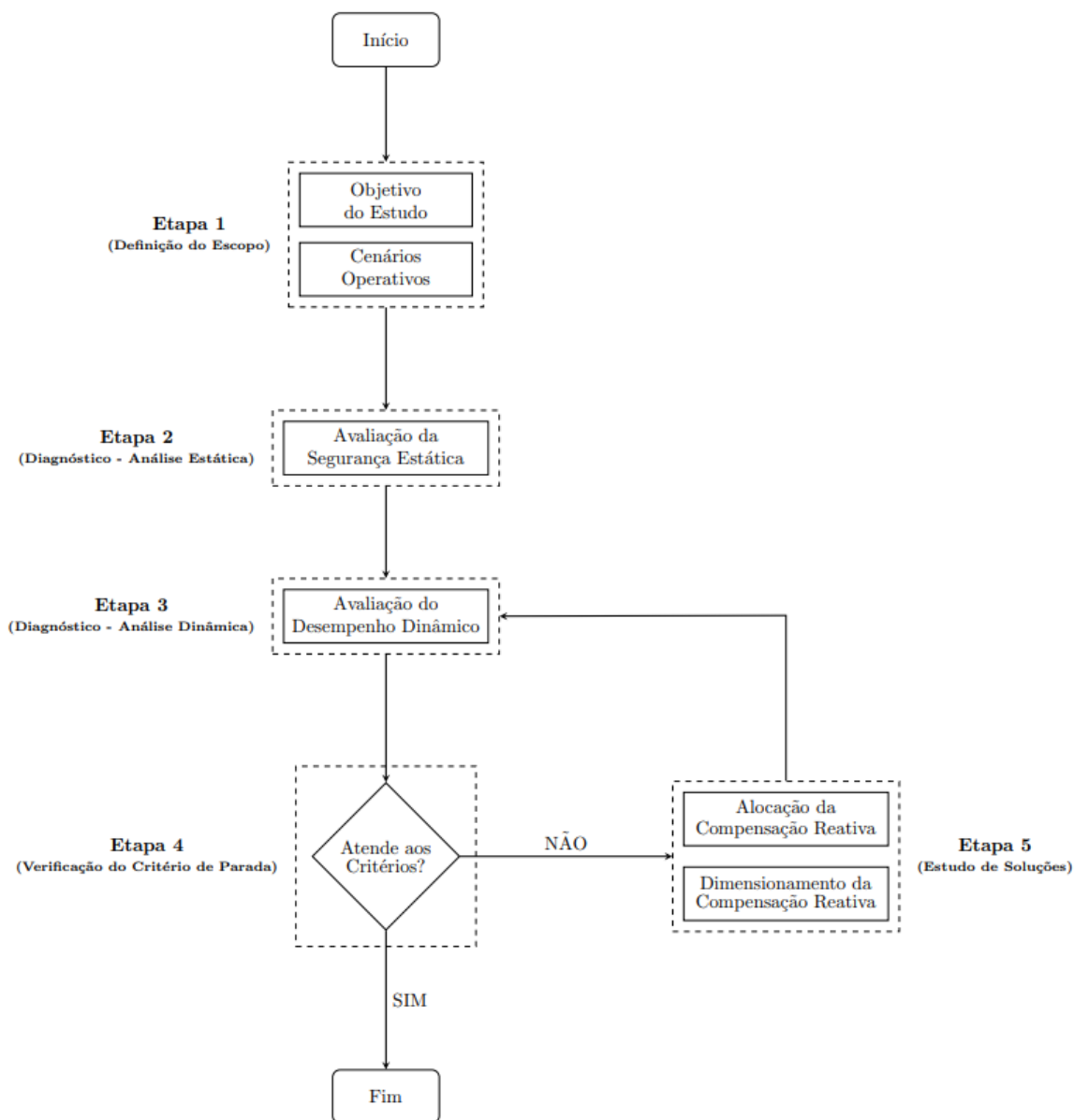


Figura 5-1: Fluxograma da metodologia proposta para alocação de potência reativa.

- **Etapa 1 (Definição de Escopo):** inicialmente, o escopo para a condução dos estudos de compensação reativa é definido. Dessa forma, são estabelecidos os objetivos e os cenários mais representativos.

² Tempo de recuperação é o tempo necessário para que o elo atinja 90% do valor da potência originalmente transmitida, sem posterior redução, após a extinção da falta causadora da interrupção de potência.

- **Objetivo do estudo:** em primeiro lugar, os objetivos do estudo, que podem ser, dentre outros, a alocação de potência reativa para aumentar o escoamento de geração, a capacidade de interligação regional e/ou o atendimento à carga são escolhidos. Para cada tipo de estudo, são estabelecidas metas específicas, que normalmente estão associadas aos cenários de carga e geração de uma determinada configuração de rede;
 - **Cenários operativos:** dado o objetivo em questão, é determinado o horizonte do estudo. Em seguida, são identificados cenários de carga e geração mais severos para a rede estudada. Para redes com problemas de subtensão, são selecionados cenários de carga elevada e despacho que provoque carregamento elevado na região de interesse. Para redes com problemas de sobretensão, são escolhidos cenários de carga leve e fluxo de potência suficiente que permitam operar os reatores manobráveis desligados.
- **Etapa 2 (Diagnóstico - Análise Estática):** nessa etapa, são realizados estudos para avaliar a segurança estática do sistema. Além disso, são elencadas, de forma preliminar, barras candidatas à alocação de compensação reativa e potência de curto-circuito. Por exemplo, podem ser consideradas como barras candidatas aquelas que apresentam menor perfil de tensão em regime permanente, que possuem índice de robustez baixo, que estejam próximas a linhas de transmissão com maiores carregamentos, ou que pertençam a regiões de interesse em estudos de interligações entre áreas.
- **Avaliação da Segurança Estática:** considerando os cenários definidos na **Etapa 1**, são obtidos pontos de operação já com exploração ótima dos recursos de controle de tensão existentes no sistema, utilizando ferramentas de fluxo de potência ótimo. A partir desses pontos, identificam-se barras com menor perfil de tensão em regime permanente³. Além disso, identificam-se linhas de transmissão com maiores carregamentos, verificando se estão acima do SIL (do inglês, *Surge Impedance Loading*).
- **Etapa 3 (Diagnóstico - Análise Dinâmica):** as análises dinâmicas são realizadas nesta etapa para levantar o comportamento das barras de interesse. As barras candidatas identificadas na **Etapa 2** são utilizadas como referência para orientar a aplicação de perturbações na rede, geralmente próximas a esses pontos⁴.
- **Avaliação do Desempenho Dinâmico:** considerando as barras candidatas elencadas na avaliação preliminar, são realizadas simulações N-1 e N-2 na região de interesse ou em áreas remotas que afetam a estabilidade da região de interesse. Além dessas simulações, pode-se realizar energização e rejeição para identificar necessidades específicas de compensação reativa variável, geralmente associadas a troncos de grande comprimento. Monitoram-se as subestações com maior taxa de queda de tensão e maiores afundamentos. Esses pontos são identificados como prioritários para receber suporte de potência reativa variável.
- **Etapa 4 (Verificação do Critério de Parada):** após a avaliação do desempenho dinâmico, verifica-se o critério de parada do método, determinando se o objetivo do estudo foi atingido.

³ Nesse contexto, as curvas P-V e Q-V podem ser utilizadas principalmente para comparação entre barras. No entanto, não há um critério estabelecido que defina a margem adequada. Até o momento, não dispomos de parâmetros para realizar o diagnóstico, nem de métricas que nos permitam determinar o que é considerado adequado do ponto de vista do planejamento de longo prazo.

⁴ A avaliação de desempenho elétrico é crucial para identificar se a necessidade de compensação é fixa ou variável. Em alguns casos, é possível atender aos critérios de segurança elétrica apenas com equipamentos fixos (reatores e capacitores). No entanto, é necessário confirmar essa adequação através da avaliação de desempenho dinâmico.

- **Atende aos Critérios?:** em primeiro lugar, verifica-se se as metas estabelecidas para o estudo foram alcançadas para os múltiplos cenários de carga e geração definidos na **Etapa 1**. Caso as metas sejam atingidas, a partir de casos estáveis e respeitando todos os critérios de desempenho elétrico, o processo é finalizado. Caso contrário, prossegue-se para a **Etapa 5**, onde são realizados estudos de soluções.
- **Etapa 5 (Estudo de Soluções):** nesta etapa, são alocados equipamentos de compensação reativa e realizado o respectivo dimensionamento, visando maximizar o benefício sistêmico da alocação. Depois, retorna-se à **Etapa 3** para a realização de novas simulações dinâmicas.
 - **Alocação de Compensação Reativa:** a escolha dos pontos para inserir compensação reativa concentra-se nas subestações de maior nível de tensão nominal, próximas aos pontos prioritários identificados nas simulações em regime dinâmico;
 - **Dimensionamento da Compensação Reativa:** com os locais definidos, o dimensionamento é realizado com base na escolha do dispositivo e da configuração (especificação de potência) que oferece o melhor benefício sistêmico. São escolhidas alternativas de capacidade e realizadas simulações com a rede completa e em contingências para avaliar qual delas é mais benéfica, considerando os múltiplos cenários selecionados na **Etapa 1**. Além disso, ao inserir um novo equipamento de compensação reativa, é importante garantir que sua contribuição em regime permanente, pré-falta seja a menor possível, proporcionando uma margem de contribuição adequada durante o evento.

Vale ressaltar que questões de modularização devem ser consideradas para definir o melhor arranjo de equipamentos, seja com mais unidades de menor potência ou menos unidades de maior potência, no momento de detalhamento técnico da solução, considerando além de questões de confiabilidade, questões de custo, fundiárias, de otimização de projeto e até mesmo de capacidade de fornecimento dos equipamentos pela indústria. Nessa etapa, a consulta às transmissoras para confirmar a viabilidade de espaço físico e expansão dos barramentos das subestações candidatas é fundamental para a decisão do melhor ponto para a alocação de soluções.

6. Aplicação da metodologia em estudo de caso prático no SIN

Após a exposição da metodologia, apresenta-se, nesta seção, sua aplicação com foco na rede de transmissão dos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí.

Essa região foi escolhida em virtude das evidências observadas durante a perturbação de agosto de 2023, que justificam a necessidade de avaliação dessa área, e também pela perspectiva de inserção de um novo elo de transmissão em corrente contínua na mesma região, cujo estudo encontra-se em andamento.

Pode-se citar como características relevantes para a região a massiva presença de IBRs e reduzida presença de máquinas síncronas, além da presença de longas linhas de transmissão que interligam as regiões Norte e Nordeste (N-NE), que têm sido acessadas por grande quantidade de usinas eólicas e solares, influenciando o controle de tensão local. Adicionalmente, é importante mencionar que a interligação N-NE desempenha papel importante na capacidade de exportação de energia da região Nordeste para a região Sudeste, maior centro consumidor do país, principalmente em momentos de reduzida geração hidráulica na região Norte, quando os elos de corrente contínua de Xingu e Graça Aranha podem ser utilizados para esse fim.

Ressalta-se, por fim, que as análises aqui apresentadas já consideram os novos compensadores síncronos recomendados para as SEs Açú III (2 x 300 MVA) e João Câmara III (1x 300 MVA), a partir de [1].

6.1. Considerações sobre a base de dados de transitórios eletromecânicos

Devido à relevância que a base de dados de transitórios eletromecânicos tem na presente análise, convém resgatar o estágio atual de seu desenvolvimento.

No relatório de análise da perturbação de agosto de 2023 [23], o Operador Nacional do Sistema Elétrico constatou que *“... o desempenho dos controles em campo, de usinas eólicas e fotovoltaicas, em especial no que tange à capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, foi muito aquém dos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes e representados na base de dados oficial de transitórios eletromecânicos do ONS. Assim, a diferença entre o desempenho em campo e as simulações não permitiu ao ONS identificar os riscos relacionados ao cenário operativo pré-distúrbio...”*.

Desde então, a base de dados de transitórios eletromecânicos sofreu modificações na tentativa de aproximar o desempenho das simulações ao observado em campo, naquela perturbação, e evitar que durante contingências os modelos de usinas eólicas e solares contribuíssem de forma otimista com o suporte dinâmico de potência reativa. Esse ajuste na base de dados aumenta as restrições elétricas em todo Sistema Interligado Nacional devido à presença massiva de IBRs em todas as regiões do país. Tais restrições estão principalmente associadas a menor margem de estabilidade de tensão, visto que grande parte dos IBRs na atual base de dados não contribui com suporte de potência reativa.

Nesse sentido, cabe destacar que, se por um lado os IBRs necessitam de robustez elétrica no ponto de conexão para operação segura, por outro lado, o sistema elétrico também demanda a contribuição dos IBRs conectados em sua rede para melhor desempenho durante perturbações. Essa importante relação impacta tanto na segurança operativa quanto na otimização da expansão do sistema elétrico.

De forma a exemplificar as alterações recentes da base de dados de transitórios eletromecânicos, apresenta-se na Figura 6-1 o desempenho de um modelo de usina solar durante curto-circuito para três bases de dados publicadas sequencialmente: base anterior a 15/08/2023; base ajustada após 15/08/2023; e base com substituição parcial de modelos ajustados por dois modelos validados pelo fabricante (fev/2025).

É possível notar que o modelo ajustado após o dia 15/08/2023 (curva azul) teve sua injeção de potência reativa durante falta desabilitada, apresentando contribuição nula durante o defeito. Posteriormente, com a validação deste modelo pelo fabricante (curva verde), houve reabilitação da injeção de potência reativa durante faltas, passando essa planta a contribuir com injeção de corrente durante o defeito, mesmo que com capacidade inferior àquela representada na base de dados anterior ao dia 15/08/2023 (curva vermelha).

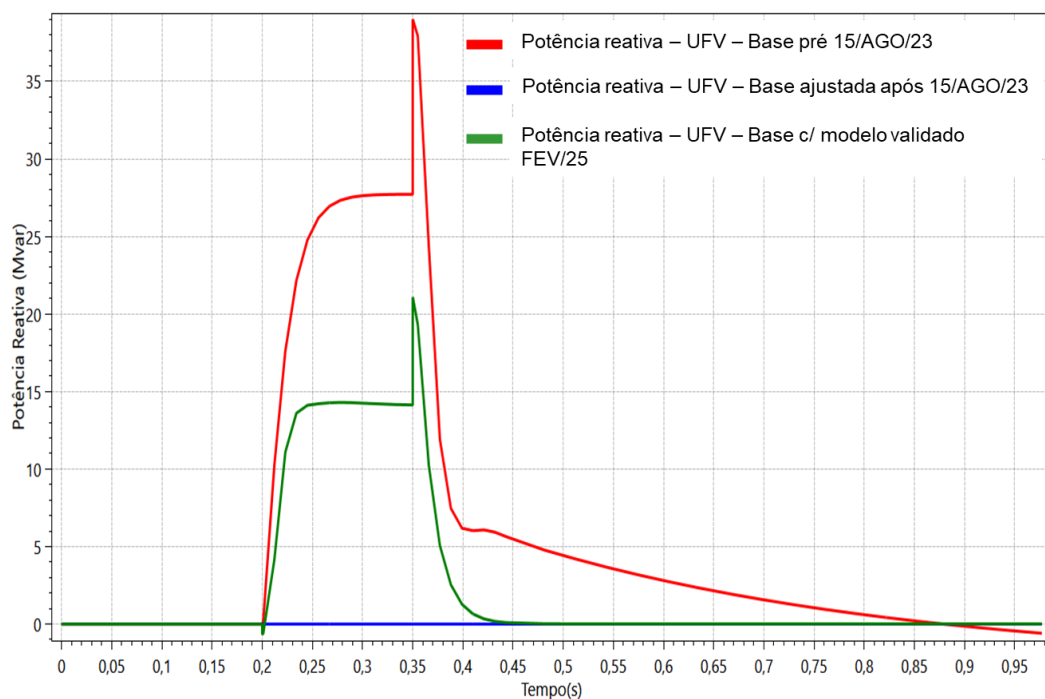


Figura 6-1: Potência reativa de um modelo de usina solar – evolução a partir de agosto de 2023.

Nota-se, pela evolução deste modelo, que há margem para modificações significativas no desempenho do Sistema Interligado Nacional após a validação de todos os seus modelos de usinas eólicas e solares.

Após esta perturbação, o ONS tem envidado esforços para aumentar a acurácia dos modelos presentes na base de dados do SIN. Entretanto, até o momento da publicação desta nota técnica, só foi possível a conclusão da validação de 12% dos modelos de usinas solares fotovoltaicas e 25% dos modelos de usinas eólicas.

6.2. Análise estática

Com o objetivo de subsidiar o estudo de soluções para compensação reativa, foram calculados índices de robustez para determinadas barras do sistema elétrico na região Nordeste. Nesta etapa inicial, adotou-se um ponto de operação uniforme em termos de geração renovável variável — especificamente, 60% do fator de capacidade para usinas eólicas e 30% para usinas solares fotovoltaicas — com o intuito de mapear as áreas mais sensíveis da região. Posteriormente, para a realização da análise dinâmica, foram propostos fatores de capacidade mais elevados para os estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, de modo a intensificar o estresse sobre a área de interesse do estudo, dados os pontos mais sensíveis identificados.

Para o cálculo das métricas de robustez, foram utilizadas as potências de curto-circuito trifásicas (SCC) e os fatores de interação *Multi-Infeed* (MIIF), obtidos por meio do programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM). A partir dessas grandezas, os índices SCR e MISCR foram computados diretamente a partir dos dados de saída do ANATEM, exportados em formato de planilha. Na Tabela 6-1, são apresentados dois conjuntos de índices para as barras em 500kV selecionadas: o SCR e MISCR nominais, calculados com base na potência instalada dos IBRs, e o SCR e MISCR do despacho, obtidos a partir das potências efetivamente geradas pelos IBRs no ponto de operação analisado. As barras foram ordenadas de acordo com os valores de MISCR nominal.

A partir da tabela, observa-se que o MISCR apresenta valores próximos para subestações com diferentes níveis de curto-circuito, como por exemplo para as subestações de Açú III (SCC = 11.304,86; MISCR = 0,372) e Jaguaruana 2 (SCC = 7.207,21; MISCR = 0,323).

Tabela 6-1 – Índices de robustez calculados.

| Nome da barra | SCC _i (MVA) | SCR (nominal) | SCR (despacho) | MISCR (nominal) | MISCR (despacho) |
|---------------|---------------------------|------------------|-------------------|--------------------|---------------------|
| JAGUA2-CE500 | 7207,21 | - | - | 0,323 | 0,699 |
| SLUZ12-PB500 | 8328,75 | 3,50 | 7,82 | 0,328 | 0,707 |
| JCMR3--RN500 | 10129,25 | 6,46 | 10,99 | 0,351 | 0,743 |
| CMRIM2-RN500 | 10064,03 | 9,67 | 16,16 | 0,357 | 0,754 |
| MRDNVA-CE500 | 9102,91 | - | - | 0,369 | 0,803 |
| AÇU3---RN500 | 11304,86 | 3,80 | 7,96 | 0,372 | 0,798 |
| QUIXAD-CE500 | 9387,94 | - | - | 0,383 | 0,836 |
| BNOME2-PE500 | 11948,27 | - | - | 0,385 | 0,842 |
| CGRD3--PB500 | 11687,58 | 18,04 | 30,06 | 0,387 | 0,825 |
| FORTA2-CE500 | 8961,33 | - | - | 0,389 | 0,850 |
| PECEM2-CE500 | 8508,21 | - | - | 0,392 | 0,857 |
| OUROL2-BA500 | 12997,73 | 5,43 | 10,94 | 0,405 | 0,894 |
| CRTEUS-CE500 | 7479,93 | - | - | 0,416 | 0,916 |
| MESSIA-AL500 | 9738,11 | - | - | 0,425 | 0,916 |
| IGAPO3-BA500 | 12434,13 | 58,05 | 99,70 | 0,428 | 0,990 |
| PARNAI-PI500 | 7338,04 | - | - | 0,440 | 0,971 |
| GARANH-PE500 | 14375,28 | - | - | 0,459 | 0,988 |
| JARDIM-SE500 | 9906,38 | - | - | 0,468 | 1,022 |
| OLINDI-BA500 | 12740,55 | 26,27 | 43,78 | 0,478 | 1,045 |
| TERES4-PI500 | 11767,21 | - | - | 0,573 | 1,273 |

Com base nos resultados obtidos, foi possível identificar regiões mais adequadas para a alocação de compensação síncrona, uma vez que essa tecnologia contribui para o aumento dos níveis de curto-circuito em áreas específicas do sistema. Delimitando o escopo da análise aos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, foco deste estudo, destacam-se como mais propícias para a alocação de soluções as subestações de Jaguaruana II, João Câmara III, Ceará Mirim II, Morada Nova, Açu III e Quixadá. Essas subestações, evidenciadas em negrito na Tabela 6-1, apresentam os menores valores dos índices de robustez considerados para essa região.

Embora seja possível realizar um ranqueamento preliminar das barras mais críticas para a alocação de compensação reativa, a interpretação dos resultados deve ser conduzida de forma comparativa. Do ponto de vista do SCR, adota-se como referência o valor 3, amplamente consolidado na literatura como indicativo de um sistema fraco [3]. No entanto, essa métrica não se mostra conclusiva em sistemas com múltiplos IBRs dada a complexidade das interações dinâmicas envolvidas. Valores superiores a esse limiar sugerem que o ponto de conexão apresenta maior robustez frente a variações de potência ativa e reativa, sendo, portanto, menos suscetível à instabilidade de tensão.

Por outro lado, no caso do MISCR, ainda não há um valor de referência amplamente aceito, uma vez que sua interpretação depende das características específicas de cada sistema e da forma de cálculo do índice, sendo o valor de referência usualmente ajustado conforme a experiência dos operadores e planejadores. É importante destacar que o cálculo dos índices nesta Nota Técnica foi realizado considerando $P_{nom,i}^{IBRs}$ como a potência total dos parques que se conectam a um mesmo ponto de acoplamento comum, sendo ele a barra i , o que resultou em valores mais conservadores para o índice. Caso o cálculo considerasse como $P_{nom,i}^{IBRs}$ a potência injetada na barra apenas pelos IBRs diretamente nela conectados, o valor do índice medido seria significativamente mais elevado. Desse modo, a falta de um consenso quanto ao método de cálculo mais apropriado e quanto à atribuição de valores de referência para esse índice dificultam sua interpretação objetiva.

A dificuldade de interpretação do índice é evidenciada no caso prático analisado, em que as barras de Açú III e João Câmara III, mesmo após a recente inserção de novos compensadores síncronos, continuam apresentando valores reduzidos de MISCR.

Conclui-se, portanto, que os índices analisados, bem como seus valores absolutos, não devem ser utilizados de forma isolada como referência universal. Isso se deve à ausência de consenso quanto ao índice mais apropriado e ao respectivo valor de referência, os quais variam em função das particularidades do sistema elétrico e dos equipamentos que compõem a região de interesse. Dessa forma, a definição de critérios para a alocação de compensação reativa deve, necessariamente, estar fundamentada em uma análise dinâmica mais abrangente, capaz de capturar as interações complexas entre os elementos do sistema.

6.3. Análise dinâmica

Após a identificação pela análise estática dos pontos candidatos a receberem maior suporte de potência reativa, foram avaliados dois cenários em regime dinâmico com elevada geração eólica e solar no ano 2030.

O cenário 1 é representado por uma geração maior de energia solar, enquanto o cenário 2 é predominantemente caracterizado pela geração elevada das usinas eólicas. Nos dois casos há elevado fluxo na interligação Norte-Nordeste. Deste modo, os dois cenários atendem ao objetivo de avaliar a estabilidade de tensão em condições de elevada injeção de potência ativa pelos IBRs e elevado carregamento na interligação com o Norte.

Apresenta-se, a seguir, o desempenho elétrico da região quando submetida a eventos, para identificação de pontos com menor suporte de tensão, para alocação prioritária de equipamentos de compensação reativa que possam tornar o desempenho adequado. A seleção inicial dos pontos promissores na avaliação dinâmica é feita pela identificação das subestações com maior variação e/ou afundamento de tensão após a aplicação da falta.

A primeira constatação quanto ao desempenho elétrico é o reduzido suporte de potência reativa presente na região avaliada e a rápida ocorrência de colapsos de tensão. Uma das contingências mais críticas foi o curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá. Observa-se na Figura 6-2 a tensão nas subestações de usinas eólicas e solares e na Figura 6-4 a tensão nas subestações em 500 KV do Ceará. Nota-se, que para esta falta, ocorre o colapso de tensão antes mesmo da eliminação do curto-circuito.

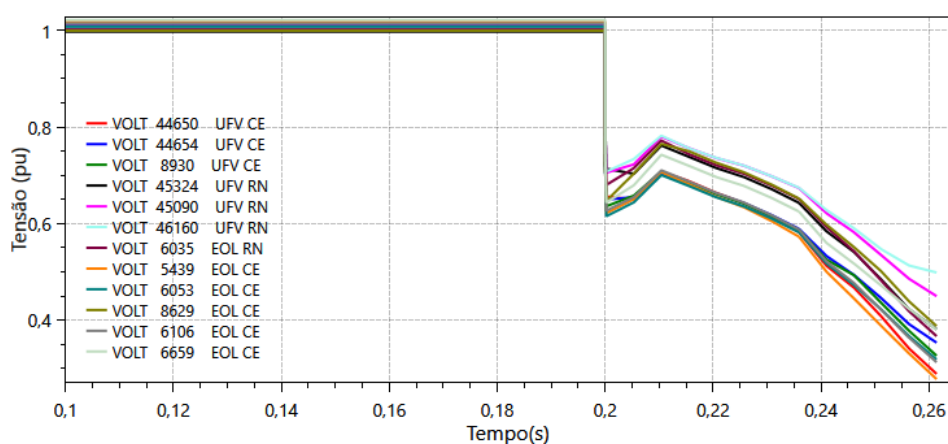


Figura 6-2: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – tensão nas SEs de usinas eólicas e solares.

É importante observar que, pela atual base de dados eletromecânicos, uma grande quantidade das usinas eólicas e solares da região oferece pouco suporte de potência reativa durante contingências. A Figura 6-3 apresenta a potência reativa de usinas eólicas e solares durante Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá. É possível notar que durante o curto-circuito há muitas usinas com reduzida contribuição para o controle de tensão e algumas usinas absorvendo energia reativa, enquanto se esperava a injeção.

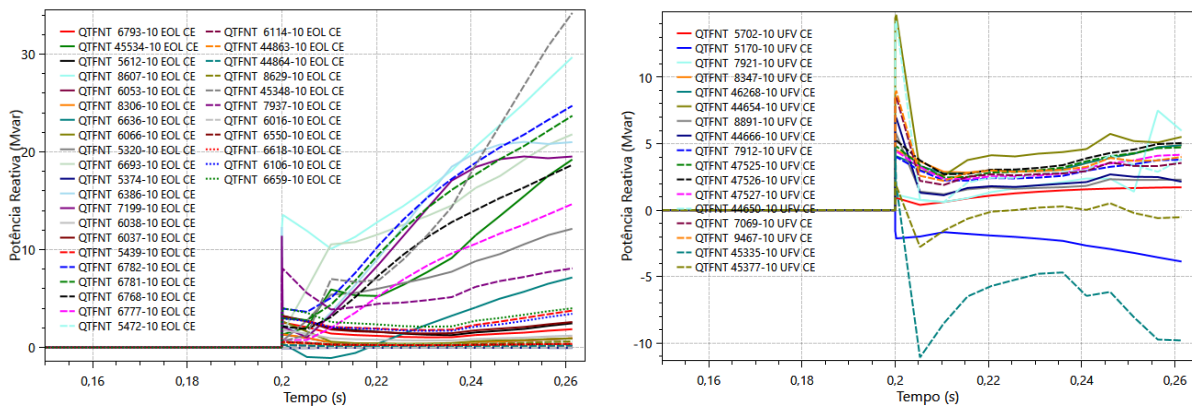


Figura 6-3: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – variação de potência reativa das usinas eólicas e solares.

Pela Figura 6-4 é possível confirmar a indicação pela análise estática de que a SE 500 kV Quixadá e a SE 500 kV Morada Nova são pontos candidatos a receberem equipamentos para aumentar o suporte de potência reativa, visto que são subestação com maiores quedas de tensão para esta falta.

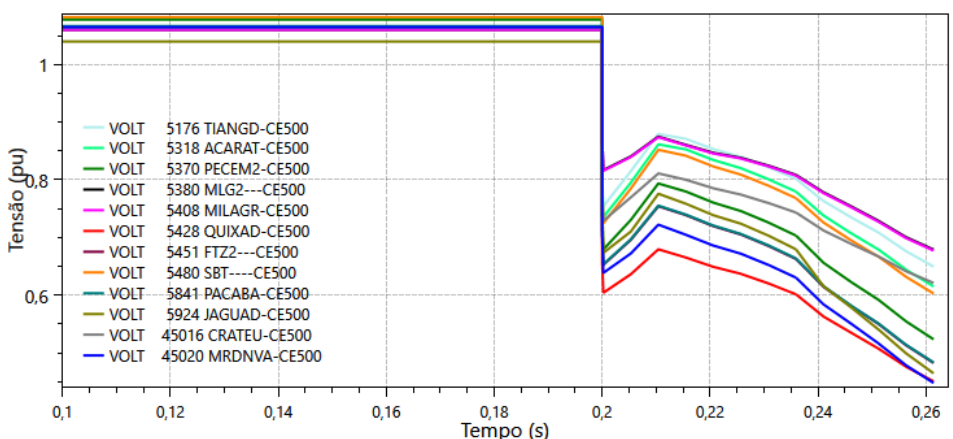


Figura 6-4: Cen1 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá – tensão nas SEs em 500 KV do Ceará.

Nota-se também que faltas nas linhas de transmissão em 230 kV provocam colapso de tensão. Observa-se na Figura 6-5 o colapso de tensão da rede em 230 kV do Ceará após a aplicação de curto-circuito monofásico na SE Banabuiú.

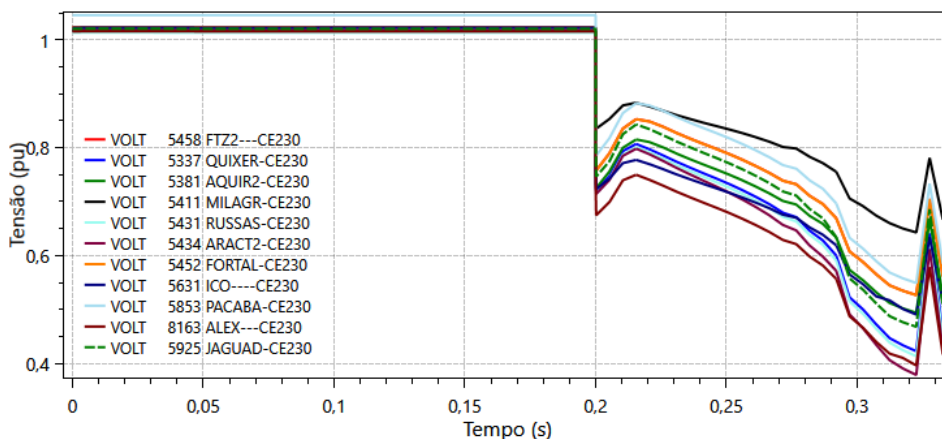


Figura 6-5: Cen2 - Curto-circuito monofásico na SE 230 kV Banabuiú com abertura da LT 230 kV Banabuiú-Aquiraz II C1 – tensão nas SEs em 230 kV do Ceará.

No Rio Grande do Norte, conforme previamente apontado na Tabela 6-1, a SE 500 kV Ceará Mirim II é um ponto adequado para alocação de equipamentos que aumentem o suporte de potência reativa. Observa-se na Figura 6-6 que o perfil de tensão na SE 500 kV Ceará Mirim II está entre as que colapsam com maior velocidade após a perda da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III.

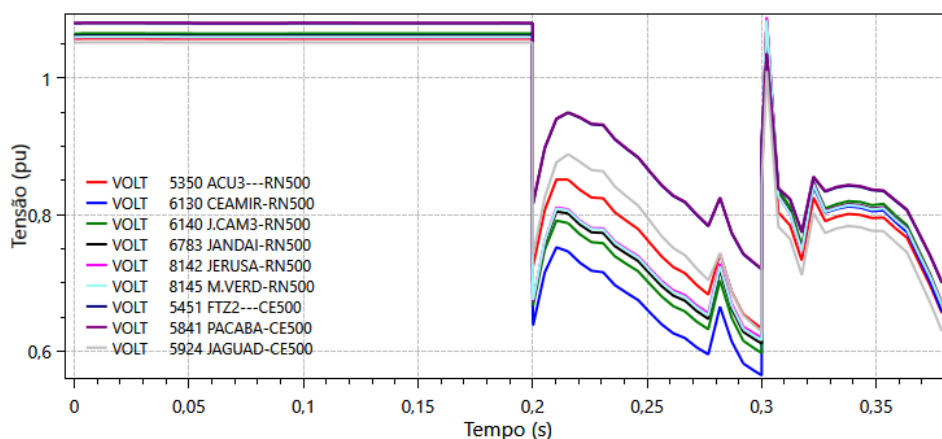


Figura 6-6: Cen2 - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV C. Mirim II com abertura da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III C1 – tensão nas SEs em 500 kV.

Após a avaliação das contingências nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, foi identificada uma configuração capaz de oferecer suporte adequado frente às contingências nesta região. São quatro unidades de compensadores síncronos de 300 MVA, sendo 1 unidade na SE 500 kV Ceará Mirim II, 2 unidades da SE 500 kV Morada Nova e 1 unidade na SE 500 kV Quixadá.

Constatou-se, também, que um compensador síncrono em Açú III ofereceria suporte de potência reativa à Rede Básica semelhante a um compensador síncrono em Quixadá. A configuração de referência recomendada nesta Nota Técnica considera o compensador síncrono na subestação de Quixadá pelo fato dessa configuração se harmonizar com futuras expansões da interligação N-NE, bem como possibilitar maior distribuição do suporte de potência reativa em diferentes pontos da Rede Básica.

Considerando a configuração de rede com os quatro compensadores recomendados, o desempenho da rede se mostra adequado frente às perturbações na rede local. Demonstra-se a seguir a diferença de desempenho para algumas contingências críticas considerando a presença dos compensadores síncronos e a configuração da rede sem estes equipamentos.

A Figura 6-7 apresenta o perfil de tensão na SE 500 kV Ceará Mirim II. Observa-se que durante o curto-circuito há menor queda de tensão ao se considerar a presença dos compensadores síncronos. Outro benefício com a presença dos CS é que após a eliminação do curto-circuito, com a abertura da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III, há rápida recuperação e estabilização da tensão.

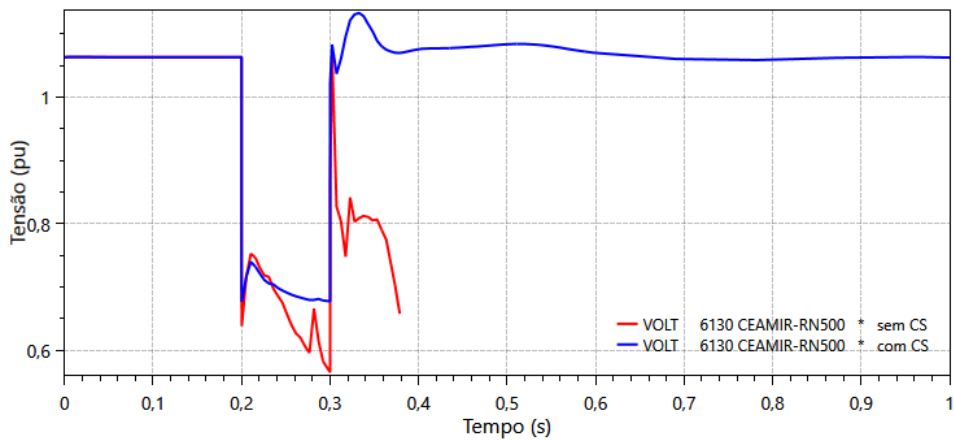


Figura 6-7: Cen2 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV C.Mirim II com abertura da LT 500 kV Ceará Mirim II-Campina Grande III C1 – tensão nas SEs em 500 kV do Ceará.

Demonstra-se, a seguir, que a subestação em 500 kV Morada Nova atinge desempenho adequado ao se considerar a configuração de rede com compensadores síncronos. A Figura 6-8 apresenta o perfil de tensão da barra durante o curto-circuito monofásico na LT 500 kV Quixadá-Crateús, demonstrando que o suporte de potência reativa dos CS evita o colapso de tensão e permite a recuperação após a eliminação da falta.

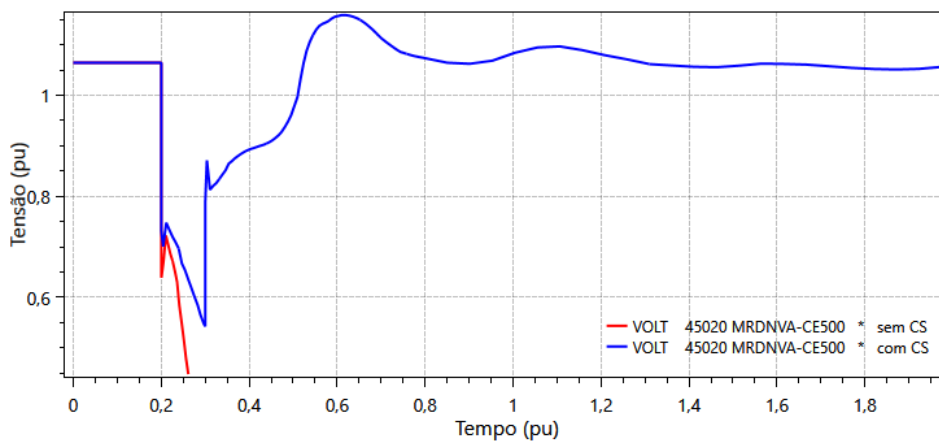


Figura 6-8: Cen1 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá com abertura da LT 500 kV Quixadá-Crateús – tensão nas SEs em 500 kV do Ceará.

Para esta mesma falta, curto-circuito monofásico na LT 500 kV Quixadá-Crateús, observa-se na Figura 6-9 a injeção de potência reativa pelos quatro compensadores síncronos. Ressalta-se que mesmo a contingência sendo afastada da SE Ceará Mirim II, o compensador síncrono desta subestação oferece suporte de potência reativa da ordem de 300 Mvar.

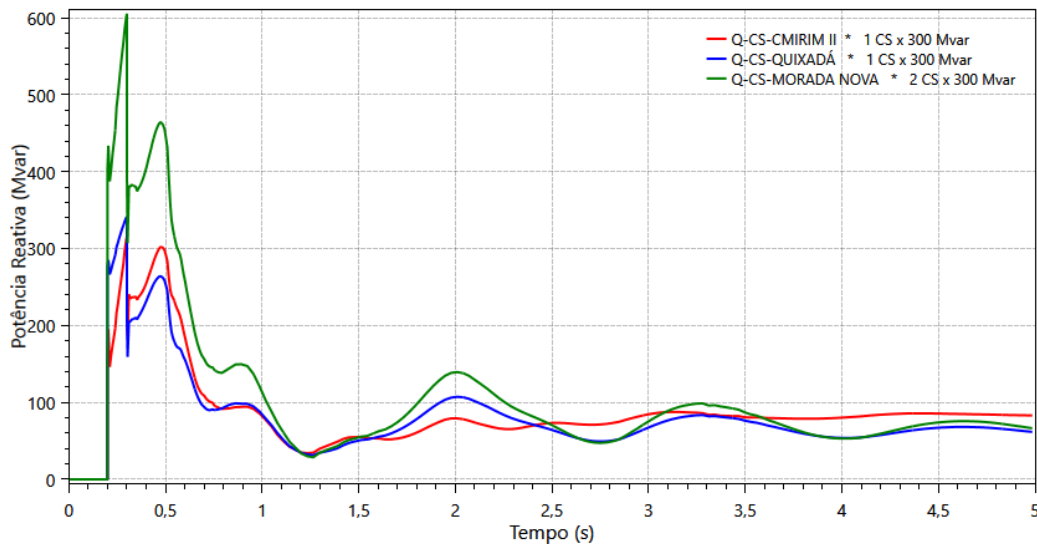


Figura 6-9: Cen1 com 4 CS - Curto-circuito monofásico na SE 500 kV Quixadá com abertura da LT 500 kV Quixadá-Crateús – potência reativa dos CS.

6.4. Recomendações

Sob o ponto de vista da análise de segurança elétrica apresentada nesta nota técnica, recomenda-se a implantação dos quatro compensadores síncronos apresentados na Tabela 6-2.

Tabela 6-2: Obras recomendadas em subestações de Rede Básica.

| Obra | Descrição |
|--|---|
| SE 500 kV Ceará Mirim II (Ampliação/Adequação) | 1º Compensador Síncrono 500 kV, 1 x 300 Mvar |
| SE 500 kV Morada Nova (Ampliação/Adequação) | 1º e 2º Compensador Síncrono 500 kV, 2 x 300 Mvar |
| SE 500 kV Quixadá (Ampliação/Adequação) | 1º Compensador Síncrono 500 kV, 1 x 300 Mvar |

A Tabela 6-3 apresenta os investimentos para as obras recomendadas, cuja soma total é de R\$ 571.632.000,00.

Tabela 6-3: Custos das obras recomendadas.

| Descrição | Qtde. | Custo Total (R\$x1000) |
|---|-------|------------------------|
| | | 571.632 |
| SE 500 kV CEARÁ MIRIM II (Ampliação/Adequação) | | 147.567 |
| IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM | 1 | 14.433 |
| Compensador Síncrono, 1 x 300 Mvar | 1 | 113.171 |
| CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM | 1 | 15.761 |
| MIM - 500 kV | 1 | 4.203 |
| SE 500 kV MORADA NOVA (Ampliação/Adequação) | | 276.498 |
| IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM | 1 | 14.433 |
| Compensador Síncrono, 2 x 300 Mvar | 2 | 226.341 |
| CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM | 2 | 31.521 |
| MIM - 500 kV | 1 | 4.203 |

| SE 500 kV QUIXADÁ (Ampliação/Adequação) | | 147.567 |
|---|---|----------------|
| IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM | 1 | 14.433 |
| Compensador Síncrono, 1 x 300 Mvar | 1 | 113.171 |
| CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM | 1 | 15.761 |
| MIM - 500 kV | 1 | 4.203 |

7. Conclusões e perspectivas para melhorias futuras

Esta Nota Técnica apresentou a consolidação da metodologia a ser utilizada pela EPE para recomendação de suporte de potência reativa nos estudos de expansão da capacidade de transmissão de longo prazo do SIN. A metodologia proposta combina análises estáticas preliminares para identificar pontos críticos de insuficiência de compensação reativa e capacidade de curto-circuito, cuja verificação e validação decorre de análises em regime dinâmico. Dessa forma, a metodologia proporciona uma abordagem eficiente para a alocação de compensação de potência reativa, alinhada às práticas de diversos planejadores e operadores ao redor do mundo, oferecendo um suporte sistêmico eficaz.

A escolha metodológica adotada justifica-se pelo fato de que, embora o índice MISCR represente uma métrica de robustez adequada para o diagnóstico de redes com múltiplos IBRs — como é o caso do SIN —, seu monitoramento isolado não é suficiente para uma caracterização abrangente do problema de compensação reativa, tampouco para a calibração precisa dos objetivos deste estudo. Ademais, observa-se a ausência de um consenso na literatura quanto a um valor de referência consolidado para essa métrica. Diante disso, torna-se imprescindível a realização de avaliações em regime dinâmico, as quais são fundamentais tanto para a análise aprofundada do problema quanto para a identificação da tecnologia mais apropriada à sua resolução.

Nesse contexto, é fundamental contar com uma base de dados que inclua os modelos oficiais das usinas eólicas e solares fotovoltaicas. A utilização de modelos matemáticos precisos é essencial para a tomada de decisões com o menor custo de arrependimento. Modelagens conservadoras podem destacar problemas que não ocorrem na prática e levar a sobre investimentos, enquanto modelagens otimistas podem superestimar margens de estabilidade, resultando em desafios para os operadores.

Diante da incerteza quanto aos modelos atualmente disponíveis para essas usinas, e até que se conclua o processo de validação em curso, a recomendação da implantação de compensadores síncronos se restringiu à área de análise deste estudo, com base em uma visão de mínimo arrependimento. Essa decisão foi motivada, sobretudo, pela capacidade de curto-circuito reduzida na região avaliada, que poderá recepcionar um novo elo em corrente contínua, com a qual as máquinas síncronas podem contribuir de forma significativa. Outro benefício da solução é a ampliação da margem de segurança para a operação do sistema na região em análise, o que poderá contribuir para a mitigação de *curtailment* no curto prazo. Cabe ressaltar que a solução proposta já vinha sendo considerada, também, nos estudos em curso de expansão da capacidade das interligações regionais, o que demonstra que ela trará benefícios garantidos para o SIN.

Após a finalização do processo de validação dos modelos, à medida que os modelos das usinas forem atualizados em conformidade com os Procedimentos de Rede, espera-se a retomada da contribuição de potência reativa dinâmica por parte dessas plantas. Assim, novas recomendações, mais alinhadas com esse cenário atualizado, serão apresentadas no estudo de planejamento previsto para dezembro, que poderá complementar as soluções para uma área maior de abrangência do SIN.

Outro ponto que deve ser considerado em paralelo à atualização de modelos é a evolução dos requisitos técnicos mínimos para a conexão de recursos baseados em inversores, o que tem sido uma preocupação dos operadores ao redor do mundo. A atualização dos requisitos brasileiros, alinhando-os às práticas de outros operadores, pode ser benéfica para o suporte de reativos do SIN. Dessa forma, mesmo que cada recurso contribua modestamente para manter os níveis de tensão dentro dos limites

aceitáveis, do ponto de vista sistêmico, isso pode diminuir os custos de alocação de compensação reativa futura.

Nesse sentido, é importante salientar, também, que se identificadas oportunidades de melhorias nos sistemas de controle ou de conexão dessas plantas no SIN, o investimento no upgrade desses sistemas pode ser considerado também uma opção efetiva para solucionar a deficiência de recursos de suporte ao controle de tensão no SIN, tornando a contribuição desses IBRs mais efetiva para a melhoria do desempenho sistêmico. Um caso concreto nessa linha de ação, ilustrado nesta Nota Técnica, foi o caso da AEMO, detalhado na Seção 2.3.

Por fim, a possibilidade de aprimoramentos futuros da metodologia proposta neste documento inclui a possibilidade de uso de ferramentas computacionais mais avançadas, eficientes e rápidas para simular rampas de potência ao longo do dia, especialmente durante o aumento da geração solar fotovoltaica pela manhã e sua redução à tarde, que devem ser supridas por geração despachável. Para analisar estratégias de redespacho e compensação reativa ao longo de um dia operativo, é essencial dispor de uma ferramenta que permita realizar essas análises em tempo hábil e com uma representação fidedigna da realidade. Além disso, avanços em estudos eletromagnéticos e na modelagem específica do SIN para esse fim também são necessários para uma visão mais abrangente e detalhada dos fenômenos associados à maior inserção de IBRs no sistema elétrico.

8. Referências

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Proposição da Implantação de Compensadores Síncronos no Rio Grande do Norte,” Relatório NT-ONS DPL 0008/2025, Janeiro 2025.
- [2] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems,” Reliability Guideline, 2017.
- [3] CIGRE SC C4, “System Strength,” 2021.
- [4] Working Group B4.62, “Connection of Wind Farms to Weak AC Networks,” Cigre Technical Brochure 671, Paris, 2016.
- [5] Working Group B4.41, “Systems with Multiple DC Infeed,” CIGRE Technical Brochure No. 364, Paris, 2008.
- [6] D. Wu, G. Li, M. Javadi, A. Malyscheff, M. Hong e J. Ning Jiang, “Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site-Dependent Short Circuit Ratio,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1072-1080, July 2018.
- [7] J. Araneda, R. Espinoza, V. Velar e R. Mellado, “Energy Transition and System Strength in the Chilean National Electric System,” em *2024 Paris Session*, Paris, 2024.
- [8] J. Vargas, R. Espinoza, V. Velar e G. Zbinden, “Real Time System Strength Monitoring in the Chilean National Electric System,” em *2024 Paris Session*, Paris, 2024.
- [9] L. Liyanarachchi, N. Hosseinzadeh, A. Gargoom e E. Farahani, “A new index for the assessment of power system strength considering reactive power injection and interaction of inverter based resources,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, p. 103460, 2024.
- [10] Australian Energy Market Operator (AEMO), “System Strength Impact Assessment Guidelines,” AEMO System Design, 2024.
- [11] J.-Y. Kim, T.-G. Kim, H.-C. Shin, T.-Y. Song e u.-Y. Joo, “Challenges of Frequency and Transient Stability arising from the Increased Renewable Energy,” em *2024 Paris Session - Ref C2*, Paris, 2024.
- [12] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem e V. Vittal, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1387-1401, 2004.
- [13] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares e I. Erlich, “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 3271 - 3281, 2021.
- [14] Joint Working Group C4/C2.58/IEEE, “Evaluation of Voltage Stability Assessment Methodologies in Modern Power Systems with High Penetration of Inverter-Based Resources,” Technical Brochure 943, Paris, 2024.
- [15] Independent System Operator for New England (ISO-NE), “ISO New England Transmission Planning Technical Guide - Appendix E, Dynamic Stability Simulation - Voltage Sag Guideline,” ISO-NE, Holyoke, 2013.
- [16] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*, Rio de Janeiro: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>, Março 2025.

- [17] National Energy System Operator (NESO), *The Complete Grid Code: European Grid Code Connections*, <https://dcm.nationalenergyiso.com/>, Abril 2025.
- [18] Alberta Electric System Operator (AESO), *Connection Requirements for Inverter-Based Resources*, https://www.aeso.ca/assets/Uploads/future-of-electricity/IBR-Connection-Requirements-Report_Final-Authenticated.pdf, Fevereiro, 2024.
- [19] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), *Nodal Operating Guides*, <https://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating>, Fevereiro 2025.
- [20] IEEE, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems," IEEE Std 2900-2022, 2022.
- [21] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*, Rio de Janeiro: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>, Março 2025.
- [22] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos (CCPE), "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," Volume 2, 2022.
- [23] Operador Nacional do Sistema Elétricos , "Relatório de Análise da Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min - RAP-ONS 00012/2023," ONS, Outubro 2023.

9. Anexos – Consultas de Viabilidade

9.1. Subestação Ceará Mirim II



Ofício n. 0520/2025/DEE/EPE

48002.001255/2025-62

Rio de Janeiro, 23 de maio de 2025.

Ao Senhor

PEDRO MARCONDES DE BRITO

Gerente Executivo de engenharia Aplicada de Transmissão

Eletrobras (Chesf)

Edifício Barão de Mauá - Av. Graça Aranha, 26 - 12º Andar - Centro

20020-021 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs Ceará Mirim II e Quixadá.**

Referência: Caso responda a este Ofício, indicar expressamente o Processo nº

48002.001255/2025-62

Senhor Gerente,

1. Com o objetivo de subsidiar a elaboração da Nota Técnica intitulada “Metodologia para Diagnóstico e Alocação de Soluções de Compensação de Reativos no SIN”, encaminhamos, em anexo, os formulários referentes à análise de viabilidade de expansão das Subestações: Ceará Mirim II e Quixadá.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Essas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez à recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas na subestação desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.
4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas a suas etapas.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0520/2025/DEE/EPE

48002.001255/2025-62

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

Atenciosamente,

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
Empresa de Pesquisa Energética

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

2



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

CTA EETA-00823-2025

Rio de Janeiro, 05 de junho de 2025

Ao Senhor,

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

Assunto: Processo **Ofício nº 0520/2025/DEE/EPE**

Referência: **Processo nº 48002.001255/2025-62**

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício nº **0520/2025/DEE/EPE**, de 23 de maio de 2025, estamos enviando em anexo, os formulários de viabilidade da expansão para as subestações de Ceará Mirim II e Quixadá, devidamente preenchidos, juntamente com as respectivas plantas de situação.

Assim sendo, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO
Pedro Marcondes de Brito
Gerente Executivo
Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA

Classificação: Pública



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Metodologia Para Diagnóstico e Alocação De Soluções De Compensação De Reativos No SIN

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Ceará Mirim II

Concessionária Proprietária: Chesf

1. Módulos de Manobra

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

Compensador Síncrono* Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal: -180/300 Mvar

* Considerar como compensador síncrono o conjunto composto por máquina síncrona e transformador elevador.

Obs.1: A resposta deve contemplar todas as expansões existentes e aquelas que foram consultadas.

Obs.2: Na impossibilidade de expansão contígua à subestação, informar se há possibilidade de expansão total ou parcial.

Obs.3: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

Compensador Síncrono Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal -180/300 Mvar

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: Para a proposta 1: 17.000 m2 para cada módulo CC + IB + ampliação de barramentos
 Não Para a proposta 2: 1.000 m2

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____

Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Observações da EPE

a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas uma linha ou se há outras configurações viáveis.

b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.

c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.

e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

6. Observações da Proprietária

A – Proposta 1: As ampliações seriam posicionadas de forma contígua aos circuitos da EL 500 kV para SE João Pessoa II e 2º Banco de reatores de barra 3 x 50 Mvar, objetos do Leilão 1/2024 - Lote 4 (conforme desenho Planta de Situação anexo). Portanto a instalação desses eventos citados no prazo acordado em outorga será um condicionante para o atendimento dessa proposta. Será necessário a aquisição de terreno com área de aproximadamente 17.000,00 m² para a instalação de cada conexão de compensador síncrono, suas ampliações de barramentos, CS e IB.

B – Proposta 2: Instalação dos circuitos em área existente na subestação, com compartilhamento da IB com outros agentes. A proposta 2 acarreta a limitação da ampliação dos barramentos 230 kV. A Proposta 2 já considera a instalação do 3º e 4º Banco de autotransformadores com conexões, futuros, e alguns circuitos das EL 230 kV futuros, conforme o projeto básico do Edital do leilão de 2011. Para a instalação de apenas um compensador síncrono, junto ao bay da EL Rio dos Ventos, é necessário a aquisição de pelo menos 1000,00 m² de área, considerando a ampliação do leilão 1/2024 lote 4 já instalada. Adicionalmente para instalação do 2º compensador síncrono, no terreno existente, há a prerrogativa de limitar a ampliação para 3 EL 230 kV futuras (atualmente existem 5 EL 230 kV instaladas).

Na planta de situação anexa, N°: 102-CID03-AP-EM-PS-R0, é possível visualizar as áreas indicadas. Os equipamentos reserva devem ser considerados nessa ampliação.

Comentário Eletrobrás: A proposta 1 é mais indicada para a instalação de dois compensadores síncronos contíguos com compartilhamento de unidade reserva monofásica para os transformadores de acoplamento, e considerando também a existência de outro agente em ampliação.

A proposta 2 torna a ampliação dos barramentos 230 kV limitada e por isso consideramos com alta restrição.

23/05/2025

Data da Solicitação

Recife, 03/06/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins
 Superintendente de Transmissão de Energia
 STE/DEE/EPE

Luciano Ribeiro do Vale Jardimino da Costa

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
 Nome:
 Cargo:



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações



Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 4 - 4

Anexo -> Diagrama Unifilar Simplificado



-  Expansão já licitada
-  Expansão sugerida

9.2. Subestação Quixadá



Ofício n. 0520/2025/DEE/EPE

48002.001255/2025-62

Rio de Janeiro, 23 de maio de 2025.

Ao Senhor

PEDRO MARCONDES DE BRITO

Gerente Executivo de engenharia Aplicada de Transmissão

Eletrobras (Chesf)

Edifício Barão de Mauá - Av. Graça Aranha, 26 - 12º Andar - Centro

20020-021 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs Ceará Mirim II e Quixadá.**

Referência: Caso responda a este Ofício, indicar expressamente o Processo nº
48002.001255/2025-62

Senhor Gerente,

1. Com o objetivo de subsidiar a elaboração da Nota Técnica intitulada “Metodologia para Diagnóstico e Alocação de Soluções de Compensação de Reativos no SIN”, encaminhamos, em anexo, os formulários referentes à análise de viabilidade de expansão das Subestações: Ceará Mirim II e Quixadá.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Essas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez à recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas na subestação desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.
4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0520/2025/DEE/EPE

48002.001255/2025-62

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

Atenciosamente,

THIAGO DOURADO MARTINS
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica
Empresa de Pesquisa Energética

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ
Telefone: (21) 3512-3100*

2



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

CTA EETA-00823-2025

Rio de Janeiro, 05 de junho de 2025

Ao Senhor,

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

Assunto: Processo **Ofício nº 0520/2025/DEE/EPE**

Referência: **Processo nº 48002.001255/2025-62**

Senhor Superintendente,

Em atenção à solicitação enviada por meio do Ofício nº **0520/2025/DEE/EPE**, de 23 de maio de 2025, estamos enviando em anexo, os formulários de viabilidade da expansão para as subestações de Ceará Mirim II e Quixadá, devidamente preenchidos, juntamente com as respectivas plantas de situação.

Assim sendo, colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

PEDRO MARCONDES DE BRITO
Pedro Marcondes de Brito
Gerente Executivo
Engenharia Aplicada de Transmissão - EETA



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 1 - 3

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Metodologia Para Diagnóstico e Alocação De Soluções De Compensação De Reativos No SIN

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Quixadá

Concessionária Proprietária: Chesf

1. Módulos de Manobra

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

Compensador Síncrono* Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal: -180/300 Mvar

* Considerar como compensador síncrono o conjunto composto por máquina síncrona e transformador elevador.

Obs.1: A resposta deve contemplar todas as expansões existentes e aquelas que foram consultadas.

Obs.2: Na impossibilidade de expansão contígua à subestação, informar se há possibilidade de expansão total ou parcial.

Obs.3: Solicitamos enviar a planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

Legenda:

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 2 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

CC Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

Compensador Síncrono Quantidade: 2 Tensão Prim(kV): 13,8 Potência nominal -180/300Mvar

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: _____

Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____

Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 22/05/2025

Revisão:

Página: 3 - 3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

5. Observações da EPE

a - Solicitamos informações sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação, como, por exemplo, se seria possível atender apenas uma linha ou se há outras configurações viáveis.

b - Por gentileza, sugira outro posicionamento, se necessário, e aponte obstáculos, dificuldades de implementação e/ou possíveis remanejamentos que possam solucionar os problemas identificados.

c - Solicitamos o envio da planta da subestação contendo, de forma esquemática e simplificada, o posicionamento dos reforços indicados nesta consulta.

d - Sempre que houver equipamento existente com potência igual à solicitada, avaliar a possibilidade de compartilhamento da fase reserva existente.

e - Se houver alguma expansão em andamento ou informação relevante que impeça a expansão de qualquer um dos reforços, por favor, informe na resposta a esta consulta.

6. Observações da Proprietária

Do ponto de vista eletromecânico, há viabilidade de atendimento total para a solicitação, para instalação de 02 módulos de compensadores síncronos e seus respectivos módulos de manobra.

Para implantação de reforços propostos e instalação dos equipamentos, será necessária a ampliação das barras 05B1 e 05B2 e serviços de terraplenagem e infraestrutura civil.

Atualmente na subestação de Quixadá, há uma ampliação em andamento referente ao leilão 001/2024, que envolve a nova EL 500 kV Cratéus e 2 terminais existentes de ELs adequados para seccionamentos das LT Quixadá - Açú e Quixadá - Fortaleza.

Na planta situação e localização anexa nº 102-QXA05-AP-EM-PS, é possível visualizar as ampliações mencionadas acima.

23/05/2025

Data da Solicitação

Recife, 03/06/2025

Data da Entrega do Formulário

Thiago Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Luciano Ribeiro do Vale Jardimino da Costa

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:

