

S U M Á R I O E X E C U T I V O

# PAR//PEL 2024

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

**CICLO 2025 - 2029**



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



**Alexandre Nunes Zucarato**

Diretor de Planejamento - ONS

# Mensagem do Diretor

O Operador Nacional do Sistema Elétrico elabora anualmente o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) com as avaliações do desempenho elétrico do Sistema Interligado Nacional (SIN) num horizonte de cinco anos à frente, de tal forma que a operação futura ocorra com qualidade e equilíbrio entre segurança e custo. Se pelo aspecto conjuntural o PAR/PEL visa apresentar as recomendações operativas para mitigar eventuais problemas encontrados, pelo aspecto estrutural há indicação de obras de ampliações e reforços, bem como a proposição de adequação cronológica do plano de expansão da transmissão.

Este Sumário Executivo tem por objetivo apresentar os destaques das análises conjunturais e estruturais dos relatórios do PAR/PEL, bem como apresentar discussões acerca de quatro temas adicionais que permeiam o ambiente de Planejamento da Operação Elétrica do SIN.

O tema de **Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica do SIN**, objeto de análise em edições anteriores, retorna ao palco. Atualmente há um montante de 53 GW de geração distribuída (MMGD e usinas Tipo III) que representa 22% da capacidade instalada no Brasil. Atributos críticos sob a ótica do Operador (observabilidade, controlabilidade e suportabilidade) estão aquém do necessário e reforçamos a importância de novo modelo de coordenação entre o ONS e agentes operadores dos recursos distribuídos. Três

questões em particular são abordadas na presente edição: (i) impacto da MMGD na curva de carga líquida do SIN, (ii) inversão de fluxo de potência nas transformações da Rede Básica de fronteira e (iii) aprimoramento dos requisitos técnicos para conexão ao SIN.

Esta edição resgata as **Dificuldades Técnicas e Regulatórias da Rede DIT**, conceito estabelecido em caráter transitório para englobar os ativos de propriedade dos agentes de transmissão que não integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo particular interesse nesta análise os ativos em tensão primária inferior a 230 kV. Em função dessas dificuldades, constata-se que a Rede DIT não tem acompanhado a evolução e a expansão da Rede Básica, tendo como consequência a limitação ao atendimento das solicitações de aumento de carga pelas distribuidoras, de restrições ao aumento da injeção de potência pelas usinas e a possibilidade de limitações no escoamento da geração entre as regiões Sul e Sudeste.

Os **Desafios associados à Conexão de Grandes Cargas ou Grandes Consumidores – Hidrogênio Verde (H2V) e Data Centers** também merecem destaque neste Sumário Executivo, visto que a vasta oferta de geração renovável no Brasil tem despertado um significativo interesse de investidores para a implantação desses projetos. Sob a ótica do planejamento, tradicionalmente a expansão do sistema elétrico é fundamentada em

# Mensagem do Diretor

---

um crescimento de carga explicado por variáveis macroeconômicas, no entanto essas cargas especiais surgem de forma disruptiva, exigindo abordagens inovadoras, especialmente diante das incertezas relacionadas ao montante de carga e aos prazos de conexão. Também identificamos desafios sob os aspectos tecnológicos, operativos e regulatórios, com destaque para (i) a interação entre essas cargas e a rede, num contexto de elevada penetração de fontes conectadas por inversores, que exige requisitos técnicos e uma modelagem dinâmica adequada, (ii) a natureza inflexível dessas cargas, que intensifica o uso de recursos despacháveis e (iii) o processo atual de acesso e contratação de uso da rede de novos consumidores, que não é eficiente para este contexto. É recomendável, portanto, uma revisão de todo o arcabouço para o acesso de grandes blocos de carga ao SIN.

O quarto tema está relacionado com os desdobramentos da perturbação do dia 15/08/2023, evento onde ficou evidenciado que o suporte dinâmico de potência reativa disponível em campo ficou muito aquém do desempenho indicado pelos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes

proprietários das usinas renováveis variáveis. Essa discrepância tem impactado o escoamento de geração renovável do Nordeste e, tendo em vista que esse problema só foi identificado após a referida perturbação, as obras de transmissão até então consolidadas no POTEE não consideraram a necessidade de reforços específicos para lidar com os fenômenos de estabilidade de tensão. Dado este diagnóstico, o ONS desenvolveu uma **Metodologia para Subsidiar a Indicação de Compensadores Síncronos em Pontos Estratégicos do SIN** que foi utilizada para justificar a indicação de três compensadores síncronos, sendo dois em Açú III – 500 kV e um em João Câmara III – 500 kV, consideradas as subestações mais críticas e que demandam ações prioritárias para enfrentar os desafios do sistema de transmissão do Ceará e do Rio Grande do Norte. Essa medida contribuirá para o aprimoramento do desempenho dinâmico dessa região dominada por recursos conectados via inversores.

Boa leitura!

# Sumário

<b>01</b>	Apresentação e Destaques	<b>5</b>
<b>02</b>	Dados do Sistema Interligado Nacional	<b>10</b>
<b>03</b>	PAR/PEL em Números	<b>14</b>
<b>04</b>	Limites das Interligações Inter-Regionais	<b>19</b>
<b>05</b>	Síntese do Atendimento às Áreas Geoelétricas	<b>26</b>
<b>06</b>	Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica	<b>37</b>
<b>07</b>	Dificuldades Técnicas e Regulatórias da Rede DIT	<b>47</b>
<b>08</b>	Desafios Associados à Conexão de Grandes Cargas ou Grandes Consumidores – Hidrogênio Verde (H2V) e Data Centers	<b>51</b>
<b>09</b>	Metodologia para Subsidiar a Indicação de Compensadores Síncronos em Pontos Estratégicos do SIN	<b>60</b>



SUMÁRIO EXECUTIVO

# PAR/PEL 2024

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2025 - 2029



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

# 01

## Apresentação e Destques



**O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) tem como objetivo avaliar o desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN), no horizonte de 5 anos, para que a operação futura seja realizada com níveis de segurança adequados, em consonância com os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede.**

Para tal, o Plano, estruturado sob os enfoques conjuntural e estruturante, deve conter as indicações de obras necessárias para o adequado atendimento à demanda, à integração das novas usinas geradoras e ao pleno funcionamento do mercado de energia elétrica no horizonte de médio prazo.

O enfoque conjuntural ou operativo, que abrange os dois primeiros anos, busca apresentar as recomendações operativas que contornam os problemas identificados até que a solução estrutural esteja disponível, com base na avaliação do desempenho do SIN sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

O enfoque estruturante, que abrange os três últimos anos do horizonte de cinco anos, visa adequar a cronologia do plano de expansão da transmissão estabelecido pelos condicionantes de curto prazo determinados pelas solicitações de acesso, ampliações e reforços, bem como às variações nas previsões de carga em relação às previsões consideradas pelo planejamento da expansão de geração e transmissão pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além disso, procura mitigar possíveis restrições ou estrangulamentos de transmissão observados na operação em tempo real e nos estudos de planejamento de operação.

Adicionalmente, o PAR/PEL apresenta os limites de intercâmbio entre regiões do SIN e os despachos de geração térmica para atendimento à segurança elétrica, ambos insumos para o planejamento energético e com o objetivo de compatibilizar as restrições elétricas com as políticas energéticas que visam a assegurar o menor custo da operação.





Conforme estabelecido na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, art. 13º, e no Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, art. 3º, inciso IV, bem como nos Procedimentos de Rede – Submódulo 3.1, o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL deve ser encaminhado anualmente ao poder concedente. Especificamente, o Tomo 2 do Volume I do PAR/PEL subsidiará a elaboração do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE – Ampliações e Reforços de Grande Porte, realizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com o apoio do ONS e da EPE.

Para melhor comportar os resultados dos diversos estudos elétricos elaborados, o PAR/PEL 2024, ciclo 2025-2029, é apresentado em três volumes:

- Volume I: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo das Instalações de Transmissão do SIN, que apresenta o conjunto de obras, subdividindo-se em dois tomos conforme indicado a seguir:
  - Tomo 1 – Classificação das Obras do SIN.
  - Tomo 2 – Ampliações e Reforços de Grande Porte e Recomendações.
- Volume II: Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais, que apresenta os resultados dos valores de limites de transmissão nas interligações inter-regionais do SIN.
- Volume III: Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a cada Área Geométrica do SIN, que apresenta os resultados das análises de desempenho e as condições de atendimento a cada área geométrica do SIN.

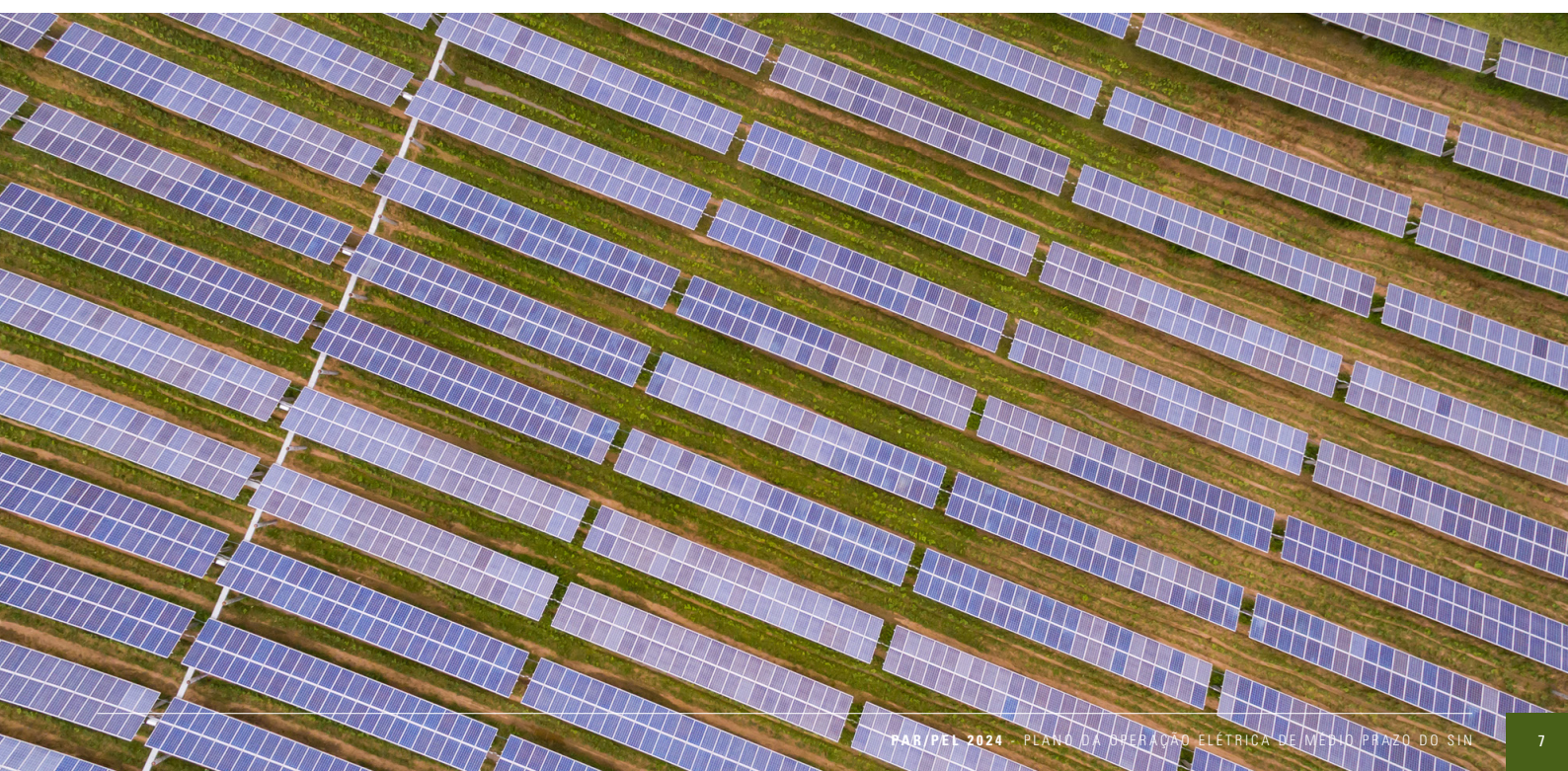
Por oportuno, destaca-se a publicação do POTEE – Melhorias de Grande Porte e do POTEE – Reforços de Pequeno Porte, em atendimento à Portaria MME nº 215/2020, de 11 de maio de 2020, que delegou ao ONS a emissão destes documentos.

Tendo em vista o horizonte de abrangência e, conseqüentemente, a grande quantidade de informações veiculadas ao Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, concentrou-se no Sumário Executivo os principais resultados dos estudos, além de orientar a leitura dos Volumes I, II e III, onde é possível encontrar o detalhamento dos resultados.

Adicionalmente aos resultados do PAR/PEL, o Sumário Executivo traz informações de interesse do setor elétrico que permeiam o ambiente de Planejamento da Operação Elétrica do SIN, que nesta edição abrange: i) Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica do SIN; ii) Dificuldades Técnicas e Regulatórias da Rede DIT; iii) Desafios associados à Conexão de Grandes Cargas ou Grandes Consumidores – Hidrogênio Verde (H2V) e Data Centers; e iv) Metodologia para Subsidiar a Indicação de Compensadores Síncronos em Pontos Estratégicos do SIN.

Para pronta referência, os principais destaques acerca do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024, Ciclo 2025-2029, são sumarizados a seguir:

- Com relação à previsão de carga do SIN, projeta-se carga da ordem de 120 GW para o ano de 2029, que corresponde ao crescimento de 12% quando comparada à máxima carga, não coincidente, verificada em 2024.



- A capacidade instalada no SIN, em dezembro/2024, totalizará 230,5 GW, dos quais cerca de 46,9% são de usinas hidrelétricas e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e uma parcela importante de aproximadamente 21,0% são de usinas eólicas e solares. Para o final de 2028, estima-se que a capacidade instalada do SIN totalizará 251,6 GW, sendo que desse montante cerca de 57,6 GW serão de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas, segundo dados do PMO de novembro/2024. Se forem consideradas as usinas com o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado, a capacidade instalada do SIN totalizará em torno de 270,4 GW em 2028 e a participação de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas chegará a valores de 79,8 GW.
- Tendo em vista a identificação de problemas para atendimento à carga e para o escoamento de geração, foram apontados 502 empreendimentos necessários para garantir a operação dentro dos critérios estabelecidos em Procedimentos de Rede nos próximos dois anos. Desse total de empreendimentos, 64 estão sem outorga, 136 estão sem licença ambiental e 302 estão em andamento. Adicionalmente, dentre os 502 empreendimentos classificados, 38 são associados a problemas de atendimento em condição normal de operação, em contingência simples de radiais singelos ou em contingência simples de transformadores que não operam com os barramentos de baixa tensão interligados e 183 à restrição de escoamento de geração ou intercâmbio de energia.
- No PAR/PEL 2024 está sendo proposta a implantação de 56 novos Sistemas Especiais de Proteção – SEP, a adequação de 4 SEP existentes e a possibilidade de desativação de 17 SEP, em virtude da entrada em operação de novos empreendimentos. Muitos desses SEP indicados nesse ciclo estão relacionados ao escoamento de geração até a integração dos empreendimentos de transmissão que estão previstos para os próximos anos.
- O conjunto de obras indicado neste ciclo do PAR/PEL 2024 perfaz cerca de 1.260 km de novas linhas de transmissão e 14.750 MVA de novos transformadores em subestações novas e existentes. Esses empreendimentos representam um acréscimo, em relação à rede existente, de 0,7% na extensão das linhas de transmissão e de 3,6% na potência

nominal instalada em transformadores da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira. A estimativa dos investimentos necessários para a execução das obras relacionadas neste ciclo é de 7,6 bilhões de reais, sendo que desse montante, 5,8 bilhões de reais referem-se a novas obras propostas pela primeira vez neste ciclo de estudos.

- Em relação aos limites de intercâmbio inter-regionais no horizonte de estudos do PAR/PEL 2024, cabe ressaltar o aumento de aproximadamente 20% no limite de recebimento da região Sul a partir das regiões Sudeste/Centro-Oeste, evoluindo de 10.500 MW em janeiro/2025 para 12.500 MW em dezembro/2029 durante o período de ponta de carga do sistema. Destaca-se ainda o aumento de aproximadamente 30% no limite de recebimento da região Sudeste/Centro-Oeste a partir das regiões Norte/Nordeste, evoluindo de 15.600 MW em janeiro/2025 para 20.500 MW em dezembro/2029 também durante o período de ponta do sistema. Cabe registrar que o limite de intercâmbio entre essas regiões será incrementado de forma significativa com a entrada do conjunto de obras já licitadas e com previsão de entrada em operação em 2030, que se encontra fora do horizonte de estudo deste PAR/PEL, dentre as quais destaca-se o novo bipolo HVDC  $\pm 800$  kVcc Graça Aranha-Silvânia.
- A evolução das demais interligações, igualmente importantes, e seus respectivos limites de intercâmbios, que irão garantir a transferência de energia entre os subsistemas, com qualidade e equilíbrio entre segurança e custo global de operação, também são destaques neste PAR/PEL 2024.
- Também é apresentado nesse Sumário Executivo os principais destaques sobre as condições de atendimento elétrico às áreas do Sistema Elétrico Brasileiro, abrangendo todas as unidades federativas do Brasil. O diagnóstico completo de atendimento a essas áreas está detalhado nos 16 Tomos do Volume III do PAR/PEL, disponíveis no SINtegre.
- O Sumário Executivo do PAR/PEL 2024 também aborda uma das principais transformações no planejamento e operação do SIN: o aumento da participação da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Atualmente, a capacidade instalada de MMGD ultrapassa a marca de 33 GW e apresenta uma projeção de mais de 49 GW em 2029, tornando essa modalidade a segunda maior fonte de geração no país. Nesse cenário, embora a expansão da MMGD seja um dos pilares para impulsionar a transformação



energética, ela impõe desafios consideráveis à operação do sistema elétrico, dentre os quais destacam-se a necessidade de maior flexibilidade operativa, a gestão de restrições na rede de transmissão e o suporte para o desempenho dinâmico do sistema. Este ciclo do PAR/PEL destaca o impacto da MMGD na curva de carga líquida do SIN e os desafios associados e no carregamento das transformações de fronteira, destacando o número de subestações que apresentam possibilidade de fluxo reverso de potência ativa. Uma das principais conclusões neste cenário de expansão da geração conectada diretamente às redes de distribuição é a necessidade de as distribuidoras ou agregadores assumirem um papel mais ativo, atuando como operadores dos sistemas de distribuição (DSOs) e de forma coordenada com o ONS. Essa atuação é essencial para garantir a eficiência e segurança da operação do SIN em um contexto de crescente descentralização dos recursos de geração.

- Com relação às Demais Instalações de Transmissão (DIT), vale destacar que a expansão dessas redes não tem acompanhado a evolução e a expansão da Rede Básica. A consequência direta da não expansão das DIT é o surgimento de restrições ao atendimento das solicitações de aumento de carga pelas distribuidoras, de restrições ao aumento da injeção de potência pelas usinas e a possibilidade de limitações no escoamento da geração entre as regiões Sul e Sudeste. Na busca de soluções para essa problemática regulatória, que afeta além do ONS, as transmissoras, distribuidoras, geradores, consumidores, MME, EPE, ANEEL e CCEE, este Operador vem trabalhando junto a uma consultoria especializada, visando propor alterações necessárias na regulamentação vigente, de modo a permitir o tratamento e distribuição adequados das responsabilidades sobre as DIT entre os agentes e a governança do setor elétrico.
- A crescente demanda por energia elétrica, impulsionada pela expansão de setores como Hidrogênio Verde e *Data Centers*, apresenta oportunidades e desafios para o Setor Elétrico Brasileiro. Em um cenário de economia globalizada e comprometida com a descarbonização, a vasta oferta de geração renovável no Brasil tem despertado um significativo interesse de investidores internacionais que, em parceria com empreendedores locais, vislumbram o Brasil como um polo estratégico para a implantação desses projetos. Essas cargas, que variam de centenas de MW a unidades de GW, tendem a apresentar um perfil de consumo constante ao longo do dia, sem modulação, e possuem intenção de se conectarem nos próximos anos, dentro do horizonte do PAR/PEL 2024. No

entanto, a integração desses grandes blocos de carga exige um planejamento cuidadoso devido a uma série de desafios complexos, que envolvem aspectos tecnológicos, operacionais, de planejamento, financeiros, regulatórios e de formulação de política pública. Os principais aspectos são abordados neste documento de maneira generalista e provocativa, com o objetivo de contribuir para o debate e para os aprimoramentos necessários para integração desses grandes consumidores ao SIN. Como parte desse esforço, uma lista de ações é proposta para enfrentar as demandas iniciais de integração, sendo destacada a necessidade de aprimoramentos em todo o processo de conexão de grandes blocos de carga, para suportar a segurança e a eficiência do sistema diante das rápidas transformações em curso.

- A perturbação no sistema elétrico brasileiro em 15/08/2023 revelou que o controle dinâmico de tensão e o suporte de potência reativa das usinas eólicas e fotovoltaicas foram significativamente inferiores ao esperado, conforme indicado nos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes. Em resposta, o ONS ajustou esses modelos para representar com maior aderência o comportamento das fontes renováveis variáveis observado em tal ocorrência, desencadeando diversos estudos e ações para estabelecer novas regiões operativas seguras, como a redução dos limites de intercâmbio e a inclusão de novas restrições locais. Como consequência, essa discrepância entre o desempenho dos modelos informados e o real das usinas tem impactado o escoamento de geração renovável no Nordeste, aumentando o curtailment dos geradores para manter a confiabilidade do SIN. Nesse contexto, o ONS desenvolveu uma metodologia híbrida para subsidiar a instalação de Compensadores Síncronos (CS) em pontos estratégicos, visando aprimorar a segurança do sistema e reduzir as restrições ao escoamento de fontes renováveis conectadas por inversores. A metodologia proposta neste PAR/PEL 2024, baseada no cálculo de índices de robustez e em simulações de estabilidade iterativas, permite definir os pontos de instalação dos CS de forma a maximizar os benefícios desses dispositivos, reforçando as subestações mais vulneráveis e proporcionando um suporte dinâmico de potência reativa eficiente para o SIN.

# 02

## Dados do Sistema Interligado Nacional



# PREVISÃO DE CARGA

A previsão de carga das áreas elétricas e subsistemas para os estudos do PAR/PEL é definida considerando-se a soma da maior carga total dos barramentos por agente e por patamar de carga, para os períodos denominados de inverno e verão, que compreendem os meses de maio a outubro e novembro a abril, respectivamente. Além disso, são considerados os valores máximos de carga não coincidentes no mês e não coincidentes no horário.

Na figura 2.1 é possível observar que a carga projetada para o ano de 2029 é da ordem de 120 GW, que corresponde a um crescimento de 12% quando comparada à máxima carga, não coincidente, verificada em 2024.

## Carga Máxima do SIN (MW) - HORIZONTE 2029

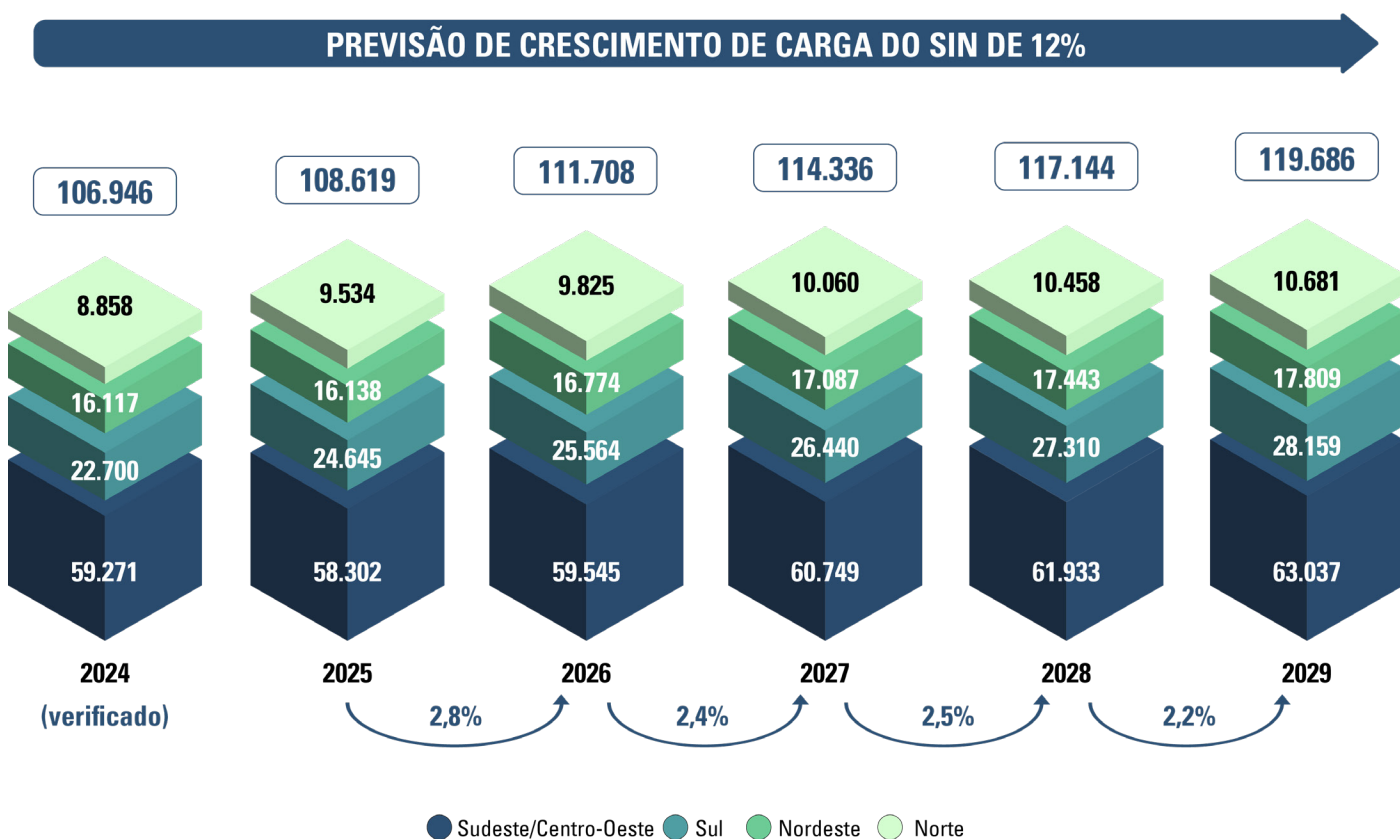


Figura 2.1 – Carga Máxima do SIN (MW) – Horizonte 2029



# MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A capacidade instalada no SIN, em dezembro/2024, totalizará 230,5 GW, dos quais 108,0 GW (46,8%) são de usinas hidrelétricas e PCHs; 22,6 GW (9,8%) são de usinas termelétricas convencionais e nucleares; 16,5 GW são de usinas a biomassa (7,2%); cerca de 48,3 GW (21,0%) são de usinas eólicas e solares; e 35,0 GW (15,2%) correspondem a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Estima-se que, ao final de 2028, a capacidade instalada no SIN totalizará 251,6 GW, com um incremento de aproximadamente 9,3 GW nas usinas eólicas e solares, perfazendo um total de 57,6 GW; e em torno de mais 14,5 GW na MMGD, que totalizará 49,5 GW.

Essa expansão da oferta de geração, considerada como premissa na elaboração do Plano da Operação Energética (PEN) do ONS, é definida nas reuniões mensais de Monitoramento da Expansão da Geração, sob coordenação da SFT/ANEEL, com participação do ONS, EPE e CCEE. Especificamente, nessas reuniões são estimadas as datas de tendência das usinas a serem consideradas dentro do horizonte de planejamento de médio prazo, tanto para as usinas do Ambiente de Contratação Regulado

(ACR), vencedoras dos leilões de geração, como para aquelas participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), referentes às usinas já em construção e com viabilidade alta de implantação.

No âmbito do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, visando avaliar a adequabilidade da expansão da transmissão frente ao crescimento da geração, a expansão da oferta de novos geradores considera apenas as usinas que já possuem contratos assinados. Nesse contexto, a previsão da capacidade instalada no SIN em 2028, considerada nos estudos do PAR/PEL 2024, resulta cerca de 18,8 GW superior a projeção do PEN, totalizando 270,4 GW. Especificamente em relação à geração eólica e fotovoltaica, tem-se um incremento de futuras usinas com contratos assinados de 31,5 GW até 2028, perfazendo um total de 79,8 GW, o que representa em torno de 38,5% a mais que os 57,6 GW projetados para o PEN 2024. Os números mencionados estão indicados no desenho na cor laranja ao lado da figura 2.2 e detalhados em vermelho na tabela a seguir.

## MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

### CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM 2024 E 2028

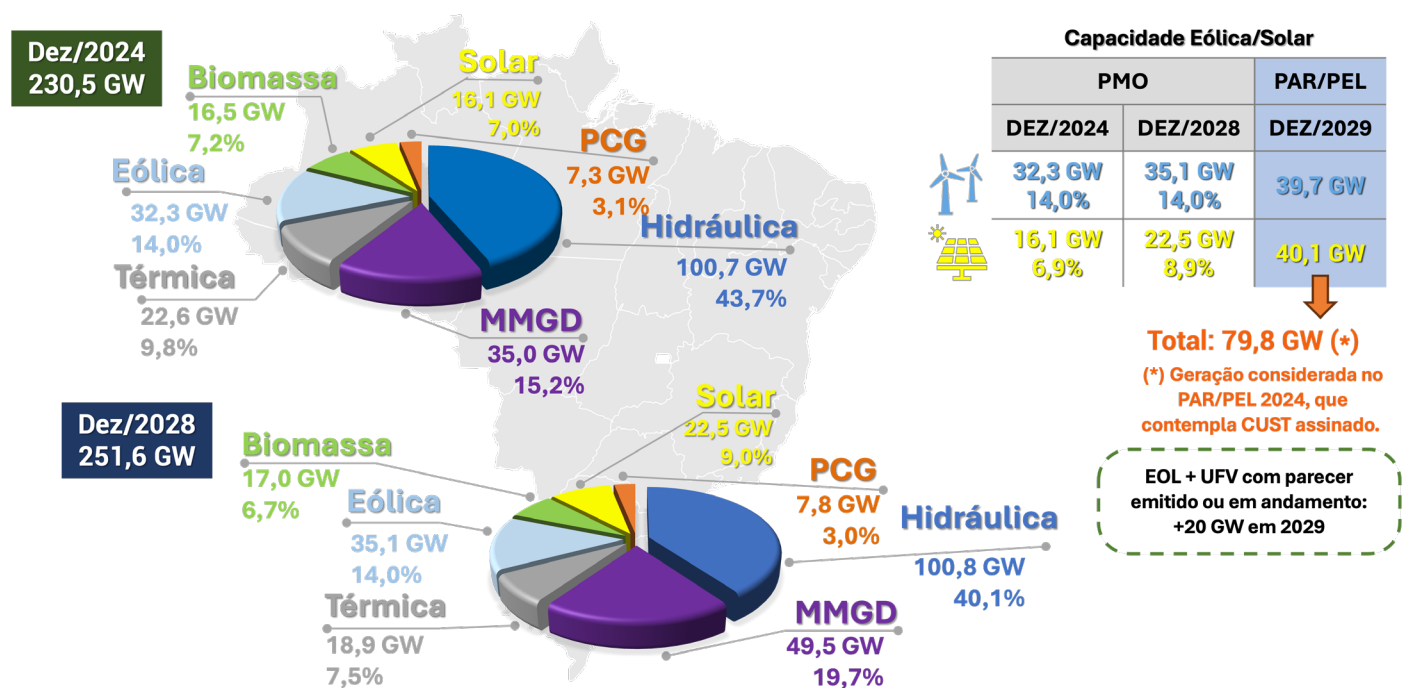






Figura 2.2 – Matriz de Energia Elétrica



# EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN (MW)

Tipo	2024	2025	2026	2027	2028
 <b>Hidráulica</b>	100.716	100.766	100.766	100.766	100.766
 <b>Térmica</b> <sup>(1)</sup>	22.619	19.415	21.156	20.308	18.865
 <b>PCG</b>	7.285	7.481	7.650	7.836	7.836
 <b>MMGD</b> <sup>(2)</sup>	34.988	39.003	42.672	46.037	49.474
		35.380	36.130	42.470	46.080
 <b>Biomassa</b>	16.533	16.856	16.925	16.980	16.980
 <b>Eólica</b> <sup>(3)</sup>	32.264	35.082	35.106	35.106	35.106
		33.194	34.804	36.564	39.714
 <b>Solar</b> <sup>(3)</sup>	16.075	20.551	21.866	22.536	22.536
		26.925	33.815	33.815	40.135
<b>Total</b>	230.480	239.154	246.141	249.569	251.563
		240.017	251.246	258.739	270.376

Fonte: Programa Mensal da Operação Energética - PMO (novembro/2024).

## Notas:

(1) Térmica: As reduções na potência instalada em 2025, 2027 e 2028 refletem a premissa do PMO de não consideração das usinas com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) finalizados e que não possuem CVU válido.

(2) MMGD: A previsão do PMO (linha superior) considera o Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica (RALIE) da ANEEL, e a previsão do PAR/PEL (linha inferior em vermelho) considera as informações enviadas pelas distribuidoras para o ciclo de estudos de médio prazo vigente.

(3) Eólica e Solar: A previsão do PMO (linha superior) considera as reuniões mensais de Monitoramento da Expansão da Geração, sob coordenação da SFT/ANEEL, e a previsão do PAR/PEL (linha inferior em vermelho) considera a geração futura com CUST assinado, em que o ano de 2028 contempla ainda todas as usinas com data de implantação contratual anterior a 2024, mas que ainda não entraram em operação.

Com a maior penetração de fontes renováveis variáveis na matriz de energia elétrica brasileira é fundamental a coordenação da entrada em operação dessas novas fontes com o sistema de transmissão. Além disso, para garantir uma operação segura do SIN, será necessário prover recursos que permitam assegurar a qualidade e a confiabilidade desejadas para o atendimento ao consumidor de energia elétrica, frente às intensas rampas de carga provenientes da variabilidade do vento, ou da transição do horário diurno e noturno. Para tal, é necessário um sistema de transmissão robusto, com capacidade de absorver as bruscas variações de potência e garantir ao sistema inércia sincronizada e reserva de potência operativa adequada, especialmente com o aumento da penetração de fontes renováveis variáveis conectadas ao sistema elétrico via conversores de potência.

# 03

## PAR/PEL em Números



# CLASSIFICAÇÃO DAS OBRAS

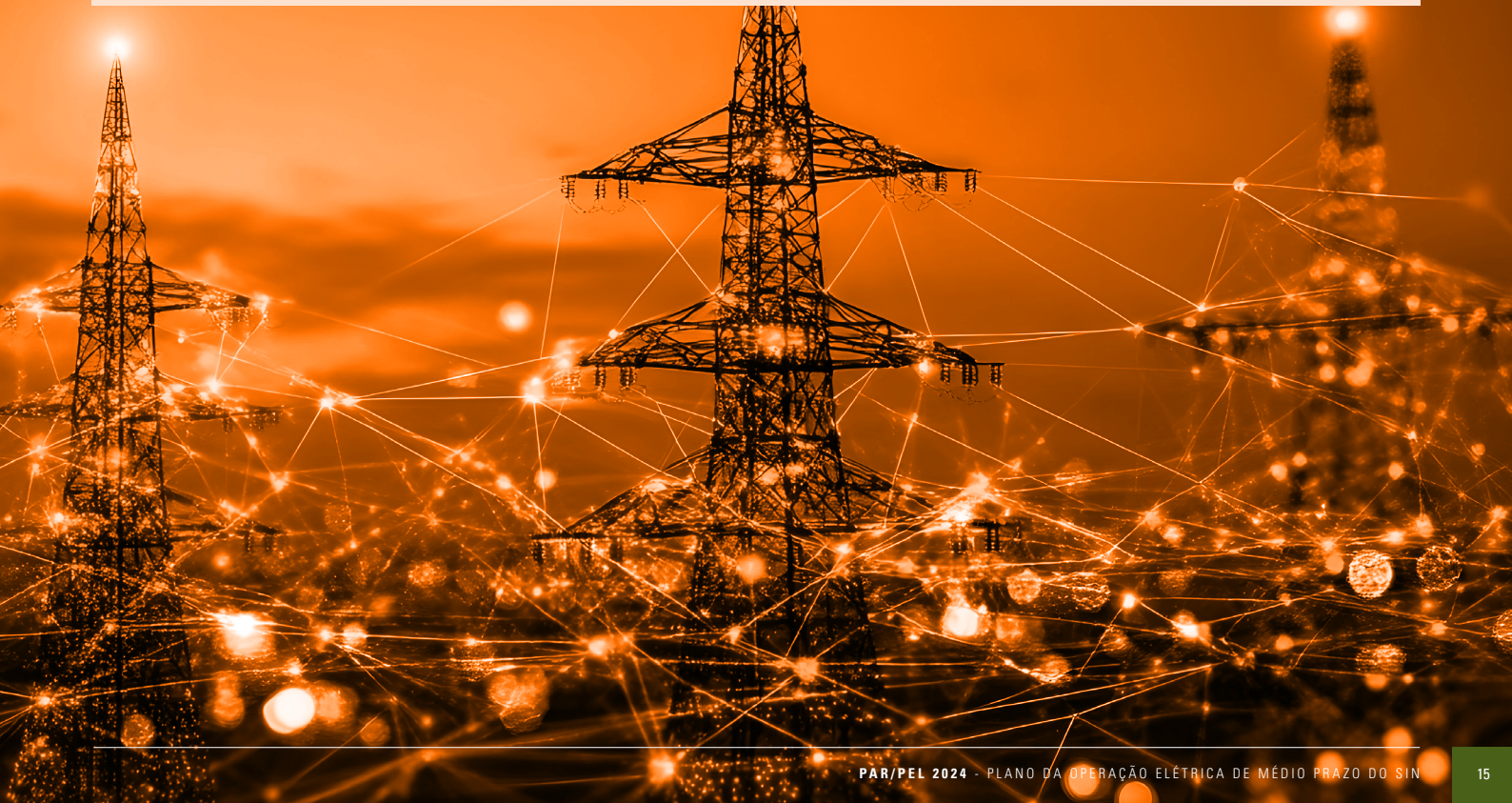
As obras integrantes do Planejamento Setorial, nas suas respectivas datas de necessidade, são fundamentais para atendimento aos critérios e padrões de segurança elétrica estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Todavia, em virtude das dificuldades intrínsecas a todo o processo que envolve desde o planejamento de um novo empreendimento até a sua efetiva entrada em operação comercial, o ONS realiza uma classificação das obras, levando em consideração a severidade dos possíveis impactos desses empreendimentos na operação do SIN. Essa análise tem como fundamento os critérios estabelecidos e apresentados no PAR/PEL 2024 – Volume 1 – Tomo 1, que contempla o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo das Instalações de Transmissão – Classificação das Obras do SIN.

Nesse contexto, são classificadas as obras de grande porte que irão solucionar problemas já existentes na Rede ou que podem ocorrer nos próximos dois anos do ciclo de Planejamento, considerando as severidades detalhadas a seguir:

- P0:** Problemas de controle de tensão ou de superação de nível de curto-circuito;
- P1:** Necessidade de corte de carga em condição normal de operação, em contingência simples de radiais singelos ou em contingência simples de transformadores que não operam com os barramentos de baixa tensão interligados;
- P2:** Necessidade de restrição de escoamento de geração;
- P3:** Necessidade de geração térmica por razões elétricas;
- P4:** Necessidade de corte de carga em contingências em capitais;
- P5:** Substituição de equipamento por fim de vida útil (Reforços);
- P6:** Problemas que não se enquadram nos critérios anteriores.

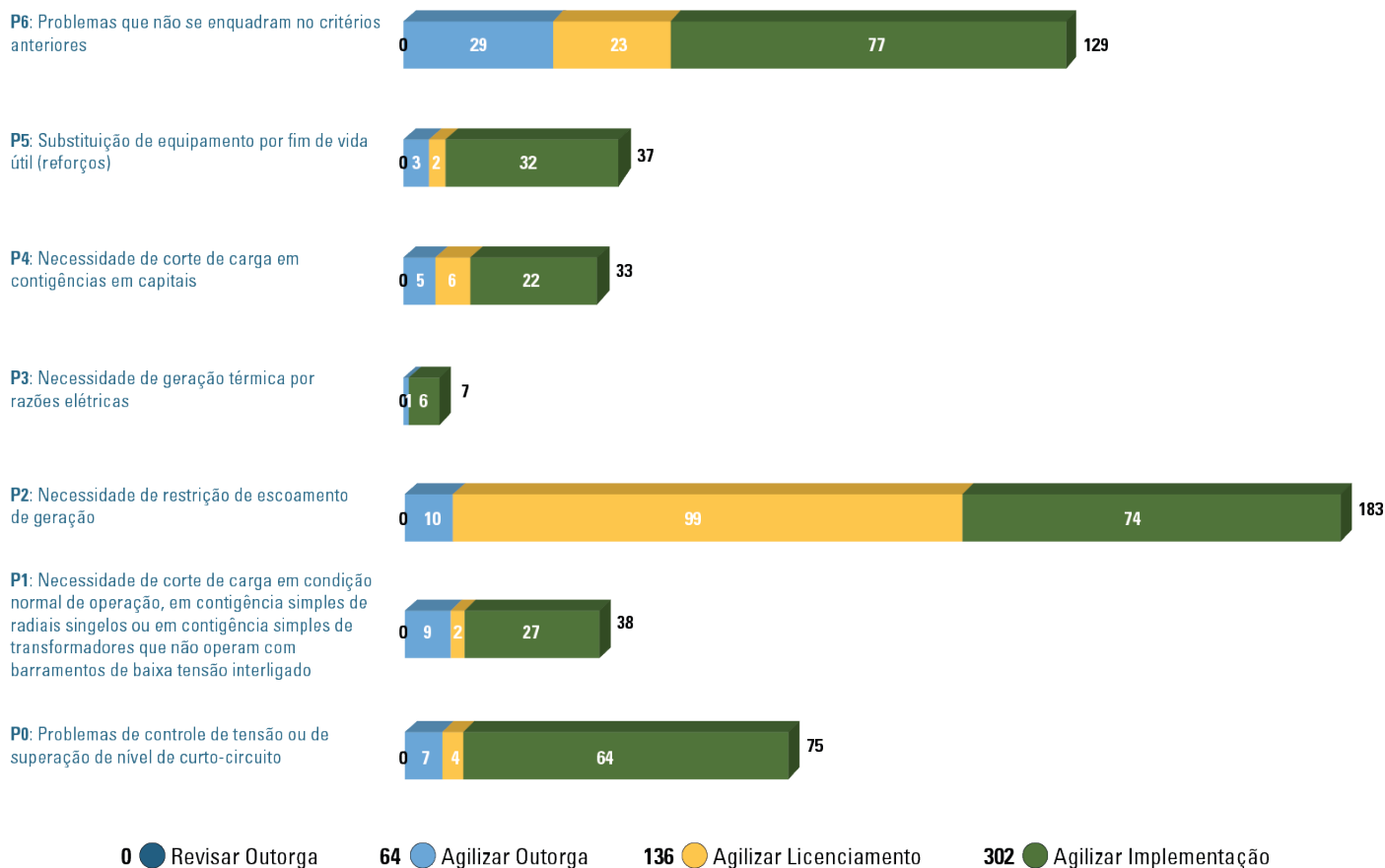
Além disso, as obras são classificadas de acordo com as ações necessárias para viabilizar suas implantações, conforme descrito a seguir:

1. Ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para agilizar outorga;
2. Ações do agente e órgãos ambientais para agilizar licenciamento ambiental;
3. Ações do agente para agilizar implementação da instalação;
4. Ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para revisão de outorga.



A figura 3.1 seguir apresenta o quantitativo e a classificação dos empreendimentos, conforme os critérios mencionados, que podem impactar a continuidade do fornecimento de energia e a otimização eletroenergética do SIN para os próximos dois anos. Ressalta-se que entre os 502 empreendimentos elencados, 64 estão sem outorga, 136 estão sem licença ambiental e 302 estão em implantação.

## CLASSIFICAÇÃO DE OBRAS E AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO



**Total: 502 Obras**

Figura 3.1 – Classificação de Obras e Ações de Acompanhamento

## SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO – SEP

A utilização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) possibilita maior exploração dos recursos do sistema, notadamente na ocorrência de atrasos na integração das soluções estruturais previstas, constituindo-se, portanto, em uma solução conjuntural.

Neste ciclo do PAR/PEL 2024 foi proposta a implantação de 56 novos SEP, a adequação de 4 SEP existentes e a possibilidade de desativação de 17 SEP, em função da entrada em operação de novos empreendimentos. Muitos desses SEP indicados nesse ciclo estão relacionados ao escoamento de geração até a integração dos empreendimentos de transmissão.



# EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA E DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O conjunto de obras recomendado neste ciclo do PAR/PEL 2024 contempla cerca de 1.260 km de novas linhas de transmissão e 14.750 MVA de novos transformadores em subestações novas e existentes. Esses empreendimentos representam um acréscimo, em relação à rede existente, da ordem de 0,7% na extensão das linhas de transmissão e 3,6% na potência nominal instalada em transformadores da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira.

Conforme figura 3.2 a estimativa dos investimentos necessários para a execução das obras relacionadas ao PAR/PEL 2024 é da ordem de 7,6 bilhões de reais, sendo que desse montante, 5,8 bilhões de reais referem-se às novas obras propostas pela primeira vez neste ciclo de estudos. Ressalta-se que essa estimativa de custos tem como referência a publicação no 1º semestre de 2024 do Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) da EPE e a atualização de março/2024 para o Banco de Preços da ANEEL, conforme Resolução Homologatória nº 2.514/2019.

## PAR/PEL 2024

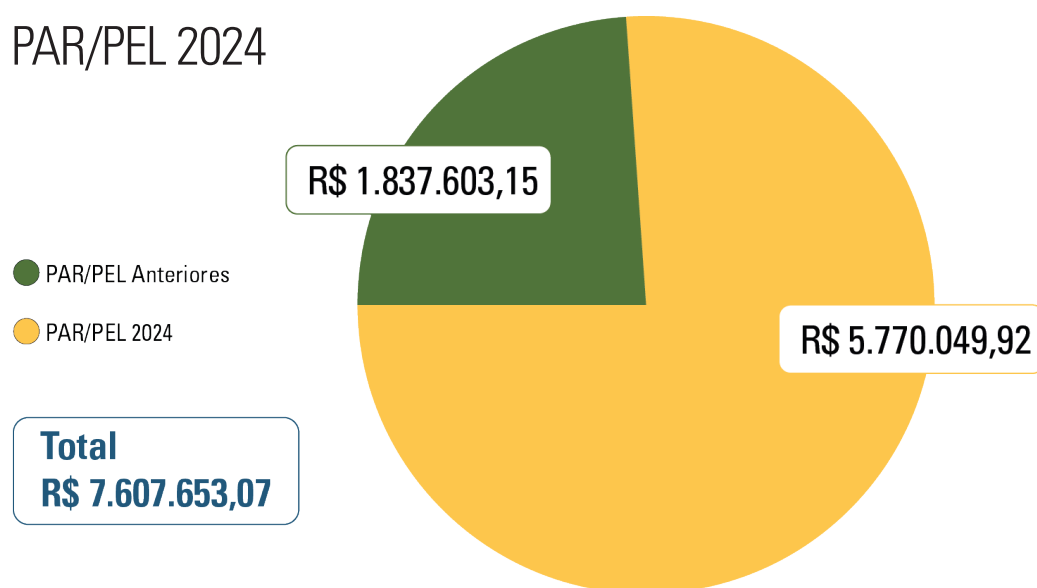
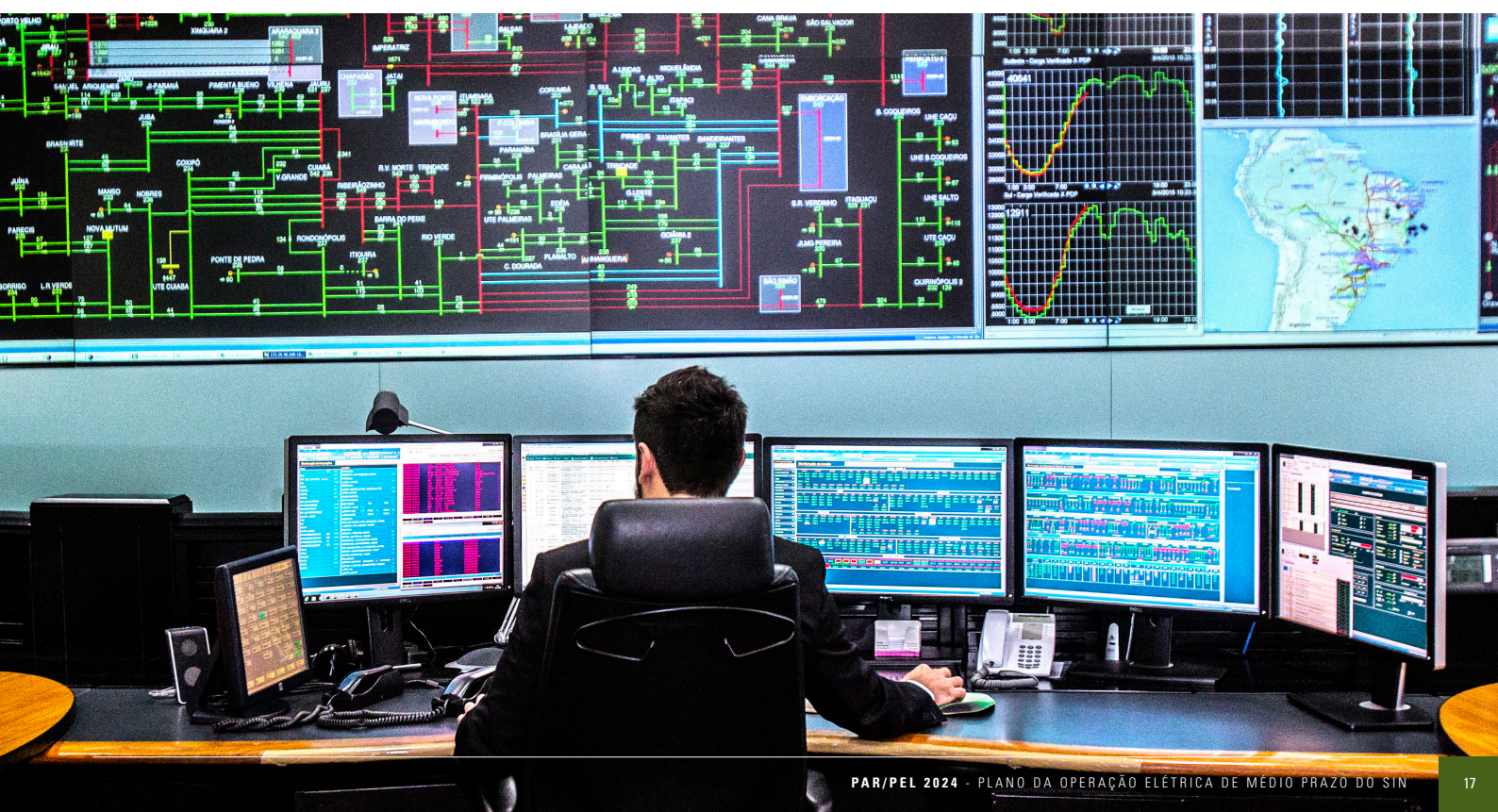


Figura 3.2 – Estimativa de Investimentos



As figuras 3.3 e 3.4 a seguir ilustram a extensão das linhas de transmissão (km) e a capacidade de transformação (MVA), considerando a rede existente e a prevista para entrar em operação até o horizonte de 2029. Para a rede prevista, os empreendimentos foram divididos em dois grupos, de forma a contemplar as obras já outorgadas, que têm como referência o acompanhamento da SFT/ANEEL de outubro/2024, e as obras ainda sem outorga, que constam do Tomo 2, Volume 1, deste PAR/PEL 2024.

Cabe registrar que dentre as obras outorgadas, estão contemplados os empreendimentos licitados no Leilão de Transmissão ANEEL nº 002/2024, realizado em setembro/2024, com previsão de assinatura dos contratos de concessão para dezembro/2024.

## Extensão das Linhas de Transmissão (km)

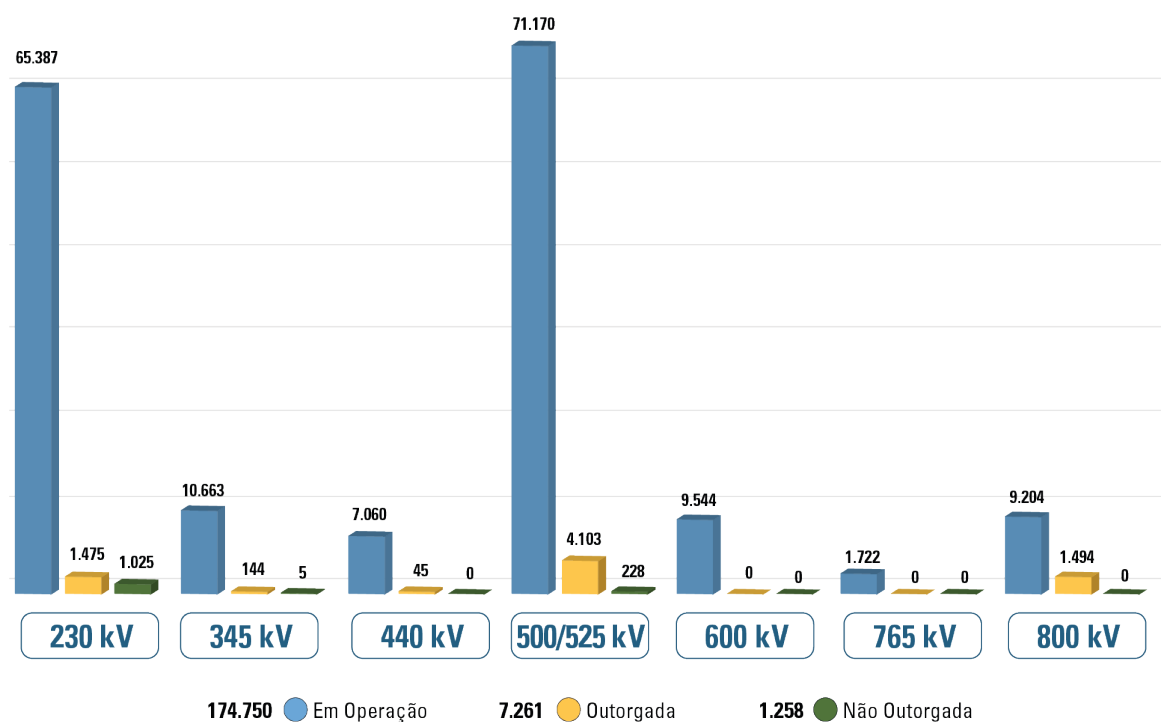


Figura 3.3 – Extensão das Linhas de Transmissão (Km)

## Capacidade de Transformação (MVA)

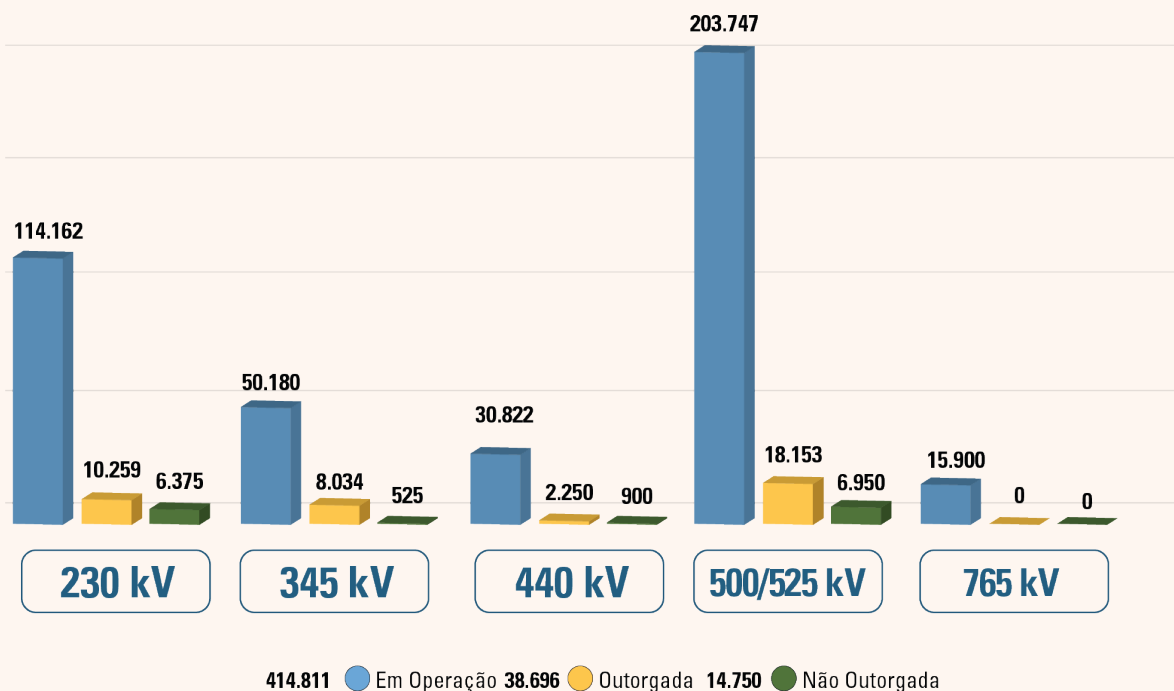


Figura 3.4 – Capacidade de Transformação (MVA)



# 04

## Limites das Interligações Inter-Regionais





As interligações inter-regionais, que compõem os maiores corredores de transmissão do país, permitem a transferência de energia entre os diversos subsistemas, viabilizando de forma plena a complementaridade das fontes ao longo do extenso território nacional e proporcionando uma otimização do uso das fontes renováveis. Essa malha de transmissão garante que os excedentes de energia possam ser entregues em regiões onde há escassez de recursos, reduzindo a dependência de períodos hidrológicos críticos.

Nesse contexto, os limites de intercâmbio se caracterizam pela máxima potência a ser transmitida entre subsistemas e são definidos considerando o desempenho em regimes permanente e dinâmico, seguindo os critérios estabelecidos para garantir a segurança da operação do SIN.

Quanto aos cenários energéticos do SIN, esses vêm se alterando consideravelmente, em virtude da mudança significativa que está ocorrendo na matriz elétrica do Brasil com o aumento da penetração das fontes eólicas e solares e a redução da penetração hidrelétrica. Dessa forma, a região Nordeste passou a ser exportadora de energia tanto para a região Norte como para a região Sudeste/Centro-Oeste praticamente o ano inteiro. No período úmido que acontece durante o primeiro semestre do ano a região Norte soma-se à região Nordeste passando a exportar energia para a região Sudeste/Centro-Oeste. Com relação à interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste, a operação nos dois sentidos acontece ao longo do ano desde a primeira conexão entre essas regiões. Cabe registrar que embora o cenário energético da região Sul não apresente um comportamento tão marcante como o cenário energético da região Norte/Nordeste, ou seja, com períodos úmidos e secos bem determinados, em média, o primeiro semestre é caracterizado como a estação seca do Sul refletindo uma complementaridade com o período úmido da região Norte/Nordeste.

Atualmente, a despeito da complementaridade entre o regime hidrológico da região Norte e o período de maior oferta de geração eólica na região Nordeste, a concorrência entre as fontes pela utilização do sistema de transmissão para atendimento ao centro de carga na região Sudeste é muito relevante para a otimização da operação eletroenergética. Também no PAR/PEL 2024, assim como no ciclo anterior, os limites de exportação das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste foram divididos em quatro valores ao longo de cada ano, visando capturar a participação cada vez mais expressiva das fontes de energia eólica e solar, bem como o caráter sazonal da geração das usinas hidráulicas de Belo Monte e Tucuruí, que influenciam diretamente o fluxo máximo admissível nos elos CC de Xingu.

Outro aspecto importante e relevante para os limites elétricos inter-regionais é a natureza variável das novas fontes renováveis. Esse fato traz um desafio para a operação do sistema devido à dificuldade de sua controlabilidade e exigência de um curtíssimo prazo para realizar o balanço entre oferta e demanda. Nesse cenário, o sistema de transmissão é protagonista na transição do horário diurno e noturno, que possibilita a exploração da transferência de energia das Regiões Norte/Nordeste para as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, minimizando o custo da operação. Uma rede forte e intensamente interligada suaviza a variabilidade das fontes pelo benefício inerente da agregação de plantas de produção renováveis variáveis em grandes áreas geográficas. Além disso, no período noturno, com a ausência da geração solar, o sistema de transmissão assume um papel importantíssimo para que seja possível o pleno escoamento de energia das Regiões Norte/Nordeste para as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste.



Os limites de transmissão entre os subsistemas foram definidos considerando o cronograma de obras de transmissão e geração com concessão outorgada pela ANEEL, considerando as datas atualizadas na 9ª Reunião Mensal de Monitoramento da Expansão da Transmissão, em setembro de 2024. A partir desse cronograma, foram selecionados os reforços nas interligações, além daqueles que poderiam ter alguma influência nos referidos valores de limites de transmissão e definidas quatro configurações para a interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e seis configurações para a interligação entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste a serem analisadas dentro do horizonte 2025-2029.

Nesse ciclo, o principal destaque é o conjunto de obras que compõe a configuração 6 da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, fruto de leilões de transmissão de 2023 estabelecendo 4 novas linhas de

interligação entre as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e uma nova interligação entre as regiões Nordeste e Norte, além de diversas linhas nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Outro destaque é a nova interligação entre as regiões Sul – Sudeste/Centro-Oeste, com dois circuitos em 525 kV entre as subestações Assis e Ponta Grossa, compondo a configuração 3 dessa interligação. As configurações de transmissão analisadas para ambas as interligações são mostradas nas figuras 4.1 e 4.2 a seguir.

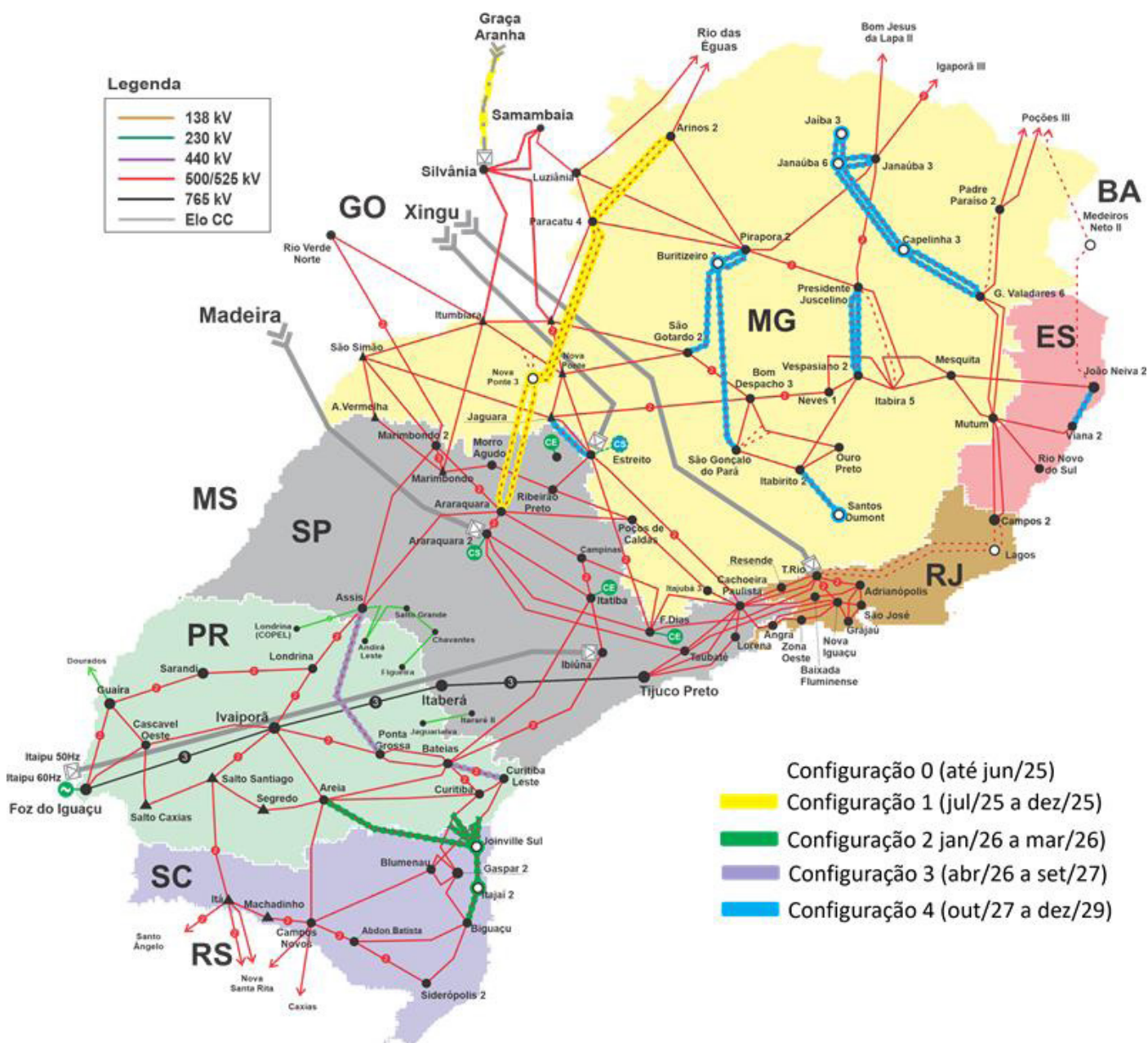


Figura 4.1 – Configurações da Interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste

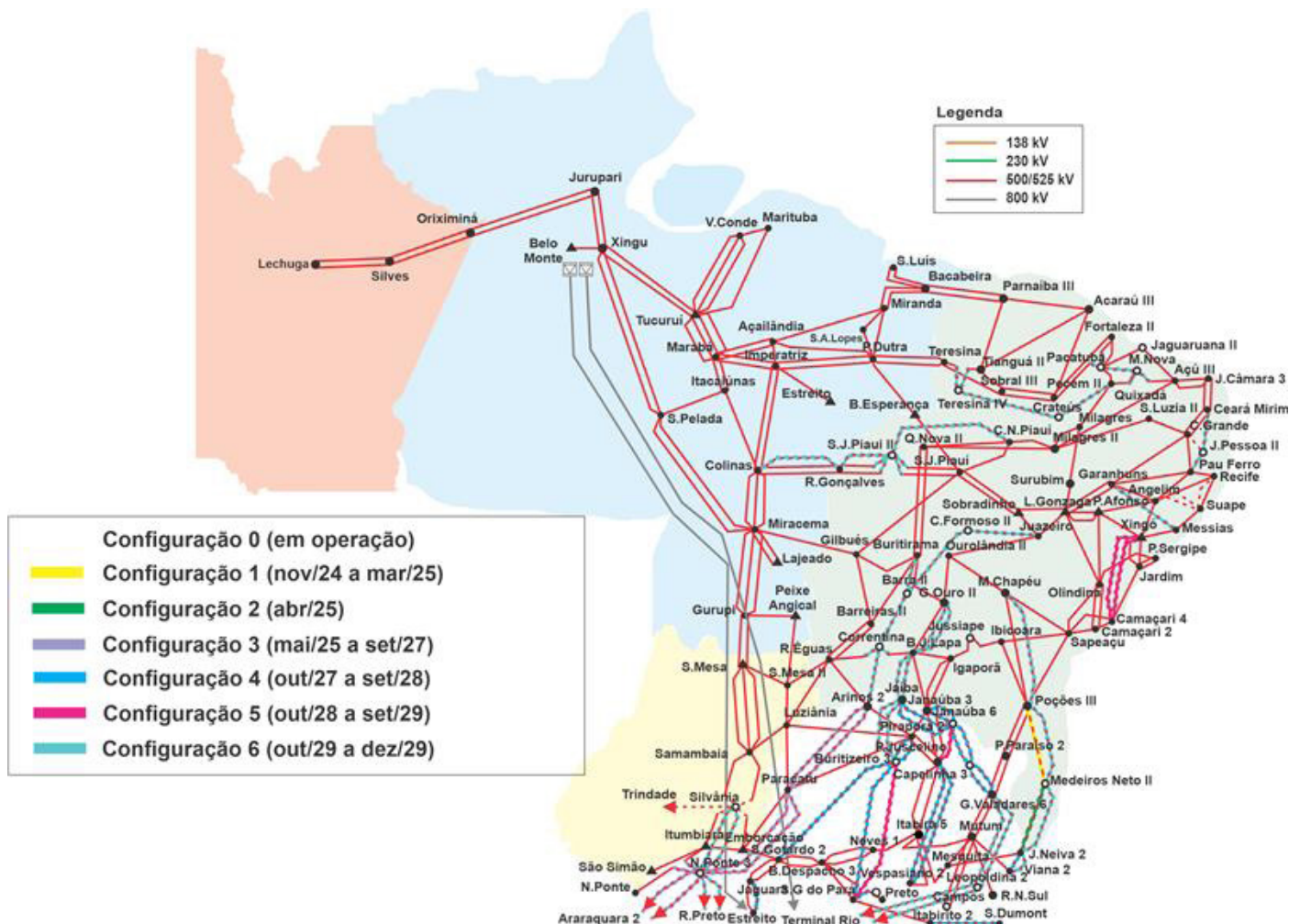


Figura 4.2 – Configurações de Interligações Norte – Nordeste - Sudeste/Centro-Oeste

Por fim, é apresentada a evolução dos limites de transferência de energia entre todos os subsistemas do SIN, conforme figuras abaixo. É importante destacar que esses limites são valores referenciais definidos com base em parâmetros previamente estabelecidos para o ciclo de estudos do médio prazo. Tais limites podem variar a depender das condições operativas do sistema, como por exemplo, o número de máquinas sincronizadas, o perfil de geração das usinas hidráulicas e térmicas, o nível de tensão nos troncos de transmissão e o fluxo de potência ativa nos elos de corrente contínua (CC) do SIN. Dessa forma, nas diretrizes operativas de curto prazo, os limites de transferência são parametrizados e discretizados, podendo ser ampliados ou reduzidos, de acordo com o valor das variáveis de influência.

Para informações mais detalhadas sobre o cronograma de obras, os limites definidos para outros patamares de carga e os fatores limitantes na determinação dos limites de intercâmbio, recomenda-se a consulta ao Volume II do PAR/PEL 2024 – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais.

Cabe ressaltar que o processo de definição dos limites de intercâmbio inter-regionais tem se tornado cada vez mais complexo e multivariável, sobretudo em função do aumento considerável da penetração de fontes de geração conectadas por meio de inversores de potência. Como variável de destaque, pode-se citar a Base de Dados para as avaliações de estabilidade eletromecânica do SIN, que está em processo constante de atualização, notadamente para validação dos modelos dinâmicos das usinas eólicas e fotovoltaicas, o que pode impactar os valores de limites ora apresentados. Assim sendo, a depender do impacto decorrente de eventuais alterações nos dados de entrada dos estudos, os referidos valores de limites poderão ser atualizados.

# RSUL

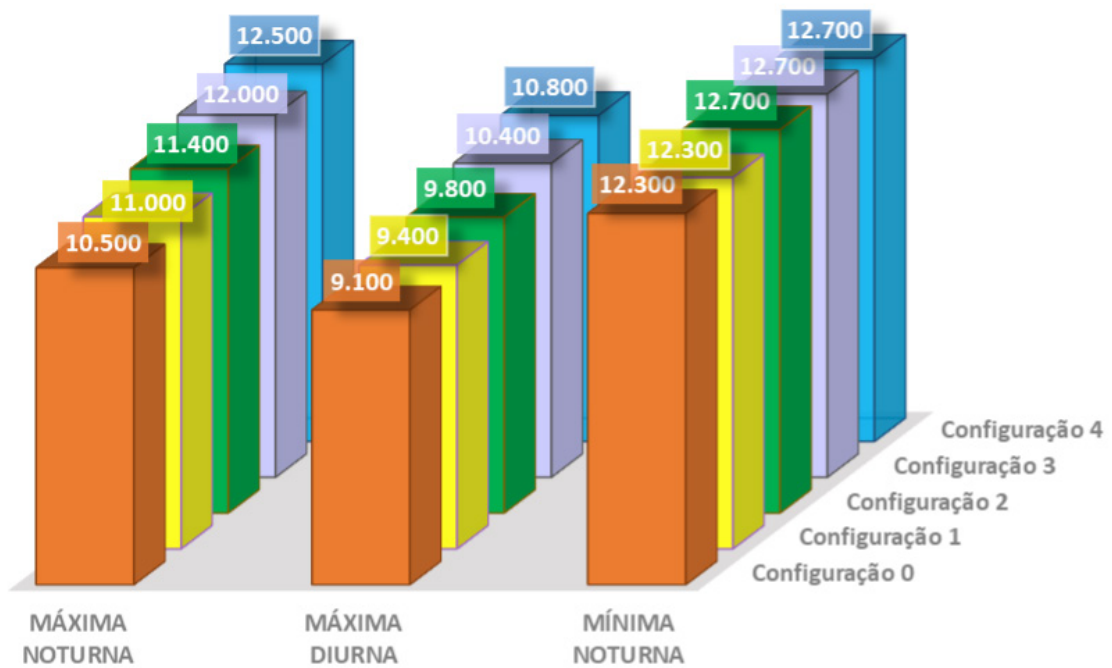


Figura 4.3 – Evolução dos Limites RSUL

# FSUL

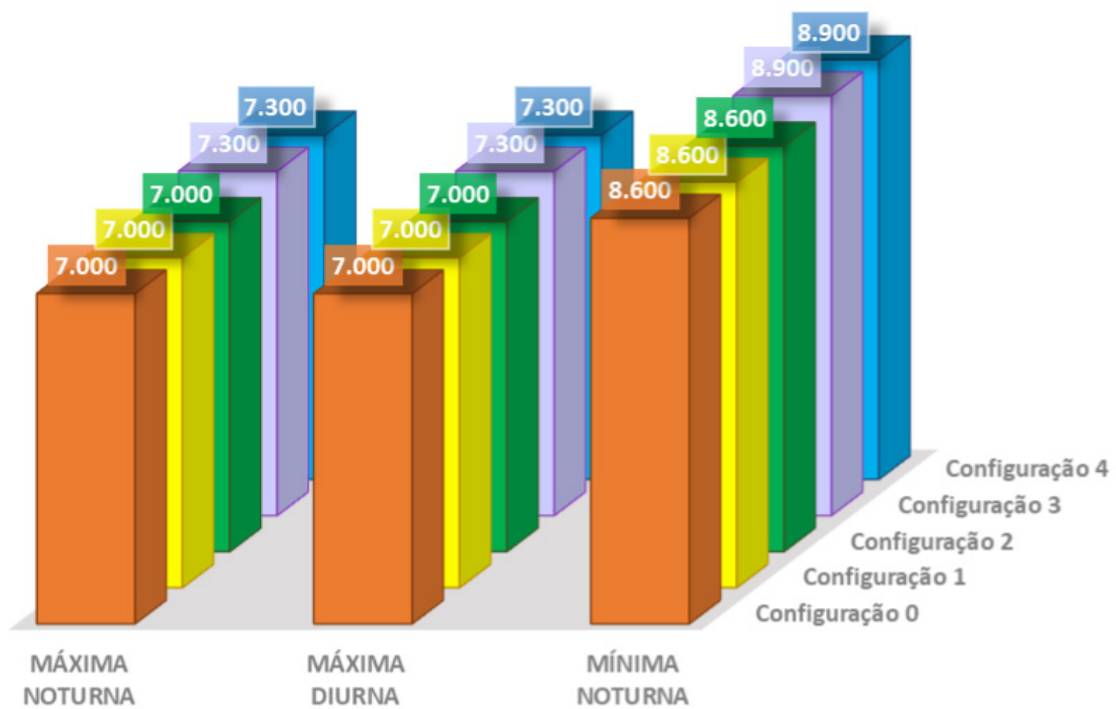


Figura 4.4 – Evolução dos Limites FSUL



# RSE

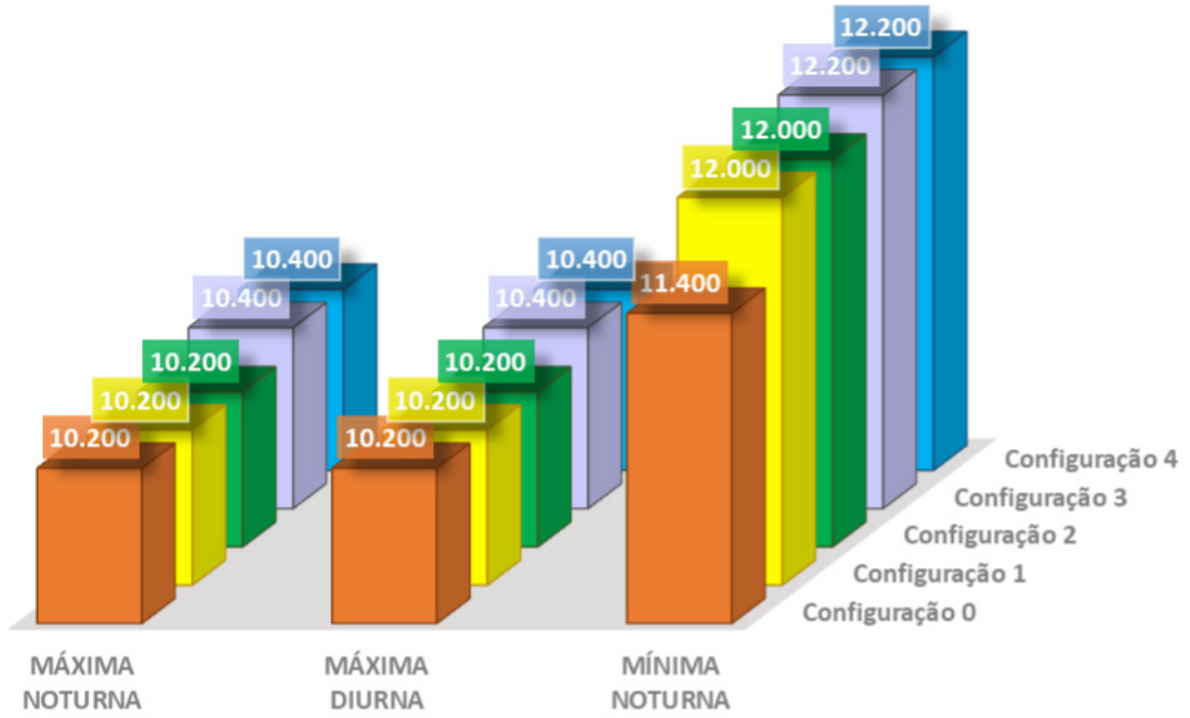


Figura 4.5 – Evolução dos Limites RSE

# ExpNE

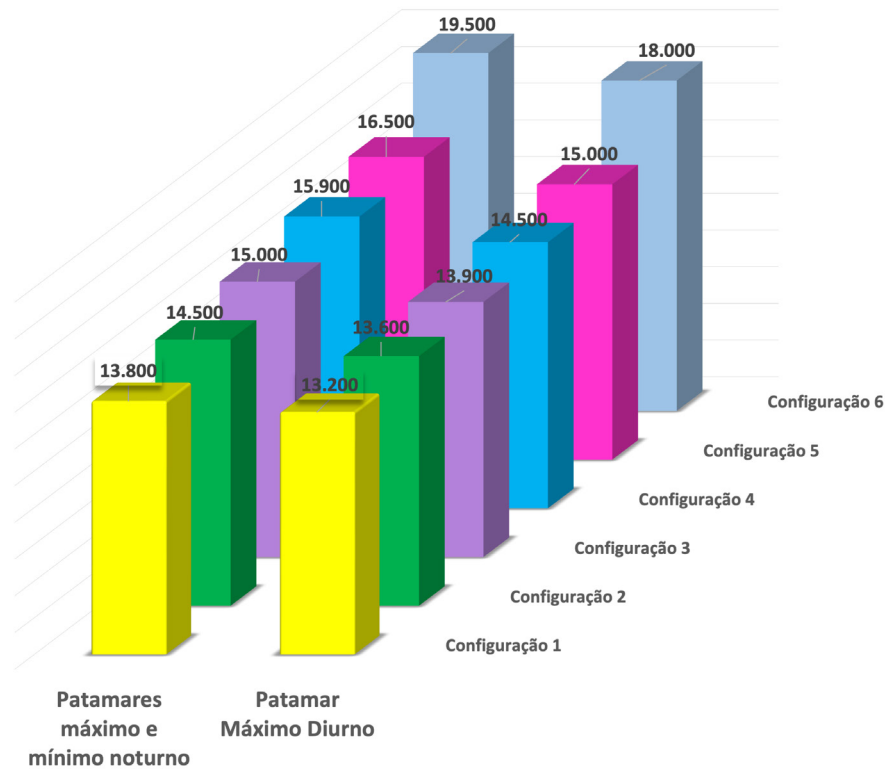


Figura 4.6 – Evolução dos Limites ExpNE

# FNESE

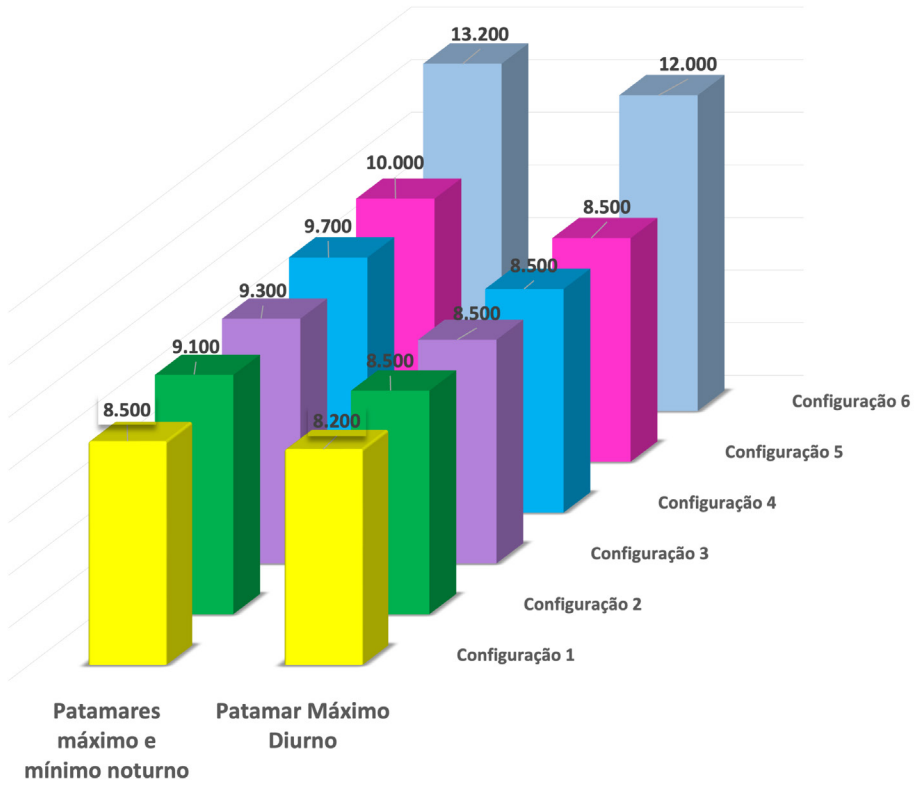


Figura 4.7 – Evolução dos Limites FNESE

Recebimento da Região Sudeste/CO das Regiões N/NE = FNESE+FNS+Fluxo Xingu-->SE (Patamar máximo Noturno)

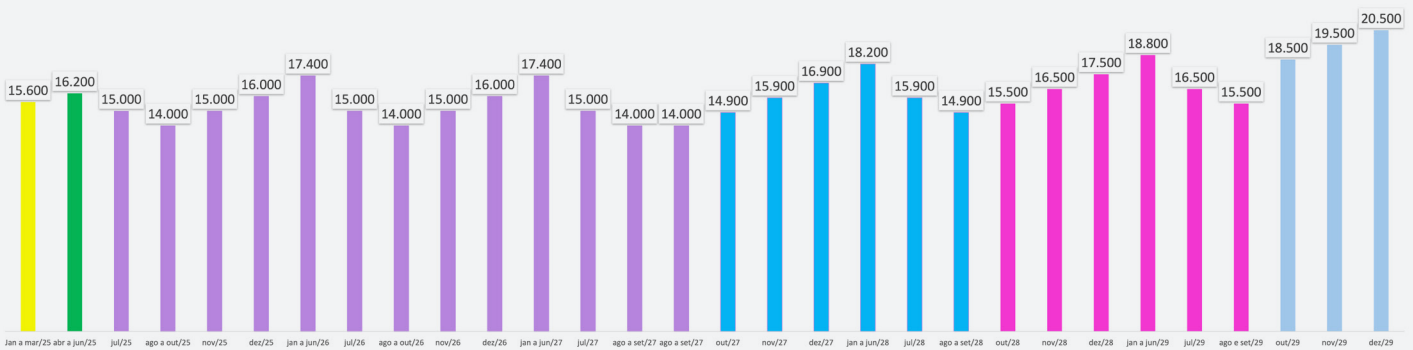


Figura 4.8

# 05

## Síntese do Atendimento às Áreas Geoelétricas





## RIO GRANDE DO SUL

Neste PAR/PEL, destaca-se a indicação da nova SE Erechim 525/138 kV – 2 x 150 MVA, a partir da solicitação de acesso da RGE a 4 ELs no setor de 138 kV desta subestação, com data de necessidade para janeiro/2029.

A integração da SE Erechim 525/138 kV à Rede Básica, por meio do seccionamento da LT 525 kV Itá – Caxias Norte, e à rede de distribuição, por meio do seccionamento da LT 138 kV Erechim 1 – Erechim 2 e LT 138 kV Erechim 2 – Tapejara, proporciona uma melhoria significativa no perfil de tensão da região Norte do Rio Grande do Sul, equacionando subtensões na região de Erechim, principalmente na contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2. Constata-se uma redistribuição importante de carga entre as SEs 230/138 kV Passo Fundo e Lagoa Vermelha 2, deslocando parte da carga atendida por estas subestações para o novo setor de 138 kV atendido pela SE Erechim 525/138 kV.

Na Rede Básica observa-se uma redistribuição de fluxo pouco significativa nas linhas de transmissão de 230 kV que partem das SEs Barra Grande e Passo Fundo em direção à SE Santa Marta, permanecendo cenários de elevados carregamentos e de eventuais sobrecargas admissíveis na LT 230 kV Passo Fundo – Santa Marta, notadamente na contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 ou da LT 230 kV Lagoa Vermelha 2 – Santa Marta.

## PARANÁ

No atual ciclo do PAR/PEL 2024, a COPEL DIS apresentou a previsão de carga global para o estado do Paraná contendo valores consideravelmente superiores ao ciclo anterior, com crescimentos percentuais da ordem de 30%, se comparada com a carga de um mesmo ano no ciclo anterior do PAR/PEL 2023. Conforme registrado pela distribuidora, estes acréscimos foram justificados pelos recordes de carga verificados nos últimos anos, ocasionados principalmente por ondas de calor no estado, além da recuperação da economia e as consequentes solicitações de acesso na rede de distribuição no horizonte de estudo.

Como esperado, o aumento de carga provocou agravamento das violações de tensão e carregamento verificadas no ciclo anterior, além do surgimento de novos problemas, principalmente na condição N-1, alguns deles sem solução estrutural definida pelo planejamento setorial.

De forma a manter as condições de atendimento às cargas do estado do Paraná, frente ao cenário previsto de elevação acentuada da demanda, estão sendo indicados nesse ciclo do PAR/PEL 2024 reforços e ampliações na Rede Básica do estado que somam investimento estimados de aproximadamente 529 milhões de reais.

Destacam-se os reforços em subestações de fronteira, que acrescem 1.125 MVA à capacidade de transformação, e a nova SE Iguazu 525/230 kV, na região de Foz do Iguazu, a qual seccionará a LT 525 kV Foz do Iguazu – Cascavel Oeste e as LT 230 kV Medianeira Norte – Foz do Iguazu Norte C1 e C2, e contará ainda com um banco de transformadores 525/230 kV, (3+1R) x 200 MVA.

## SANTA CATARINA

Para este ciclo do PAR/PEL registra-se a licitação do conjunto de obras abaixo, integrante do Lote 1 do Leilão de Transmissão ANEEL nº 002/2024, que teve como vencedor o Consórcio Engie Brasil Transmissão, com prazo contratual de implantação até dezembro/2029 (60 meses):

- SE Abdon Batista 2 525 kV - 1º e 2º bancos de reatores de barra (6+1R) x 50 Mvar / 525 kV;
- SE Curitiba Oeste 525 kV - 1º e 2º bancos de reatores de barra (6+1R) x 50 Mvar / 525 kV;
- Seccionamento da LT 525 kV Ponta Grossa – Bateias C1 na SE Curitiba Oeste 525 kV;

- LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste C1, CS, 255 km, com banco de reatores de linha fixo de (3+1R) x 75 Mvar em ambos os terminais da linha;
- LT 525 kV Abdon Batista 2 – Segredo, CS, 230 km, com banco de reatores de linha fixo de (3+1R) x 65 Mvar em ambos os terminais da linha;
- LT 525 kV Cascavel Oeste – Segredo, CS, 186,5 km, e trecho em CD, 1,5 km;
- LT 525 kV Abdon Batista – Abdon Batista 2 C1 e C2, CD, 4,67 km.

Os benefícios desses novos corredores em 525 kV da Região Sul incluem (i) eliminação de problemas de sobrecarga no circuito 1 da LT 525 kV Itá – Salto Santiago, quando da contingência do circuito 2, ou quando da contingência da LT 525 kV Areia – Campos Novos, notadamente em cenários de elevado fluxo da região Sudeste para a região Sul (RSUL); (ii) eliminação de risco de sobrecarga na LT 525 kV Areia – Campos Novos, quando da contingência de um dos circuitos da LT 525 kV Itá – Salto Santiago, também para cenários de RSUL elevado; (iii) aumento da confiabilidade na rede de 525 kV, devido ao maior número de linhas interligando as SEs 525 kV Ponta Grossa, Curitiba Oeste e Abdon Batista 2, bem como entre as SEs 525 kV Cascavel Oeste, Segredo e Abdon Batista 2; e (iv) elevação no perfil de tensão do sistema Sul, devido ao aumento nos níveis de curto-circuito, melhorando marginalmente o desempenho dinâmico quando da perda dupla da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã (fator limitante para RSUL nos patamares de carga elevada) e reduzindo o carregamento da transformação 765/500 kV da SE Ivaiporã (fator limitante para RSUL no patamar de carga reduzida), sendo possível atingir ganhos no valor limite de RSUL, conforme apontado no relatório Volume II do PAR/PEL 2024 – Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-regionais.

## MATO GROSSO DO SUL

O Mato Grosso do Sul se destaca pela crescente penetração da micro e minigeração distribuída (MMGD), que já ultrapassa 1.200 MW de potência instalada. Esses números são particularmente significativos quando comparados à demanda máxima de 2023, de aproximadamente 1.600 MW. Atualmente, o estado já apresenta saldo exportador de potência em determinados cenários, especialmente em períodos de carga mais reduzida, quando, por vezes, a geração supera o consumo interno.

Nos próximos anos, essa característica de exportação de potência do estado deve ser ainda mais acentuada devido à crescente procura de novos empreendedores notadamente de usinas fotovoltaicas, com maior concentração na região nordeste do estado. Informações atualizadas até setembro de 2024 indicam que essa região do estado apresenta 1.393 MW de futuras usinas fotovoltaicas com Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado. Além disso, encontram-se em processo de análise pelo ONS ou possuem Parecer de Acesso viável emitido e válido, um adicional de 852 MW de geração no estado, sendo 640 MW de geração fotovoltaica.

Em alguns cenários, constata-se limitações no escoamento da geração, considerando a configuração atual da rede. Com o propósito de ampliar a capacidade de escoamento da geração da região Nordeste do estado, está prevista a instalação do 4º ATF 440/230 kV da SE Ilha Solteira 2 e a implantação do 4º circuito da LT 230 kV Inocência – Ilha Solteira 2, ambas as obras já outorgadas.

## ACRE

O sistema de transmissão do Acre denota especial relevância na integração energética de algumas localidades desse estado que são atendidas de forma isolada do SIN. Nesse contexto, a SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV e a LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, cuja entrada em operação está prevista para dezembro de 2024, visa reduzir a dependência de geração térmica local no segundo maior município do Acre, garantindo maior confiabilidade no atendimento às cargas da região.

Os desafios de confiabilidade, especialmente com o término dos contratos das usinas térmicas Cruzeiro do Sul D, Feijó D e Tarauacá D previsto para setembro de 2025, exigem atenção ao critério “N-1”, uma vez que a nova rede de transmissão formará um radial singelo. Está em estudo pela EPE a proposta de uma solução estrutural para a região.

# RONDÔNIA

Em 2023, a região Norte enfrentou uma estiagem severa, que impactou diretamente o complexo hidrelétrico do rio Madeira. A UHE Santo Antônio foi completamente desligada, enquanto a UHE Jirau operou com apenas 7 unidades geradoras. Essa situação elevou o risco de corte de carga e violou os limites de recebimento da área RO, ressaltando a necessidade de reforços no sistema de transmissão. No último período seco, esse cenário se repetiu, cuja solução adotada, conforme a revisão 3 da NT-ONS DPL 0062/2024, foi a operação do back-to-back em modo stand-alone com a UHE Jirau, mantendo a UHE Santo Antônio parcialmente conectada através do transformador 500/230 kV da SE Coletora Porto Velho (TF-13).

Para melhorar a resiliência do sistema de transmissão da região, a EPE publicou, em outubro de 2024, o relatório EPE-DEE-RE-057/2024-REVO, que recomenda em caráter determinativo a implementação de obras como a nova SE Vilhena 2 500/230 kV, as LT Jauru – Vilhena 2 500 kV e Vilhena – Vilhena 2 230 kV e a substituição do TF13 500/230 kV da SE Coletora Porto Velho. Essas obras, fundamentais em cenários críticos, garantirão maior confiabilidade tanto em períodos de seca quanto em períodos úmidos.

Essas iniciativas não só reforçam a confiabilidade do fornecimento de energia no estado de Rondônia, como também destacam o compromisso com a sustentabilidade, a redução de emissões de gases de efeito estufa e a segurança energética na região, em face de um sistema cada vez mais interconectado e resiliente às mudanças climáticas.

# MATO GROSSO

Na região de Mato Grosso, destaca-se uma mudança energética significativa, impulsionada pela expansão da MMGD. Atualmente, o estado conta com 2 GW de capacidade instalada de MMGD, com um crescimento projetado de aproximadamente 55% em relação ao ciclo anterior. Para 2029, espera-se que sua capacidade instalada ultrapasse os 4 GW, sendo a maior parte proveniente de geração solar fotovoltaica. Esse valor corresponderá a cerca de 145% da demanda máxima prevista para o estado, posicionando Mato Grosso como o estado com a maior penetração de MMGD em relação à demanda máxima projetada.

Esta expansão está remodelando o perfil da demanda diária, reduzindo a demanda diurna em contraste com a carga noturna. Além disso, a massiva expansão desses RED tem culminado no esgotamento de alguns transformadores de fronteira da Rede Básica durante o período diurno.

Por outro lado, o crescimento acelerado do setor agropecuário em diversas macrorregiões do estado, como Sinop, Sorriso, Lucas do Rio Verde, Nova Mutum, Rondonópolis e Nobres, tem superado as expectativas mais otimistas de crescimento econômico. Nessas regiões, com forte demanda energética voltada para a irrigação no período noturno, o carregamento das subestações de fronteira tem aumentado, mesmo em condições normais de operação. Um exemplo notável é a SE Sorriso 230/69 kV, que operou durante o período seco de 2024 com medidas temporárias até a entrada do 4º TF 230/69 kV, prevista para dezembro/2025. Dentre essas medidas, destacam-se a flexibilização de 2% de sobrecarga em regime normal de operação na transformação 230/69 kV da SE Sorriso, a operação da LT 230 kV Sorriso - Nova Mutum em 138 kV, e a adoção de horários de ponta diferenciados para os irrigantes atendidos pela SE Sorriso 230/69 kV, conforme o Despacho ANEEL nº 2.134/2024.

Em relação às obras futuras, na 9ª Reunião Mensal de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 2024, a nova SE Cuiabá Norte que contará com o 1º banco de AT 500/138 kV e seccionará o circuito 2 da LT 500 kV Jauru – Cuiabá, obra licitada à MEZ 7 Energia LTDA com data contratual para março de 2025, constou como sem previsão de entrada em operação. Esse novo ponto de suprimento de Rede Básica na região de Cuiabá contribui para redução do esgotamento da transformação da SE Coxipó e dos circuitos em 230 kV entre Cuiabá e Coxipó, atendendo ao crescimento da demanda de carga da capital. No entanto, devido ao atraso dessa obra, no ciclo atual foi indicada a instalação do 2º ATF 500/230 kV na SE Cuiabá, a fim de mitigar os problemas de controle de tensão no setor 230 kV na contingência do único transformador da SE Cuiabá 500/230 kV. Outra obra importante se trata das soluções estruturais para atendimento à região de Novo Progresso, no Pará, para atendimento às cargas da distribuidora Equatorial Energia Pará, que atualmente são supridas



radialmente pela rede de distribuição em 138 kV da Energisa Mato Grosso, além disso permitirão atender ao crescimento de demanda da região de Novo Progresso (PA) e da região norte do estado de Mato Grosso. Fazem parte desse lote a construção do setor em 230 kV da SE Cláudia com o 1º AT 500/230 kV e do novo setor em 138 kV da SE Cláudia com o 1º ATF 230/138 kV. Adicionalmente, estão contempladas as implementações da nova SE Novo Progresso 230/138 kV e da SE Cachimbo 230 kV, com as LT 230 kV Cláudia – Cachimbo C1 e LT 230 kV Cachimbo – Novo Progresso C1.

## RORAIMA

Recentemente, o estado de Roraima registrou um aumento significativo na demanda de carga devido a diversos fenômenos climáticos e sociais. Em resposta, o ONS emitiu a 4ª revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, aprovado pelo CMSE, com o objetivo de garantir o atendimento à demanda máxima de Roraima, mesmo em situações de indisponibilidades críticas, até sua efetiva interligação ao SIN.

Após a conclusão das obras dos circuitos da LT 500 kV Lechuga - Equador - Boa Vista, prevista para janeiro de 2026, grande parte do estado, incluindo a capital Boa Vista, será integrada ao SIN. Com isso, a operação da área Roraima atenderá os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, inclusive o critério de operação "N-1" para as instalações de transmissão do sistema.

De forma a resguardar a maior parte das cargas na perda dupla do tronco em 500 kV, a futura interligação Manaus – Boa Vista será operada com limitação de fluxo em até 55% da carga total do Estado de Roraima. Portanto, será demandado um montante de até 149 MW de geração térmica local para o pleno atendimento a essa restrição elétrica.

Adicionalmente, foi constatado o esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Boa Vista (3 x 100 MVA), o qual pode acarretar necessidade de geração térmica por razão elétrica além da inflexibilidade contratada. Ante o exposto, foi indicado neste PAR/PEL 2024, um 4º transformador para essa subestação, que permitirá uma operação com maior confiabilidade na área Roraima, dirimindo os problemas de sobrecarga na condição de N-1 da transformação.

## GOIÁS E DISTRITO FEDERAL

Para as áreas Goiás e Distrito Federal, destaca-se o crescimento inesperado na carga desde o ano de 2023, antecipando valores de demanda inicialmente previstos apenas para 2026, impulsionado por fenômenos climáticos e demandas reprimidas. Embora o crescimento de carga possa ser transitório, há a possibilidade de que ele se sustente, o que demandará monitoramento contínuo pelo ONS para manter a confiabilidade do sistema. Paralelamente, a previsão de geração na modalidade MMGD para Goiás e Distrito Federal no PAR/PEL 2024 é cerca de 40% superior à previsão do ciclo anterior, e irá representar 54% da carga global ao final do horizonte. Esse aumento, aliado a cenários de intercâmbio Nordeste Exportador e ao elevado despacho de UFV em Minas Gerais, eleva o risco de sobrecarga em condição normal de operação na LT 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara, possivelmente exigindo alguma modulação de geração na UHE Cachoeira Dourada.

Recentemente, a EPE publicou o relatório EPE-DEE-RE-058/2024, recomendando um novo ponto de suprimento, a SE Matrinchã 2 230/138 kV, com o objetivo principal de suprir o esgotamento da SE Firminópolis 230/138 kV e atender à demanda reprimida da região de Jussara, especialmente as cargas irrigantes. No entanto, ressaltamos que ainda está pendente a solicitação de acesso por parte da Equatorial Goiás, condição necessária para incluir essa obra no PAR/PEL.

## MINAS GERAIS

Nos recentes Leilões de Transmissão da ANEEL (nº 001/2022, nº 001/2023, nº 002/2023 e nº 001/2024), foram investidos cerca de R\$ 32 bilhões no sistema de transmissão para escoamento de geração em Minas Gerais e sul da Bahia, preparando a rede para uma expansão de geração em torno de 11 GW. No entanto, Minas Gerais já possui aproximadamente 16,6 GW de geração solar fotovoltaica em operação ou com contrato assinado na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Dado esse montante expressivo de acessos de geração no estado e a escassez dos recursos de transmissão, são identificadas algumas restrições e problemas de estabilidade de tensão mesmo considerando todas as obras recomendadas pelo planejamento, resultando em diversas negativas de solicitações de acesso de novos geradores. Nesse sentido, foram recomendados três compensadores síncronos para o estado de Minas Gerais neste PAR/PEL, os quais haviam sido indicados referencialmente no estudo de controle de tensão do PAR/PEL 2022, sendo estes equipamentos já presentes na programação do Leilão de Transmissão do 2º semestre de 2025. Ademais, será publicado um estudo de planejamento da EPE, já em andamento, que visa sanar restrições de escoamento na região metropolitana de Belo Horizonte e Zona da Mata, sendo sua previsão de conclusão em março/2025.

Destaca-se ainda que, devido ao mecanismo excepcional de anistia da ANEEL, instituído pela REN 1.065/2023, cerca de 3,7 GW de projetos de geração fotovoltaica previstos para Minas Gerais tiveram suas outorgas revogadas e respectivos CUST rescindidos. Em função dos ritos previstos para esse processo, o ONS realizou duas rodadas de revisões de pareceres de acesso, com o objetivo de utilizar a margem de escoamento liberada para a viabilização da contratação de novos projetos de geração.

Com relação à geração conectada na rede de distribuição, Minas Gerais conta atualmente com 5 GW de capacidade instalada de MMDG em operação, com projeção de um montante de 10,6 GW até 2030, o que corresponderá a 86% da carga máxima prevista para o Estado. O aumento desses Recursos Energéticos Distribuídos (RED) somados à geração distribuída (Tipo II-B e Tipo III) conectadas nas DIT e na Rede de Distribuição tem causado inversão do fluxo nos transformadores de fronteira da Rede Básica, principalmente nas regiões Norte e Triângulo Mineiro, onde o excesso de geração nos períodos de maior incidência solar pode causar até mesmo o esgotamento de algumas transformações de fronteira.

## SÃO PAULO

Um ponto importante a ser destacado na Área São Paulo é que as obras do 1º Transformador Defasador 230/230 kV da SE Anhanguera 345/230 kV e da LTCD 345 kV Miguel Reale – Centro CTR têm como objetivo viabilizar a melhoria do atendimento à demanda da ENEL-SP e atender de maneira emergencial ao crescimento do número de consumidores, visto o aumento da demanda na região Metropolitana de São Paulo, em especial os novos empreendimentos de Data Centers, conforme indicado no Relatório EPE-DEE-RE-006/2024 rev1, Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo - Parte 1, de 10 de julho de 2024.

Adicionalmente, vale destacar que nos Lotes 3 (MEZ 6) e 8 (MEZ 8) do Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2020, foram licitadas as obras cujo objetivo era aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão da região metropolitana de São Paulo e garantir o atendimento ao crescimento do mercado, especificamente nas sub-regiões Norte, Sul e Leste da capital, além da região do ABC. No Lote 5 (MEZ 10) do Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2021, foi licitada a obra cujo objetivo foi fortalecer o sistema de transmissão da região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos. Devido a atrasos previstos no cumprimento dos prazos estabelecidos e às incertezas quanto à execução das obras, nas análises desse PAR/PEL foram avaliados casos de fluxos de potência com e sem a presença dessas obras, de modo a reavaliar o impacto de sua ausência no desempenho do sistema elétrico da área São Paulo.

As análises realizadas no atual ciclo reafirmaram que a ausência de tais obras trará sérios problemas ao atendimento das sub-regiões envolvidas, com possibilidade de violação das capacidades de longa e curta duração, em contingências simples. Também são observados problemas com impacto significativo

à área São Paulo no que tange às perdas duplas de alguns equipamentos.

Outro ponto relevante é que, no atual ciclo de estudos do PAR/PEL 2024, a CTEEP informou, através da Carta CT/T/674/2024, de 30/04/2024, que durante as atividades de inspeções e análises de manutenção, foi identificada a existência de vãos com cabos baixos em algumas linhas de transmissão pertencentes ao conjunto das Demais Instalações de Transmissão (DIT). Desta forma, por motivos de segurança, houve a necessidade de revisão da capacidade de emergência limitada à capacidade normal de um conjunto de linhas de transmissão.

Como consequência, poderão ocorrer violações das capacidades de carregamento na condição N-1 até então não observadas em ciclos anteriores. Além disso, haverá impacto nas análises de novos acessos na rede DIT, nos curto e médio prazos, assim como nos pedidos de Contratação de Reserva de Capacidade (RC) e MUST Flexível, bem como nas suas renovações.

## RIO DE JANEIRO

Para a área Rio de Janeiro, destaca-se a solução conjuntural para minimizar o problema de esgotamento da rede em 345 kV, que foi licitada no Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2024, que consiste na implantação de um transformador 500/345 kV de 1.500 MVA no pátio da subestação da UTE GNA I, que associado a algumas medidas operativas, reduzirá os carregamentos nessas linhas de transmissão. A previsão de instalação desse equipamento segundo o acompanhamento de obras da ANEEL é setembro/26.

Em relação ao problema de superação do nível de curto-circuito na SE São José 500/138 kV, a parte 1 do trabalho foi finalizada pelo Grupo de Trabalho de Curto-Circuito (GT-CC) do Rio de Janeiro, coordenado pela EPE, com a participação do ONS, da LIGHT, ELETROBRAS, LTTE e PETROBRAS. Portanto, em fevereiro de 2024, a EPE emitiu o Relatório EPE-DEE-RE-004/2024-rev0, que recomendou a substituição dos bancos TR11 e TR12 de 600 MVA, que estão obsoletos, por outros dois bancos de 900 MVA e uma unidade reserva de 300 MVA, com reatâncias de 19,5% em suas bases de potência e tensão, e a manutenção do barramento de 138 kV dessa SE operando aberto.

## ESPÍRITO SANTO

Para a área Espírito Santo, destaca-se a expansão do sistema de transmissão em 500 kV do estado, com a construção da LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1 e C2 e da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2 C1 e C2, que permitirão aumentar o escoamento de geração da região Nordeste para a região Sudeste. Outro importante empreendimento é a substituição do AT 01 de 225 MVA da SE Vitória 345/138 kV por um novo banco (3+1) x 133,33 MVA, que foi outorgada pela ANEEL à Eletrobras através da Resolução Autorizativa nº 14.990/2024. Essa subestação é responsável pelo atendimento às cargas da capital do estado.

## AMAZONAS

Destaca-se a alteração dos contratos de energia das usinas térmicas do estado decorrente da Medida Provisória nº 1.232/2024, publicada em junho/2024, que permitiu que os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) de usinas térmicas cujas despesas sejam reembolsáveis pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) poderiam, a critério da parte vendedora, ser convertidos em Contratos de Energia de Reserva (CER). Nesse contexto, o Despacho ANEEL nº 3.025/2024, de outubro/2024, aprovou a conversão dos contratos das usinas térmicas Jaraquí, Tambaquí, Cristiano Rocha, Manauara, Ponta Negra e Aparecida em energia de reserva, estabelecendo critérios de inflexibilidade similares aos operados pela da UTE Mauá III. As usinas, que antes operavam de forma 100% inflexível, terão ajustes baseados nas novas regras, impactando principalmente as UTEs Ponta Negra, Manauara, Cristiano Rocha, Tambaquí e Jaraquí, se traduzindo numa redução da inflexibilidade total das usinas térmicas do Amazonas de 661 MW para aproximadamente 518 MW.



Outro aspecto relevante é a previsão de entrada em operação comercial das usinas térmicas Azulão, Azulão II, Azulão IV e Manaus I, com uma potência instalada total de cerca de 1.049 MW, que venderam sua energia nos Leilões de Reserva de Capacidade 2021 e 2022. O complexo Azulão (886 MW) será conectado à Rede Básica na SE Silves 500 kV, enquanto a UTE Manaus I (162,9 MW) se conectará via rede de distribuição à SE Distrito III 138 kV, de propriedade da Amazonas Energia.

## AMAPÁ

Ressalta-se a previsão de entrada em operação da SE Macapá III 230/69 kV – 2x150 MVA e da LT 230 kV Macapá – Macapá III, previstas ainda em 2024, e da LT 230 kV Macapá III – Laranjal do Jari, prevista para setembro/2026. Essas obras proporcionarão maior confiabilidade no atendimento às cargas do estado e no escoamento de geração hidráulica em períodos úmidos. A entrada em operação da SE Macapá III 230/69 kV eliminará a necessidade de manutenção do 4º transformador na SE Macapá 230/69 kV, atualmente disponível como reserva sistêmica local e que deve ser energizado em caso de indisponibilidade prolongada de um dos três transformadores dessa subestação. A LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá III, por sua vez, eliminará a possibilidade de ilhamento do sistema Amapá quando da contingência dupla da LT 230 kV Macapá – Laranjal do Jari C1 e C2.

## PARÁ

No estado do Pará, destaca-se o problema de licenciamento ambiental relacionado ao seccionamento da LT 230 kV Vila do Conde – Miltônia 3 na SE Tomé Açu, essencial para atender ao critério N-1 de confiabilidade às cargas da região nordeste do estado do Pará supridas pela SE Tomé Açu, que entrou em operação em abril de 2023. Devido à complexidade do problema, o ONS encaminhou a carta CTA-ONS DPL 2363/2023, de 15/12/2023, contextualizando a situação e solicitando apoio do MME e da ANEEL para resolver esse impasse. No âmbito do GT PA-MA-TO 2024, realizado em julho de 2024, a ANEEL informou que o empreendimento está sendo monitorado e que irá verificar junto ao MME as providências adicionais a serem tomadas. Diante deste contexto, foi estabelecida uma ação para o MME e a ANEEL atuarem junto à SEMAS-PA, ETEPA e Mineração Paragominas, a fim de encontrar uma solução para o problema citado, de forma a garantir a confiabilidade da operação da Rede Básica conforme os critérios definidos pelo planejamento setorial.

## MARANHÃO

Merece destaque a recomendação das obras estruturantes que solucionarão os problemas de atendimento às cargas da região leste do estado do Maranhão. Ressalta-se que essa região é suprida pelas SEs 230/69 kV Caxias II e Coelho Neto, ambas alimentadas originalmente pela LT 230 kV Peritoró – Teresina, instalação construída há mais de 50 anos e que apresenta sinais significativos de envelhecimento, indicando o fim da sua vida útil física. Essa solução contempla também o atendimento ao consumidor Heineken, que atualmente é suprido por meio de uma derivação (tap) na LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1, que será desativada. A solução de planejamento proposta é a construção da LT 230 kV Caxias II – Heineken, instalação de uso exclusivo a ser construída pelo próprio consumidor.

Outro destaque é a licitação no Leilão de Transmissão nº 001/2024, realizado em 28/03/2024, da LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas C2. Este empreendimento foi outorgado à EDP Transmissão Norte Nordeste 2 S.A., com entrada em operação comercial prevista para 30/06/2029, conforme Contrato de Concessão ANEEL nº16/2024. Tal empreendimento garantirá o atendimento ao critério N-1 ao regional de Balsas, eliminando o problema de corte de toda a carga da distribuidora Equatorial Maranhão suprida pela SE 230/69 kV Balsas, na perda da única LT 230 kV Ribeiro Gonçalves – Balsas.

## PIAUÍ

O esgotamento dos recursos para controle de tensão no estado Piauí é um ponto que merece destaque. Neste ciclo do PAR/PEL foram identificados problemas que podem levar ao colapso de tensão na região polarizada pela SE Parnaíba III, em situações de contingências simples das LTs 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 ou C2, Parnaíba III – Tianguá II C1, ou Parnaíba III – Acaraú III C1. Esse fenômeno resultou em uma margem de escoamento de geração nula até 2028 em várias subestações do estado, sendo liberada somente em 2029, com a entrada em operação das obras recomendadas no relatório EPE-DEE-RE-014/2022-rev2.

Destaca-se também os problemas de sobrecarga verificados em situações de inversão de fluxo nos transformadores de fronteira do estado, a exemplo das SEs 230/69 kV São João do Piauí e Eliseu Martins. No caso da SE São João do Piauí, a solução é a substituição dos TR 230/69 kV de 33 MVA (04T3 e 04T4) por outros de 100 MVA, reforços já outorgados e previstos para julho/2025. Quanto à SE Eliseu Martins, as obras outorgadas ou indicadas no Plano de Outorgas da Transmissão de Energia Elétrica – POTE não solucionam o problema. Ressalta-se, que neste caso, o ONS pode exigir ações de mitigação, como a redução de geração da distribuidora ou a instalação de sistemas de corte de geração para as usinas conectadas na rede de distribuição.

## BAHIA

Destaca-se que neste ciclo do PAR/PEL foi observada a possibilidade de colapso de tensão em situação de contingência de linhas de transmissão em 500 kV localizadas na região oeste da área Bahia. Essa situação ocorre devido ao elevado montante de geração eólica e fotovoltaica na região, além do fato da malha de transmissão da Bahia ser caminho para escoamento de geração entre os demais estados do Nordeste e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A solução para tais problemas associados a escoamento de geração é o conjunto de obras licitadas nos leilões de transmissão: Lotes 1 a 7 do Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2023, Lotes 1 a 3 do Leilão de Transmissão ANEEL nº 002/2023 e Lotes 1 a 6 e 12 a 15 do Leilão de Transmissão ANEEL nº 001/2024, previstas para entrar em operação até 2030.

Atualmente, de modo a contornar possíveis colapsos de tensão, vem sendo monitorados e controlados fluxos na região que mitigam a possibilidade de problemas dessa natureza em caso de N-1. Cabe destaque a monitoração do fluxo na LT 500 kV Buritirama – Barreiras II, que evita problemas em caso de contingência na referida linha, e do Fluxo Bahia Sudoeste (FBASO), que previne colapso na contingência da LT 500 kV Sol do Sertão – Bom Jesus da Lapa II.

## SERGIPE

Destaca-se que em cenários de exportação do Nordeste, há possibilidade de sobrecarga em condição normal de operação, e em situações de contingência simples, na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, sentido da SE Itabaiana para a SE Itabaianinha. Ressalta-se que a contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV poderá ocasionar sobrecarga inadmissível com consequente atuação da proteção de sobrecorrente na mencionada linha de transmissão em 230 kV. A depender das condições operativas, a abertura dessa LT poderá provocar desligamento em cascata de outras linhas de 230 kV que possuem relés de sobrecorrente ativos, com consequências severas para a região.

Atualmente, existem duas inequações onde são monitorados e controlados os fluxos para prevenir sobrecarga inadmissível na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha na contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV e em condição normal de operação.

Com a entrada em operação da LT 230 kV Olindina – Itabaianinha e consequente desativação da LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha, atualmente prevista para o ano de 2026, as condições de atendimento na região serão satisfatórias.

# CEARÁ

Até a entrada das obras estruturantes para a região Nordeste, licitadas no Leilão de Transmissão nº 001/2024 e com previsão de entrada em operação a partir do ano de 2029, em cenários de elevado fluxo do Rio Grande do Norte para o Ceará, poderá ocorrer colapso de tensão no sistema de transmissão desses estados nas contingências das LTs 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II, Fortaleza II – Quixadá, Açú III – Jaguaruana II ou Açú III – Milagres II. Em decorrência deste problema, não há margem de escoamento adicional de geração em todas as subestações no estado do Rio Grande do Norte e em boa parte das subestações do estado do Ceará, bem como a impossibilidade do escoamento, em sua totalidade, da geração das usinas em operação e com contrato celebrado com previsão de entrada em operação até 2029. Após a implementação do conjunto de obras estruturantes para a região Nordeste, o problema poderá persistir na contingência das LTs 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II, Açú III – Morada Nova, Quixadá – Crateús ou Crateús – Teresina IV. É importante ressaltar que esse problema ocasionou a limitação de margem de escoamento adicional também nos estados da Paraíba, Pernambuco e Alagoas. Adicionalmente, neste ciclo do PAR/PEL, foram identificados problemas que podem levar ao colapso de tensão na região polarizada pela SE Parnaíba III, em situações de contingências simples das LTs 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 ou C2, Parnaíba III – Tianguá II C1, ou Parnaíba III – Acaraú III C1. Em decorrência deste problema, alguns pontos de conexão localizados no norte do estado do Ceará não apresentam margem de escoamento até o ano de 2028, sendo liberada após a entrada em operação das obras dos Lotes 1, 2, 12, licitadas no Leilão de Transmissão Nº 001/2024, com previsão de entrada em operação até junho/2030.

# RIO GRANDE DO NORTE

Para o Rio Grande do Norte, mesmo com a entrada das obras estruturantes para a região Nordeste licitadas no Leilão de Transmissão nº 001/2024 e com previsão de entrada em operação a partir do ano de 2029, em cenários de elevado fluxo do Rio Grande do Norte para o Ceará, poderá ocorrer colapso de tensão no sistema de transmissão desses estados nas contingências das LTs 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II, Fortaleza II – Quixadá, Açú III – Jaguaruana II ou Açú III – Milagres II. Em decorrência deste problema, não há margem de escoamento de geração em todas as subestações no estado do Rio Grande do Norte e em boa parte das subestações do estado do Ceará, bem como a impossibilidade do escoamento, em sua totalidade, da geração das usinas em operação e com contrato celebrado com previsão de entrada em operação até 2029. Ressalva-se que, após a implementação do conjunto de obras estruturantes para a região Nordeste, o problema poderá persistir na contingência das LTs 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II, Açú III – Morada Nova, Quixadá – Crateús ou Crateús – Teresina IV. É importante ressaltar que esse problema ocasionou a limitação de margem de escoamento também nos estados da Paraíba, Pernambuco e Alagoas.

Outro destaque para o Rio Grande do Norte, é o risco de sobrecarga inadmissível por fluxo reverso nos transformadores de fronteira da SE Açú II 230/138 kV e Paraíso 230/138 kV quando na contingência de um dos transformadores. Caso essa sobrecarga ocorra, o ONS poderá solicitar à distribuidora a redução da geração conectada em sua área de concessão e/ou a instalação de SEP de corte de geração para as usinas conectadas no setor de 138 kV das subestações.

# PARAÍBA

Poderá ocorrer colapso de tensão na região da SE Santa Luzia II, em situações de contingência simples da LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III ou LT 500 kV Santa Luzia – Milagres II. Este problema é mitigado após a entrada em operação da LT 500 kV Bom Nome II – Santa Luzia II, a qual foi indicada no estudo “EPE-DEE-RE-015/2022-ver1” e incluída no POTEE 2024– 1ª Emissão. O diagnóstico detalhado deste problema será atualizado após o recebimento dos novos modelos matemáticos das usinas da região.

Outro destaque para a Paraíba, é o risco de sobrecarga inadmissível por fluxo reverso nos transformadores de fronteira da SE Paraíso 230/138 kV e SE Campina Grande II 230/138 kV quando na contingência de um dos transformadores. Caso essa sobrecarga ocorra, o ONS poderá solicitar à distribuidora a redução da geração conectada em sua área de concessão e/ou a instalação de SEP de corte de geração para as usinas conectadas no setor de 138 kV dessas subestações.



## PERNAMBUCO

Durante a análise de carregamento dos transformadores de fronteira do estado de Pernambuco, verificou-se que poderá ocorrer sobrecarga inadmissível em uma das unidades remanescentes 230/69 kV – 100 MVA na SE Mirueira em situação de contingência de um dos quatro transformadores desta subestação. Para evitar esse problema, está sendo indicado neste ciclo do PAR/PEL a implantação do 3º TR 230/69 kV – 150 MVA da SE Mirueira II e a substituição dos TRs 230/69 kV – 100 MVA da SE Mirueira, que estão em final de vida útil, por duas unidades de 200 MVA.

Outro destaque para Pernambuco, é o risco de sobrecarga inadmissível por fluxo reverso nos transformadores de fronteira da SE Bom Nome 230/138 kV quando na contingência de um dos transformadores. Caso essa sobrecarga ocorra, o ONS poderá solicitar à distribuidora a redução da geração conectada em sua área de concessão e/ou a instalação de SEP de corte de geração para as usinas conectadas na rede de 138 kV da região.

## ALAGOAS

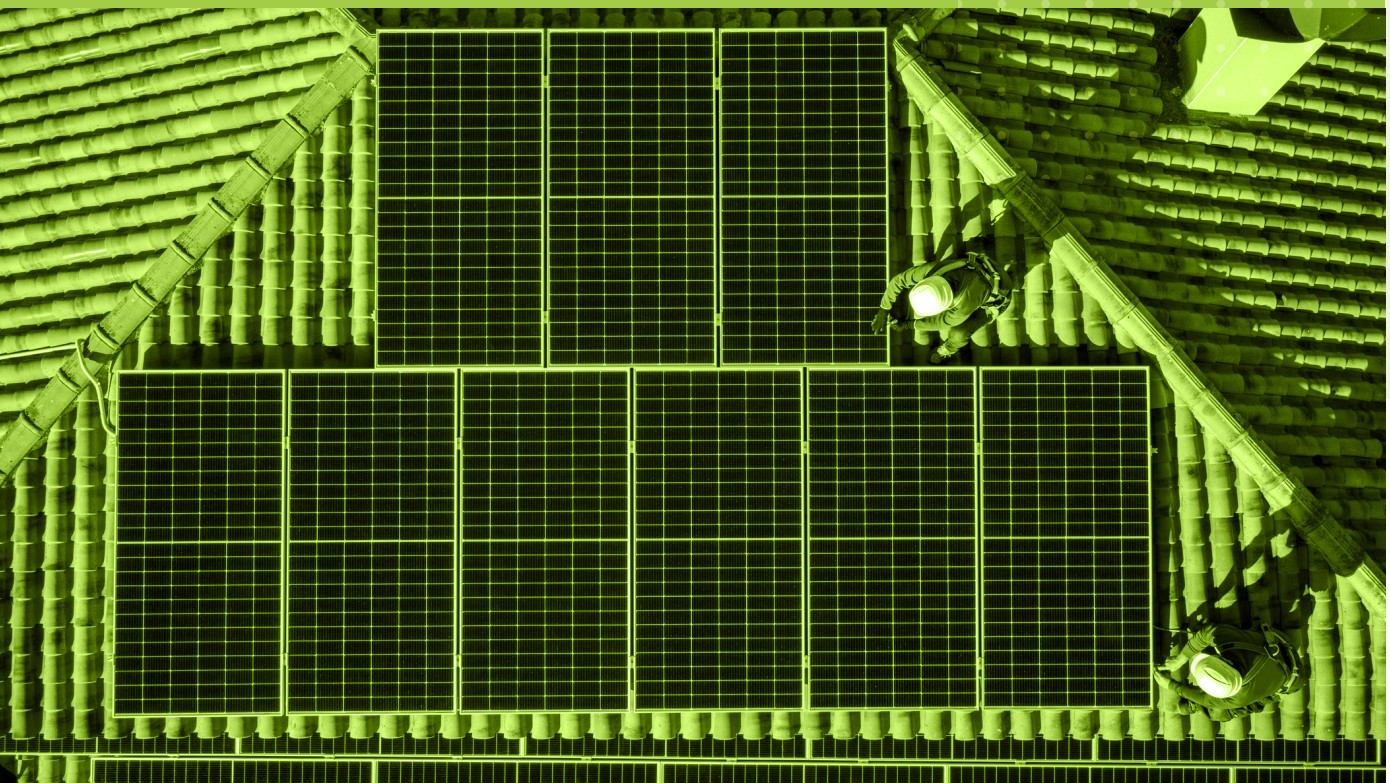
Em todo o horizonte do PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029, em patamares de cargas elevadas nas SEs 230/69 kV Penedo e Arapiraca III, verifica-se subtensão e consequente rejeição de carga na SE Arapiraca III 69 kV na contingência da LT 230 kV Arapiraca III – Penedo C1 (04S9) ou da LT 230 kV Arapiraca III – Rio Largo II C1 (04F1). A solução para esse problema está sendo avaliada pela EPE no estudo “Solução para problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo”, com previsão de término em junho/2025.

Ressalta-se também a indicação, neste ciclo do PAR/PEL, da implantação do 3º TR 230/69 kV da SE Maceió II que visa solucionar o risco de sobrecarga inadmissível no transformador remanescente 230/69 kV, de 200 MVA, na SE Maceió II, em situação de contingência de um dos dois transformadores desta subestação.



# 06

## Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica





O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está em meio a diversas transformações que acompanham a transição energética global, guiada pelos pilares da Descarbonização, Descentralização e Digitalização. Nesse contexto, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) no Brasil têm impulsionado essa transformação a partir do pilar da descentralização e estão alterando progressivamente a operação do SIN. No Brasil, a modalidade de REDs predominante é a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que já ultrapassa a marca de 33 GW de capacidade instalada, composta

majoritariamente por sistemas de geração solar fotovoltaica em residências e estabelecimentos comerciais. As projeções indicam que, até 2029, essa capacidade deverá atingir cerca de 50 GW, tornando a MMGD a segunda maior fonte de geração de energia elétrica no país, atrás apenas da hidrelétrica. Nesse perspectiva, a figura 6.1 a seguir apresenta a evolução da capacidade instalada da MMGD desde 2017 e a previsão de expansão para os próximos 5 anos.

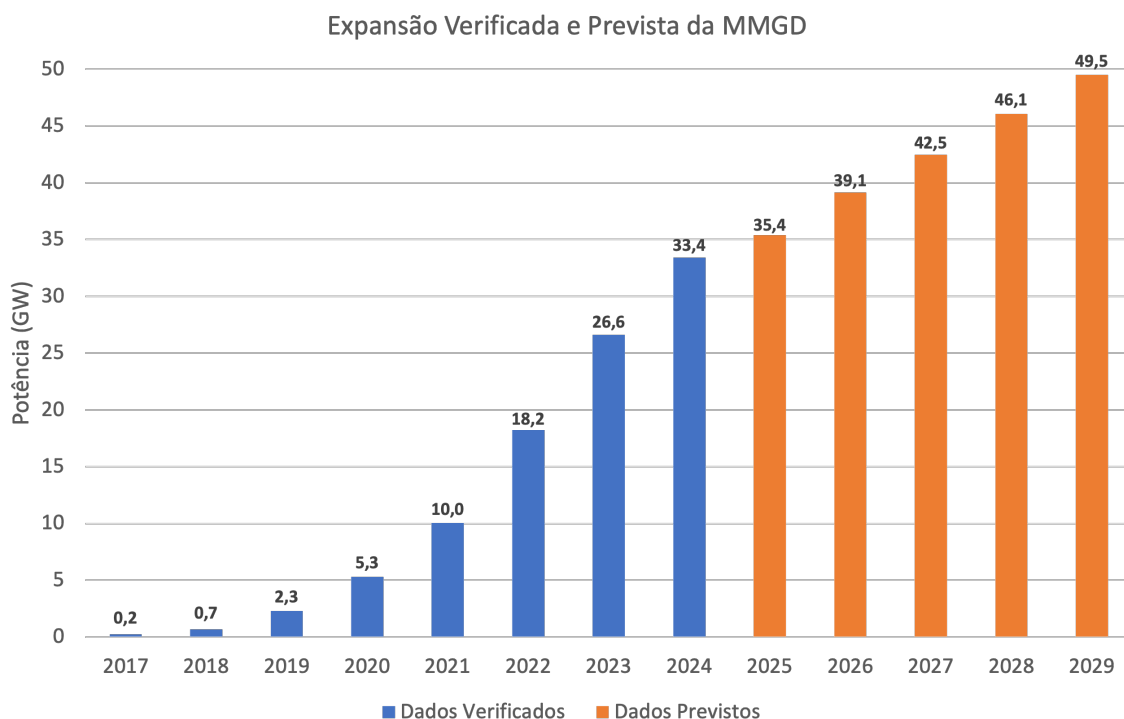


Figura 6.1 – Expansão Verificada e Prevista da MMGD

No horizonte de longo prazo, os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 realizados pela EPE indicam que a capacidade instalada de MMGD em 2034 seja de aproximadamente 58,8 GW para o cenário de referência e 70,5 GW para o cenário superior. Além da MMGD, é relevante destacar a participação das usinas classificadas como Tipo-III, comumente conectadas à rede de distribuição, que totalizam uma capacidade instalada atual da ordem de 19,8 GW.

Nesse panorama de descentralização dos recursos de geração, considerando a MMGD e as usinas Tipo III, atualmente, verifica-se que há um montante de 53 GW que representa 22% da capacidade instalada no Brasil, que não possui supervisão em tempo real, tampouco despacho (controlabilidade) para apoiar as necessidades do sistema e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS, o que introduz uma série de desafios e impactos para a operação do SIN.

Com o crescimento dos REDs, surge a necessidade de redefinir o papel das distribuidoras, promovendo uma maior integração entre as esferas do

“atacado” e “varejo” nos sistemas elétricos. Para o operador do sistema de transmissão (ONS, no contexto nacional), é fundamental aprimorar a visibilidade dos REDs, permitindo que esses recursos (ou parte deles) contribuam de forma ativa para a operação, flexibilidade e estabilidade do sistema. Nesse sentido, os operadores dos sistemas de distribuição (DSOs) assumem uma função estratégica, sendo a interface TSO-DSO um ponto crítico para assegurar que essa integração ocorra de forma eficiente e segura, permitindo ao Setor Elétrico Brasileiro enfrentar os desafios da transformação energética e sustentar um crescimento alinhado às demandas de sustentabilidade.

O tema acima está sendo discutido no âmbito do Projeto ONS-DSO, liderado pelo ONS, executado pelo consórcio PSR e Daimon, com a participação da ANEEL, e tem como objetivo analisar a integração das operações dos sistemas de transmissão e distribuição no Setor Elétrico Brasileiro. Em síntese, serão identificados os desafios e avanços necessários para melhorar a coordenação entre os operadores (ONS e DSOs), maximizando os benefícios dos REDs e proporcionando maior flexibilidade, segurança



e eficiência na operação do sistema. Com base nas melhores práticas internacionais e no contexto da regulação brasileira, o projeto desenvolverá propostas regulatórias e tecnológicas para viabilizar essa integração, contribuindo para a modernização do SEB e preparando o ONS para lidar com a alta penetração dos REDs de forma eficiente e integrada.

que podem ajudar a definir a prioridade das reformas essenciais para o SEB, bem como das ações a serem executadas no curto e médio prazo. Esses elementos permitirão orientar os aprimoramentos regulatórios e tecnológicos, promovendo uma integração eficiente e fortalecendo o papel do ONS na adaptação ao crescente uso dos REDs no setor.

Nesta linha de investigação, os desafios e discussões apresentados a seguir destacam a importância dos avanços necessários e trazem elementos

## Impacto da MMGD na Curva de Carga Líquida do SIN

Até 2021, a carga líquida mínima do SIN, isto é, a carga efetivamente atendida pela geração conectada à Rede Básica, ocorria tradicionalmente durante a madrugada do sábado para domingo. No entanto, com o expressivo aumento da MMGD nos últimos anos, essa ocorrência se deslocou para os domingos, entre 10h e 13h, período em que a geração fotovoltaica contribui significativamente para atender à demanda do SIN. Nesse contexto, para ilustrar o impacto da MMGD na redução da carga líquida do SIN, a figura 6.2 a seguir apresenta a curva horária de 11 de agosto de 2024 (domingo), dia em que foi registrada a menor carga líquida do SIN em 2024, com a modulação das fontes para atendimento da demanda.

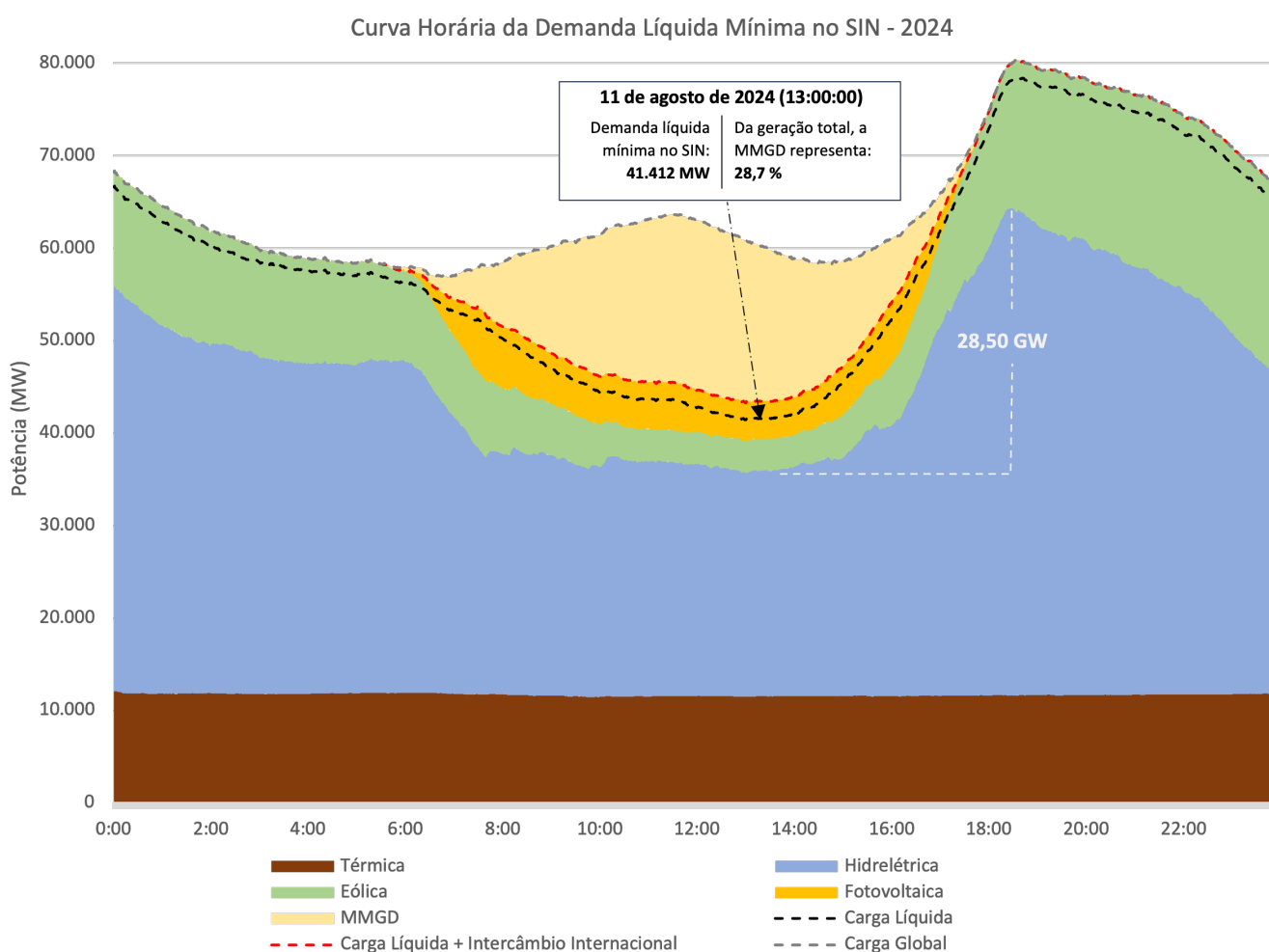


Figura 6.2 – Modulação das Fontes para Atendimento da Demanda Líquida Mínima no SIN em 2024

De acordo com a figura 6.2 apresentado, verifica-se que a demanda mínima líquida verificada do SIN foi de aproximadamente 41.412 MW, que ocorreu às 13h00 de um domingo, dia 11 de agosto. Este é o menor valor de demanda líquida do SIN dos últimos 4 anos. Nesse instante, a MMGD contribuía com cerca de 17.454 MW, o que correspondia a 28,7% da carga global do SIN. Desse modo, constata-se o deslocamento da geração de usinas hidráulicas de grande porte baseadas em máquinas síncronas, que são despacháveis, para recursos de pequeno porte com características de geração variável, não controláveis pelo Operador e comumente conectados à rede de distribuição via inversores eletrônicos.

Nesse cenário, a redução da carga líquida do SIN resulta em um menor carregamento no sistema de transmissão no período diurno e o deslocamento da geração das usinas capazes de prover controle de potência reativa pela MMGD reduz a disponibilidade de recursos de potência reativa no sistema, o que introduz desafios para manter a tensão das subestações da Rede Básica dentro das faixas operacionais. Para o dia analisado no gráfico acima, destaca-se que, após esgotados todos os recursos disponíveis para controle de tensão, tais como desligamento dos bancos de capacitores, acionamento dos reatores, redução da tensão nas unidades geradoras das

usinas e aumento da absorção de potência reativa nos compensadores síncronos e estáticos, ainda foi necessário efetuar o desligamento de 21 linhas de transmissão da Rede Básica, sendo 20 o número máximo de LTs desligadas de forma simultânea.

Portanto, embora a expansão da MMGD seja um vetor significativo para impulsionar a transformação energética, ela também impõe desafios consideráveis à operação dos sistemas elétricos modernos. Entre esses desafios estão o controle de frequência e tensão, a necessidade de maior flexibilidade operacional e a gestão das restrições e gargalos na rede de transmissão, características que podem se intensificar com a expansão de recursos conectados diretamente às redes de distribuição e não controláveis.

Para ilustrar esse fenômeno, a figura 6.3 a seguir mostra a necessidade de restrição na geração das usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas em função da MMGD no dia 11 de agosto de 2024, data em que foi registrada a demanda líquida mínima do SIN.

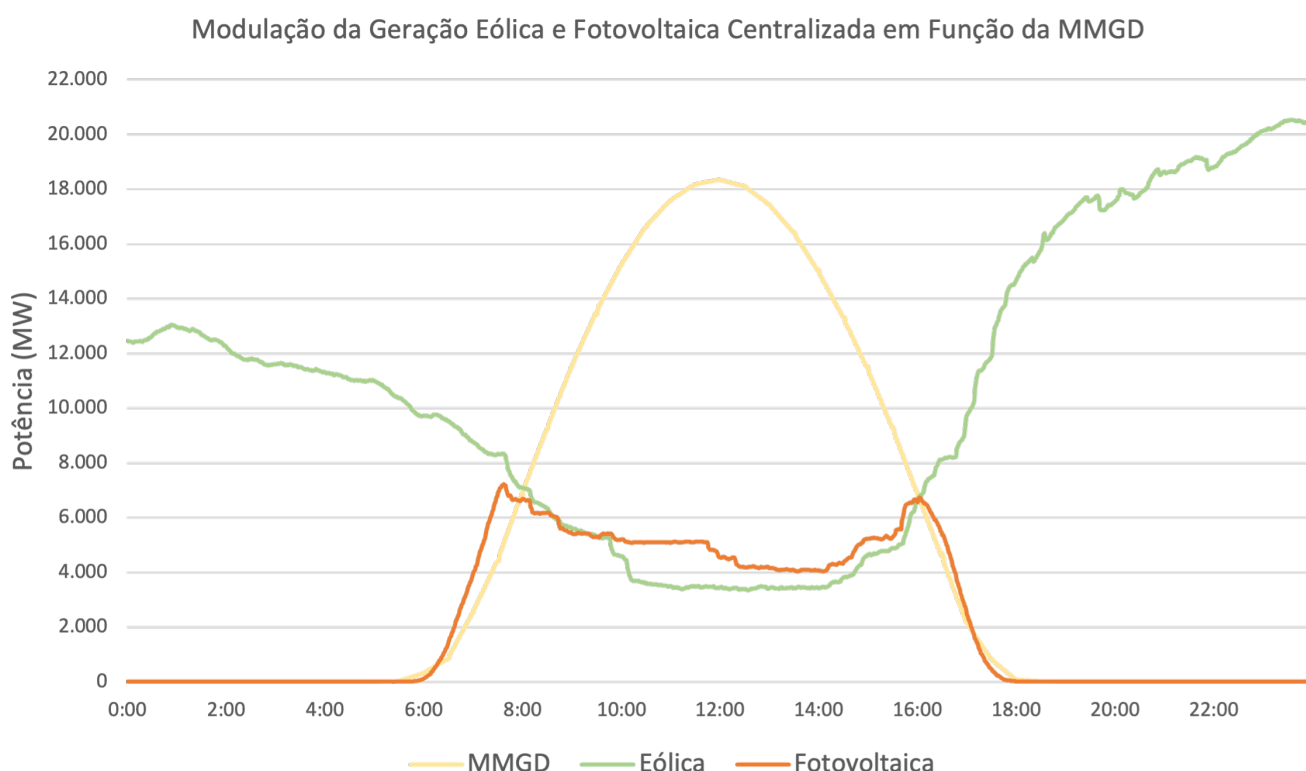


Figura 6.3 – Modulação da Geração Eólica e Fotovoltaica Centralizada em Função da MMGD

Na data mencionada, foi necessário reduzir 4641 MW de geração renovável variável por razões energéticas, devido à impossibilidade de acomodar a geração na demanda disponível. Comparando o desempenho das usinas fotovoltaicas centralizadas com a MMGD, predominantemente solar, observa-se que, entre 7h e 16h, a geração solar centralizada foi limitada, enquanto a distribuída alcançou seu valor máximo próximo ao meio-dia. Com o crescimento contínuo da participação da geração distribuída no atendimento à demanda, projeta-se um aumento na complexidade operacional, exigindo uma limitação adicional da geração centralizada para assegurar a confiabilidade e ajustar os recursos de geração à demanda líquida instantânea.

Nesta linha, é importante destacar que a projeção de aumento da demanda no SIN é inferior à da expansão da MMGD no horizonte de análise deste ciclo do PAR/PEL, o que resulta em uma participação ainda mais efetiva dessa modalidade de geração no atendimento à demanda do SIN nos períodos diurnos. Nesse cenário, a fim de avaliar o impacto da MMGD na curva de demanda do SIN, a figura 6.4 a seguir apresenta uma comparação entre as curvas horárias das cargas global e líquida do SIN verificadas no dia 11 de agosto de 2024 e as previstas para um domingo do ano 2029.

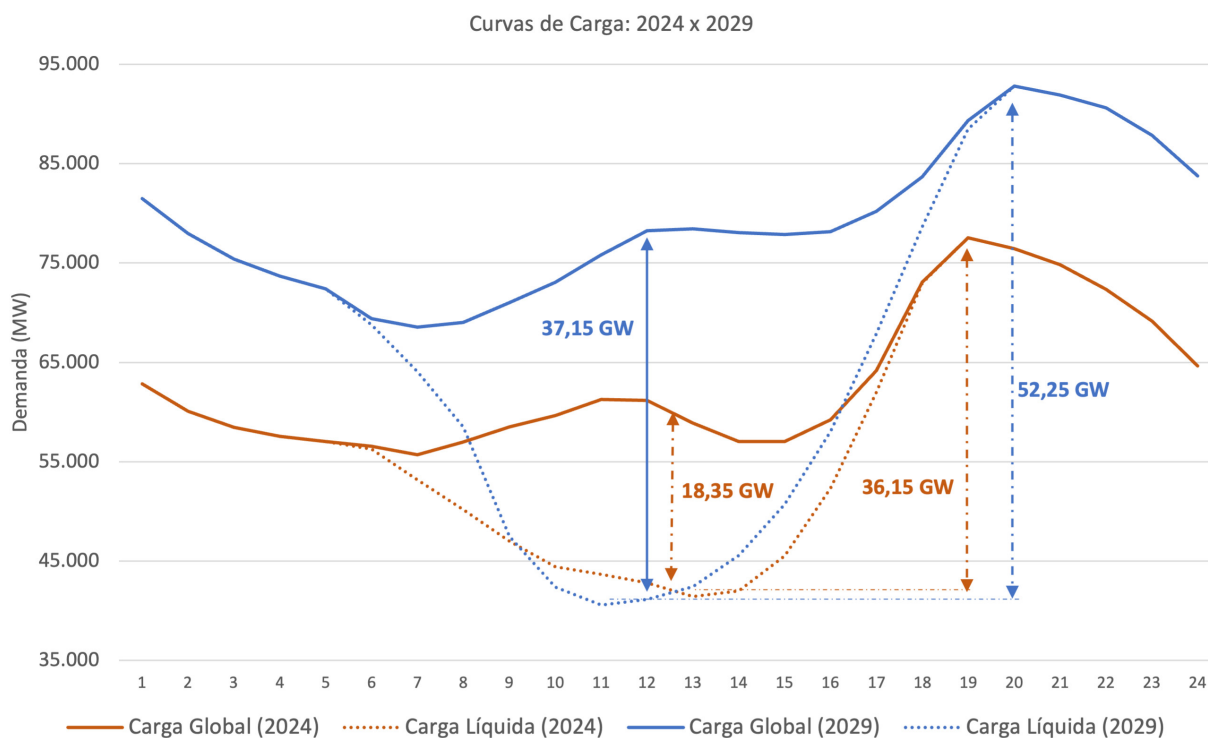


Figura 6.4 - Comparação entre as Curvas Horárias das Cargas Global e Líquida do SIN Verificadas em 2024 e Previstas para 2029

Baseada na avaliação da figura 6.4 acima, evidencia-se o aumento da participação da MMGD no atendimento à demanda do sistema no horizonte de análise. Apesar de ser verificado o crescimento vegetativo da carga global entre os anos 2024 e 2029, destaca-se que há possibilidade da carga líquida vista pela Rede Básica em 2029 apresentar valores inferiores ao da carga líquida mínima verificada em 2024 em determinados horários do período diurno. Tal resultado é consequência direta da previsão de expansão da MMGD, que supera a projeção do crescimento da demanda do SIN em determinados horários. Nesse cenário, considerando o horário de meio-dia, foi estimada uma geração da MMGD da ordem de 18,35 GW em 2024, enquanto a previsão dessa geração para 2029 é de aproximadamente 37 GW. Dessa forma, a projeção atual indica um aumento de cerca de 18,80 GW na geração da MMGD entre os anos 2024 e 2029, valor superior ao crescimento projetado da demanda mínima do SIN para os domingos, que é da ordem de 15 GW.

Sob esse aspecto, a figura 6.5 a seguir apresenta a projeção da modulação de cada fonte de geração no atendimento à demanda prevista para a curva de carga do domingo em 2029. O objetivo principal dessa análise é comparar a participação de cada fonte de geração no atendimento à demanda mínima líquida verificada no SIN em 2024 com a projeção para 2029, com destaque para participação da MMGD. Dentre as premissas consideradas para projeção da modulação das fontes de geração para atendimento à demanda em 2029, destacam-se: (i) despacho da geração térmica na inflexibilidade, (ii) fator de capacidade das usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas considerando o P50 horário verificado por subsistema nos meses de agosto de 2018 a 2022, (iii) geração hidráulica utilizada para fechamento do balanço “carga x geração” horário, sendo considerada uma geração hidráulica mínima de 22 GW, valor mínimo verificado em 2024, e (iv) restrições na geração das usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas de forma proporcional para fechamento do balanço “carga x geração” em horários em que a geração hidráulica está no seu valor mínimo.



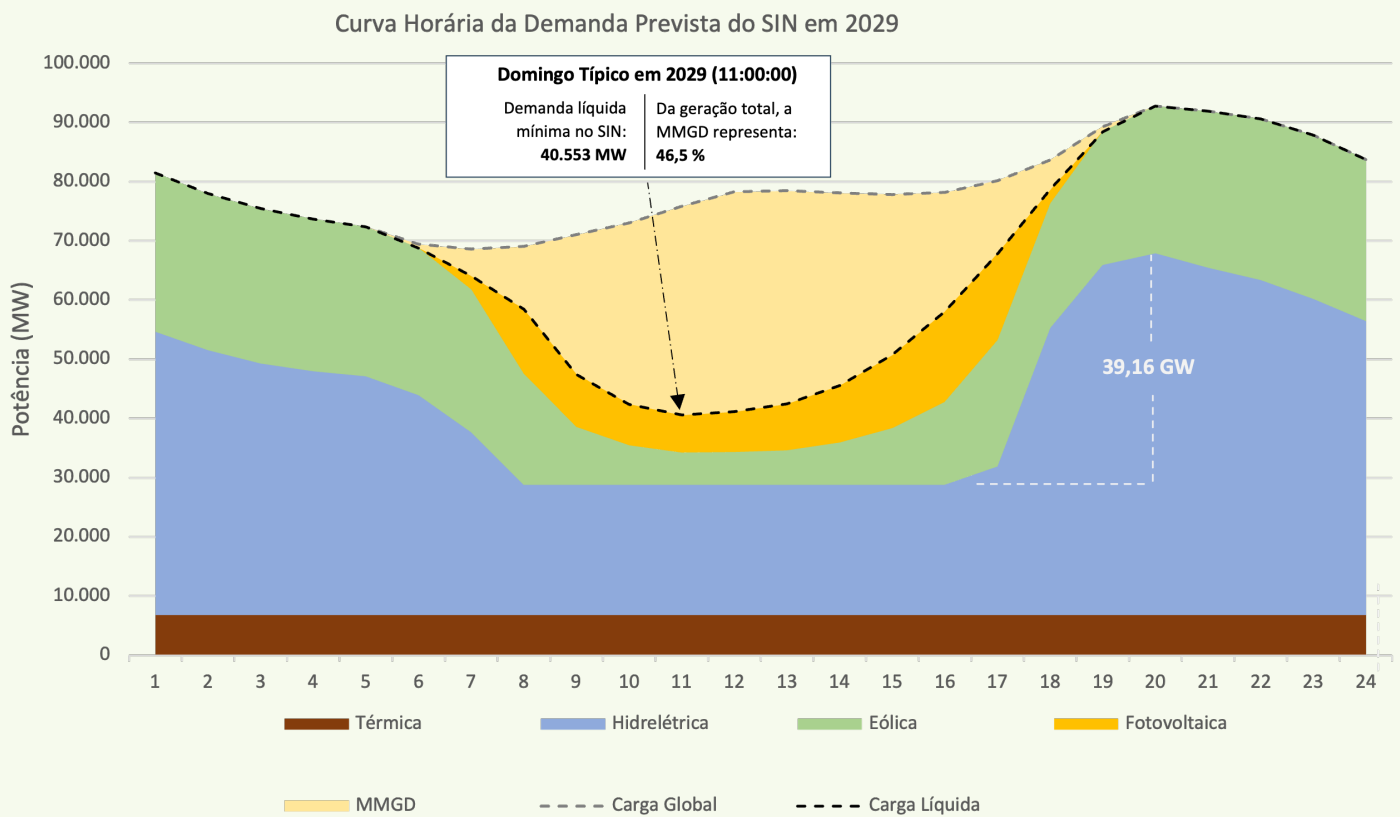


Figura 6.5 – Projeção da Modulação das Fontes no Atendimento à Demanda Prevista para a Curva de Carga do Domingo em 2029

Conforme análise do gráfico acima, a projeção da carga líquida mínima horária em um domingo de 2029 é da ordem de 40.553 MW, que ocorre às 11h00. Nesse instante, a MMGD apresenta uma geração de aproximadamente 35.279 MW, que corresponde à 46,5% da carga global do SIN. Adicionalmente, é relevante destacar que no horário compreendido entre 8h e 16h a geração hidráulica foi despachada no valor mínimo considerado de 22 GW e foi necessário restringir geração eólica e fotovoltaica centralizada para controle de frequência devido ao aumento da participação da MMGD no atendimento à demanda do SIN. Sob esse aspecto, destaca-se que o pico de restrição da geração centralizada eólica e fotovoltaica ocorreu às 11h, atingindo a marca de 21,3 GW de geração fotovoltaica e 18,5 GW de geração eólica restrita. Isso significa que pode ser necessário restringir, por exemplo, cerca de 40 GW de geração eólica e fotovoltaica para garantir o equilíbrio entre carga e geração no sistema e mitigar o risco de perda de controlabilidade da frequência. Em cenários com maior disponibilidade desses recursos, o volume total de geração a ser cortado por razões energéticas pode ser ainda mais significativo.

Nesse panorama, dado que foi verificado um expressivo crescimento da MMGD nos últimos anos e que a projeção de expansão para o futuro supera o aumento no consumo do SIN durante os períodos de carga mínima, projeta-se uma redução da carga líquida mínima em determinados horários do dia. Este cenário contrasta com a expansão do sistema de transmissão,

projetado para atendimento à demanda máxima, agora deslocada para o período noturno. Essa mudança impõe desafios adicionais para manter a tensão das subestações da Rede Básica dentro dos limites operacionais, uma vez que a carga líquida mínima reduzida resulta em um menor carregamento do sistema de transmissão. Esse fato reforça a necessidade de aumentar os investimentos em equipamentos capazes de realizar o controle dinâmico da tensão, como compensadores síncronos, para garantir a segurança elétrica do SIN e proporcionar a flexibilidade operativa necessária para o controle da tensão, que pode sofrer alterações cada vez mais significativas em curtos períodos.

No horizonte de análise deste ciclo do PAR/PEL, destaca-se que a entrada em operação dos novos equipamentos de controle de tensão será essencial para manter os níveis de tensão em patamares adequados. Isso é especialmente relevante diante do aumento da quantidade de linhas de transmissão e da redução da demanda líquida mínima do SIN, principalmente durante o período diurno. Contudo, o principal desafio reside em assegurar a flexibilidade no controle de tensão, considerando que esses equipamentos precisarão responder rapidamente às acentuadas rampas de variação da demanda líquida durante a transição entre os períodos diurno e noturno, além de lidar com as variações inerentes às fontes renováveis eólicas e fotovoltaicas.

# Inversão de Fluxo de Potência nas Transformações da Rede Básica de Fronteira

O aumento da participação da geração conectada na rede de distribuição para atendimento à demanda do sistema introduz um novo paradigma na operação do sistema: o fluxo bidirecional nas transformações de fronteira da Rede Básica. Anteriormente, a operação do SIN era caracterizada por um fluxo unidirecional, em que a geração das grandes usinas hidráulicas e térmicas era transmitida pela Rede Básica até as redes de distribuição. Todavia, com a inserção cada vez mais massiva dos REDs, tal como a MMGD, no sistema de distribuição, esse cenário vem se modificando. Durante o período diurno, há possibilidade de fluxo reverso de potência ativa em subestações da Rede Básica de Fronteira, caracterizado pelo fluxo da potência na direção do setor de baixa tensão para alta tensão do transformador, ou seja, com a rede de distribuição injetando potência ativa no sistema de transmissão (D→T), enquanto no período noturno a potência flui no sentido convencional para atendimento à carga (T→D).

Considerando esse panorama, neste ciclo do PAR/PEL foi realizado um diagnóstico do desempenho elétrico das transformações na Rede Básica de Fronteira, com ênfase no escoamento de geração da rede de distribuição para o sistema de transmissão. Tal diagnóstico consiste na avaliação do número de subestações que podem apresentar fluxo reverso de potência ativa em períodos caracterizados por uma elevada geração na rede de distribuição e baixa demanda no regional atendido pela subestação. Ademais, dentre as subestações da Rede Básica de Fronteira que apresentam inversão de fluxo de potência, foram identificadas aquelas em que podem ser vislumbrados problemas de sobrecarga nos transformadores de fronteira, seja em regime

normal de operação ou em situações de contingências simples de um dos transformadores da subestação. No gráfico a seguir está apresentada uma síntese desse diagnóstico, que evidencia o número de subestações que apresentam inversão de fluxo ao longo dos anos 2025, 2027 e 2029.

De acordo com a figura 6.6 abaixo, conclui-se que há uma previsão de aumento da quantidade de subestações que apresentam inversão de fluxo de potência ativa ao longo do horizonte de análise deste ciclo do PAR/PEL. Tal aumento pode ser justificado pela previsão de significativa expansão da geração conectada na rede de distribuição, com destaque para MMGD. Ademais, é relevante destacar que foi verificada uma variação do número de subestações que apresentam problemas de sobrecarga em 2025, 2027 e 2029 pois a configuração de análise de cada ano considera a entrada em operação de empreendimentos da Rede Básica de acordo com o Acompanhamento de Obras da Transmissão, coordenado pela ANEEL.

Além disso, a configuração de 2029 considera todos os empreendimentos de transmissão outorgados e não outorgados que constam em Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica já emitidos. Portanto, apesar de não terem sido indicados para solucionar problemas de escoamento de geração das redes de distribuição para o sistema de transmissão, determinados empreendimentos previstos para reforçar o atendimento à carga, em especial a implementação de novos transformadores na subestação, podem solucionar ou mitigar os problemas de sobrecarga na transformação de fronteira, inclusive nos cenários de fluxo reverso (D→T).

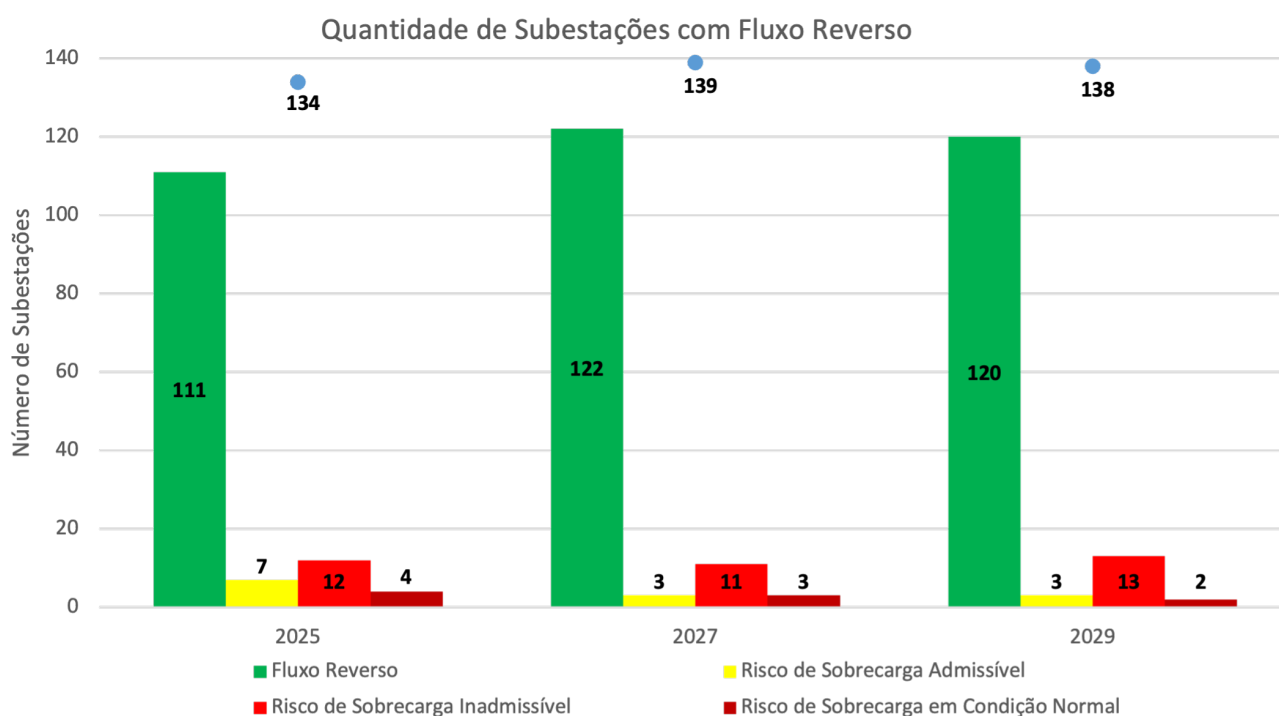


Figura 6.6 – Síntese das Subestações com Possibilidade de Fluxo Reverso

Embora os casos de fluxo reverso nas subestações, indicados pela coluna verde na figura 6.6 apresentada anteriormente, não causem sobrecarga nos transformadores de fronteira, eles podem aumentar a necessidade de restrições na geração das usinas centralizadas do SIN, especialmente restrições por razões elétricas ou de confiabilidade. Esse aumento ocorre devido à necessidade de ampliar o corte na geração controlável para garantir o atendimento aos limites, inequações e diretrizes operativas estabelecidos nos estudos elétricos do ONS para atender aos critérios de segurança do SIN, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede. Nesse contexto, a geração conectada à rede de distribuição não contribui para a mitigação das restrições necessárias, pois atualmente não pode ser reduzida em momentos de necessidade do sistema interligado.

Adicionalmente, a fim de identificar em quais regiões do Brasil há um maior número de subestações que podem apresentar fluxo reverso, foi realizada uma análise do escoamento de geração via rede de distribuição por estado.

Tal análise está apresentada na figura 6.7 a seguir, em que os símbolos circulares indicam a quantidade de subestações que apresentam fluxo reverso. Com relação às cores desses símbolos, cumpre ressaltar que: (i) o verde indica que há fluxo reverso na subestação, mas não são esperadas sobrecargas na transformação de fronteira, seja em condição normal de operação ou em situações de contingência, (ii) o vermelho escuro indica a possibilidade de sobrecarga em condição normal de operação, (iii) o vermelho claro representa o carregamento superior a capacidade operativa de curta duração dos transformadores remanescentes, denominado sobrecarga inadmissível, em situação de contingência e (iv) o amarelo representa o carregamento superior à capacidade operativa de longa duração, porém inferior à capacidade operativa de curta duração, denominado sobrecarga admissível, em condição de contingência.

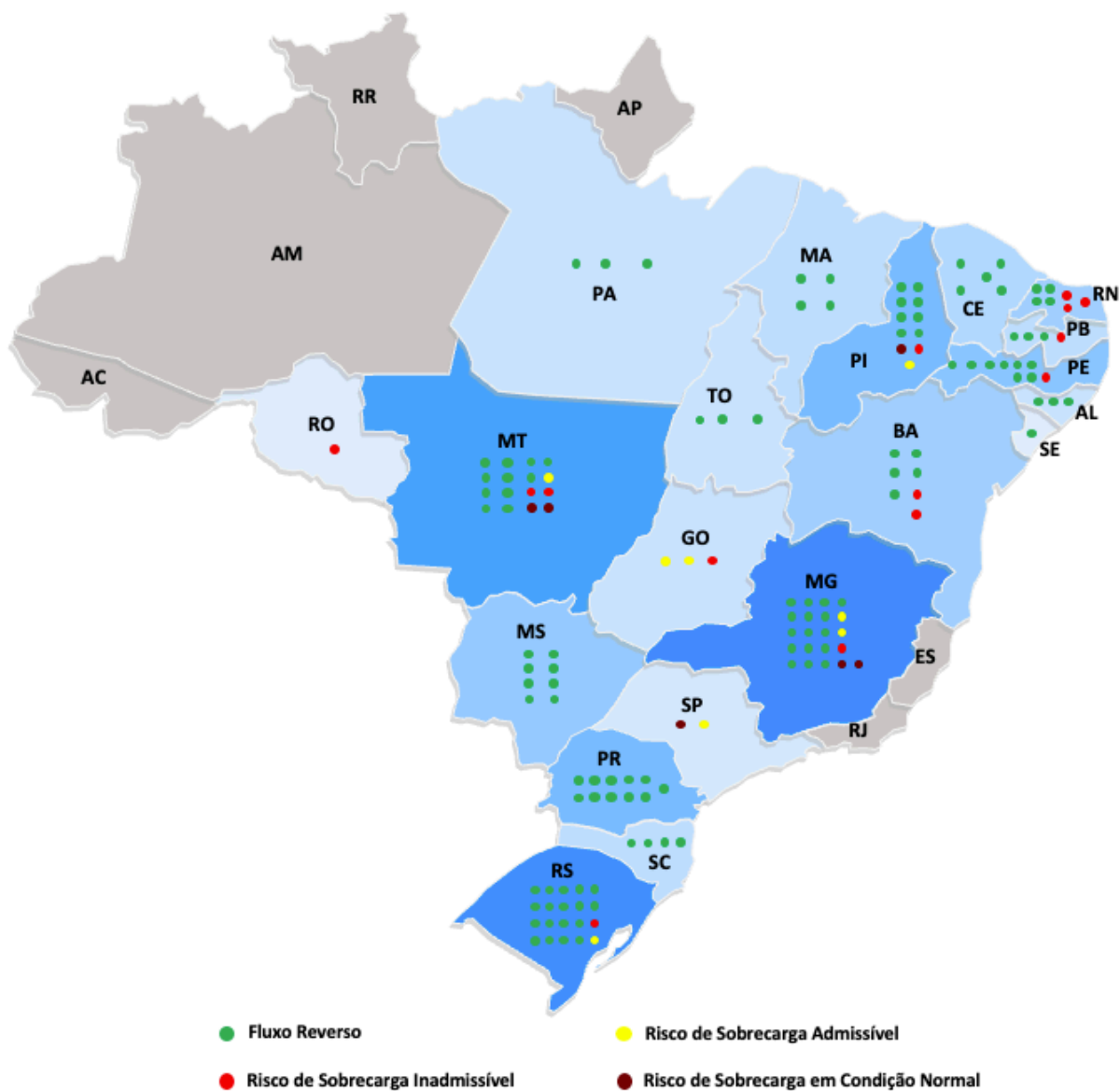


Figura 6.7 – Diagnóstico Estadual das Subestações com Possibilidade de Fluxo Reverso



Baseada na análise das informações do mapa acima, verifica-se que os estados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Piauí ganham destaque como aqueles que apresentaram o maior número de subestações com possibilidade de operarem com o fluxo de potência ativa no sentido das redes de distribuição para o sistema de transmissão.

É importante destacar que uma parcela expressiva do total de subestações da Rede Básica de Fronteira apresenta possibilidade de fluxo de potência reverso ou sobrecarga nos transformadores devido à inversão de fluxo: 43% do total de subestações de fronteira em Minas Gerais, 23% no Rio Grande do Sul, 94% no Mato Grosso e 73% no Piauí. Por outro lado, não foram identificadas subestações da Rede Básica de Fronteira que possam apresentar fluxo reverso nos estados do Acre, Amazonas, Amapá, Rio de Janeiro e Espírito Santo neste ciclo de estudos do PAR/PEL.

A introdução desses novos desafios para a operação em tempo real do SIN destaca a necessidade de aprimoramento do papel das distribuidoras, para que atuem como DSOs e possam controlar o despacho, ao menos parcialmente e temporariamente, dos recursos de geração em sua área de concessão conforme comandos do ONS, em situações que apresentem

riscos ou problemas à segurança operativa dos equipamentos do sistema. Com o expressivo aumento de geração conectada às redes de distribuição, neste ciclo do PAR/PEL foram identificadas subestações em que a inversão de fluxo de potência ativa é suficiente para causar sobrecarga nos transformadores de fronteira. Além disso, em diversas outras aplicações, embora não seja o fator principal, o fluxo reverso pode agravar sobrecargas ou outras restrições no sistema de transmissão, reforçando a necessidade de aprimorar a operação na interface entre Transmissão e Distribuição.

As constatações acima também indicam a necessidade de revisitar o arcabouço regulatório e contratual da tarifa fio, originalmente concebido para um contexto de fluxo unidirecional de energia, da transmissão para a distribuição, com as distribuidoras assumindo a responsabilidade pela contratação dos montantes de uso do sistema de transmissão para atendimento a seus consumidores. Em um cenário de fluxos bidirecionais, característico do sistema atual, torna-se imprescindível rediscutir a alocação de custos, os critérios para expansões e as bases para tomadas de decisão, de modo a refletir adequadamente a nova dinâmica operacional do Setor Elétrico Brasileiro.

## Aprimoramento dos Requisitos Técnicos para Conexão de REDs ao SIN

O ONS tem atuado de forma integrada com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), distribuidoras de energia e demais stakeholders com o objetivo de aprimorar os requisitos técnicos de conexão de Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil. Essas ações buscam reduzir os riscos à estabilidade e segurança do Sistema Interligado Nacional e potencializar a contribuição dos REDs para o sistema elétrico brasileiro.

Em 2022, foram realizadas importantes atualizações nos ajustes de proteção das usinas do Tipo III para evitar descoordenações com o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). O ONS também contribuiu ativamente para a Comissão de Estudo CE-003:082.001, relacionada a sistemas de conversão fotovoltaica, o que resultou na publicação da Portaria nº 140 do INMETRO em março de 2022. Essa portaria melhorou significativamente o comportamento de inversores de microgeração distribuída. Evoluções adicionais são esperadas para futura revisão da norma da ABNT associada à integração de REDs, que segue recebendo contribuições do ONS.

Em 2023, um importante marco foi atingido com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.076, que revisou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST). A partir de janeiro de 2024, passaram a ser exigidos requisitos de suportabilidade para todas as tecnologias de

geradores distribuídos, uma medida fundamental para mitigar os impactos da desconexão em cascata de REDs após perturbações de grande porte no sistema de transmissão. Paralelamente, continuam em andamento as correções nos ajustes de proteção das usinas do Tipo III que ainda apresentam ajustes descoordenados com o ERAC. O ONS segue recebendo dados das distribuidoras e orientando ações específicas para reduzir os riscos associados a esses ajustes descoordenados.

Adicionalmente, em perturbações de grande porte no SIN, o ONS tem monitorado e estimado o volume de geração distribuída desconectada, um esforço que permite diagnosticar o desempenho agregado desses recursos durante contingências no sistema de transmissão. Esses dados são fundamentais para subsidiar o Setor Elétrico Brasileiro com informações técnicas relevantes, promovendo melhorias contínuas na integração da geração distribuída ao SIN.

Apesar dos avanços significativos alcançados, o rápido crescimento da geração distribuída exige a implementação de requisitos técnicos de conexão ainda mais robustos. Para que os REDs contribuam de forma eficaz para o desempenho dinâmico do sistema elétrico, é importante que novos recursos entrem em operação com capacidade de contribuir para a

regulação de tensão e frequência do sistema. Isso requer uma evolução contínua das normas e requisitos técnicos associados, como os requisitos de suporte dinâmico de tensão e controle de frequência, além dos requisitos de suportabilidade já endereçados. Essa evolução normativa é essencial não apenas para mitigar impactos adversos, mas também para transformar a geração distribuída em um recurso estratégico que agregue ainda mais valor ao SIN.

Além disso, com a expansão dos REDs no Brasil, é crucial preparar as distribuidoras para seu papel futuro como Operadoras de Sistemas de Distribuição (DSOs). Para isso, é essencial estabelecer requisitos que

garantam a controlabilidade e a observabilidade adequadas de parte desses recursos, permitindo uma integração eficiente e coordenada com a operação de um sistema cada vez mais diversificado e descentralizado. Essa abordagem deve seguir as melhores práticas internacionais, garantindo que o Brasil acompanhe os padrões globais na modernização do setor elétrico. Nesse sentido, é essencial que as futuras atualizações do Módulo 3 do PRODIST incorporem requisitos de conexão mais robustos, inspirados na experiência de países com alta penetração de geração distribuída, como Estados Unidos, Austrália e Reino Unido, por exemplo.

## Conclusões

A MMGD, composta majoritariamente por geração fotovoltaica de pequena escala, tem crescido rapidamente e, com previsão de alcançar cerca de 50 GW até 2029, deve se tornar a segunda maior fonte de geração do país. Esse crescimento impacta significativamente a operação do SIN, resultando em uma redução da carga líquida mínima na Rede Básica, necessidade de novos recursos de flexibilidade para lidar com a transição entre períodos diurno e noturno, e possibilidade de inversão de fluxo de potência nas subestações da Rede Básica de Fronteira, o que pode causar ou agravar restrições no sistema de transmissão.

Neste sentido, o ONS vem colaborando em diferentes trilhas para garantir uma penetração segura e sustentável da MMGD no Setor Elétrico Brasileiro. No ciclo do PAR/PEL 2024, foi destacado o impacto da MMGD na curva de carga líquida do SIN e no carregamento das transformações de fronteira,

reforçando a necessidade de as distribuidoras assumirem um papel mais ativo, atuando como operadoras de sistema de distribuição (DSOs) de forma coordenada com o ONS.

Essa discussão está em consonância com a minuta dos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica apresentada na Consulta Pública ANEEL 027/2024 - Prorrogação das Concessões dos Contratos de Distribuidoras. Os estudos apresentados no PAR/PEL 2024 reforçam a necessidade de que essas renovações abordem as soluções e aspectos discutidos neste capítulo. Serão necessárias diferentes estratégias para assegurar uma operação eficiente, segura e resiliente do Sistema Interligado Nacional, especialmente em um contexto de transformações e crescente descentralização dos recursos de geração.





# 07

## Dificuldades Técnicas e Regulatórias da Rede DIT





O sistema elétrico brasileiro foi estruturado com base na segregação pela natureza das atividades: geração (geradoras), transmissão (transmissoras) e distribuição (distribuidoras). Ainda que se verifique a segregação das atividades, pode haver algumas exceções, como a possibilidade de as distribuidoras gerarem alguma energia sob condições estabelecidas em regulamento, bem como, por razões históricas, as transmissoras de possuir, implantar e operar ativos em tensão primária inferior a 230 kV, denominados Demais Instalações de Transmissão (DIT).

Embora tenham sido concebidas para se estabelecerem em caráter transitório, com perspectiva de transferência dos ativos da transmissora proprietária das instalações para a distribuidora da respectiva área de concessão onde se encontra o ativo, excetuando-se casos pontuais, as DIT acabaram por se consolidarem como atividade de responsabilidade das transmissoras, principalmente devido às dificuldades técnicas e financeiras das distribuidoras para assumir as responsabilidades sobre essas instalações, as quais, com a expansão do mercado, passaram a exigir cada vez mais reforços.

Nos termos do item 2.3 do Módulo 2 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as DIT são instalações de transmissão que não integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e que atendem os seguintes critérios:

(a) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de Centrais Geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de Consumidores, em caráter exclusivo;

(b) Instalações e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e não definidos como Instalações de Transmissão de Energia Elétrica Destinadas a Interligações Internacionais; e

(c) Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Nesse contexto, é possível que a abordagem envolvendo as DIT seja tratada sob duas perspectivas: do usuário (se distribuidora, gerador ou consumidor, em caráter exclusivo ou compartilhado); ou dos ativos que compõem as DIT (módulos, linhas de transmissão e subestações, em tensão igual ou inferior a 230 kV). Pela avaliação dos conceitos de DIT dispostos acima, entende-se que a classificação adotada de forma regulatória pela ANEEL é por usuário e, portanto, as instalações descritas no item (c) anterior podem ser classificadas como “DIT de âmbito de distribuição”, podendo também serem de uso exclusivo (uma única distribuidora acessante à DIT) ou de uso compartilhado (mais de uma distribuidora acessantes à DIT). A figura 7.1 a seguir ilustra essa classificação.

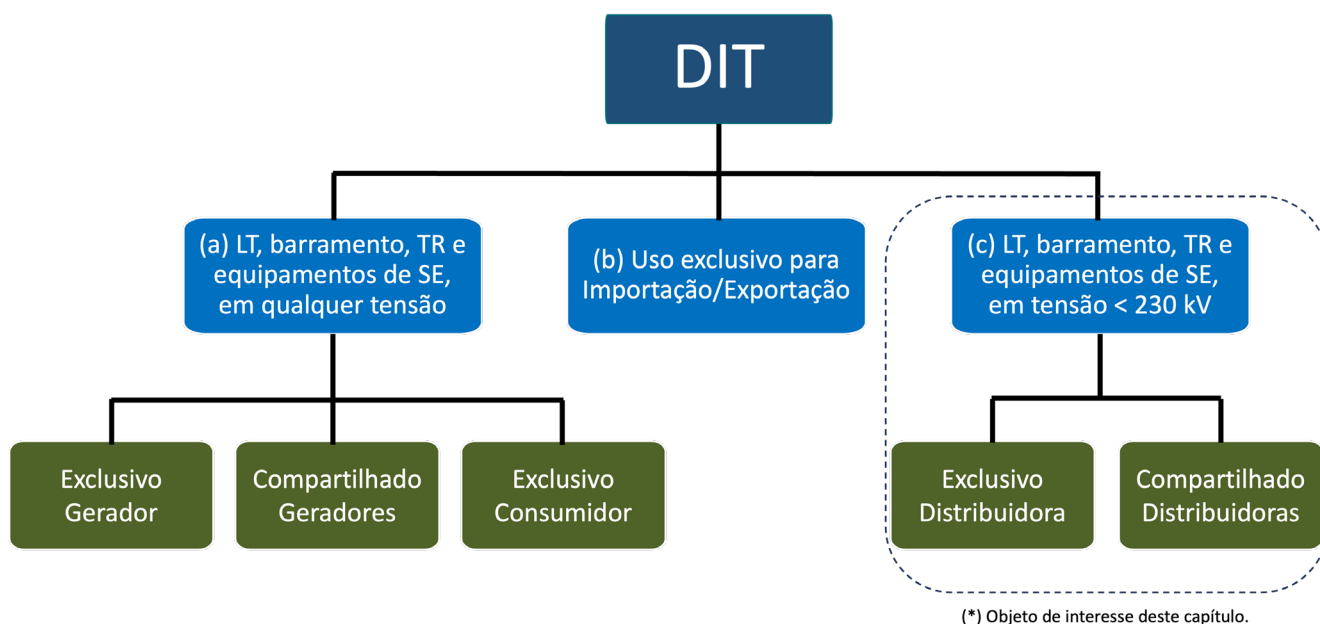


Figura 7.1 – Classificação das DIT, conforme Módulo 2 das Regras de Transmissão da ANEEL

Fonte: Adaptado de RegE Barros Correia Consultoria

Conforme definido no Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Rede, o ONS é responsável pela avaliação, com horizonte de cinco anos, dos requisitos de desempenho da rede DIT, mais especificamente do conjunto aqui denominado como DIT de âmbito de distribuição. Portanto, em termos do planejamento da operação elétrica de médio prazo, o desempenho da rede DIT deve ser avaliado com as conclusões documentadas no relatório do PAR/PEL. Caso a avaliação aponte para violações no padrão de desempenho definidos nos Procedimentos de Rede, o ONS deve fazer constar no PAR/PEL o conjunto de reforços definidos pela EPE com a respectiva data de necessidade identificada no estudo do ONS, ou, na ausência de reforços definidos pelo planejamento setorial, indicar a necessidade de definição de novas soluções estruturais pela EPE. Ressalta-se que o ONS também tem a responsabilidade de responder às solicitações de aumento dos valores de Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) em pontos de contratação existentes, assim como avaliar solicitações de novos acessos em novos pontos de contratação na rede DIT requeridos pelas distribuidoras, consumidores livres e geradores.

Já o planejamento da operação elétrica de curto prazo do ONS tem como principais produtos o relatório de diretrizes da operação elétrica com horizonte trimestral e mensal. O conjunto de diretrizes da operação elétrica de curto prazo, que irão compor as medidas operativas, e a indicação de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) são o conteúdo principal desses relatórios. Ressalta-se que essas diretrizes são estudadas exclusivamente para as instalações que compõem a Rede de Operação do SIN. A Rede de Operação é composta por toda a Rede Básica somada às instalações da Rede Complementar, que por sua vez é composta por instalações cujos desligamentos afetam a otimização energética do SIN e/ou afetam os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levam a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Cabe também registrar que o ONS é responsável pela operação dos ativos que fazem parte da Rede de Operação via delegação das concessionárias de transmissão, por meio do Contrato de Prestação dos Serviços de Transmissão (CPST). O CPST é assinado entre a transmissora detentora do ativo e o ONS.

O histórico operativo do ONS mostra que poucas instalações classificadas como DIT atendem aos requisitos para a inserção na Rede Complementar e, por consequência, na Rede de Operação.

Em linhas gerais, destaca-se que, pelo arcabouço regulatório vigente, os estudos de médio prazo do ONS contemplam todas as instalações classificadas como DIT de âmbito de distribuição, e nos estudos de curto prazo e na operação em tempo real são visualizadas apenas uma pequena parcela das DIT que pertencem à Rede de Operação.





Especificamente em relação às DIT existentes, há especial preocupação com o sistema em 138 kV e 88 kV que atende ao interior do estado de São Paulo. A preocupação se deve ao fato de se tratar de uma vasta malha de transmissão que está conectada a muitas subestações de fronteira da Rede Básica, em níveis de tensão em 230 kV, 440 kV e 500 kV, e que, considerando os elevados montantes de carga conectados nessa malha, é extremamente importante que seu desempenho atenda plenamente às necessidades dos consumidores nela conectados.

Visto que essa malha em 138 kV e 88 kV é classificada como DIT, seu desempenho é avaliado pelo planejamento elétrico de médio prazo e tem recomendação de reforços indicados e compatibilizados pelo ONS e pela EPE. No entanto, na prática, um percentual muito pequeno dessa malha faz parte da Rede de Operação do ONS. Logo, não é escopo do planejamento de curto prazo a definição de medidas operativas e/ou SEP que garantam o atendimento em regime normal de operação e em contingências simples de elementos da rede. Além disso, esses equipamentos classificados como DIT que não fazem parte da Rede de Operação não tem CPST assinado com o ONS e suas respectivas capacidades operativas são totalmente geridas pelas transmissoras detentoras dos ativos.

Não obstante o diagnóstico de esgotamento das DIT na região de São Paulo, conforme registrado em ciclos anteriores do PAR/PEL, constata-se que essas redes não têm acompanhado a evolução e a expansão da Rede Básica. A consequência direta da não expansão das DIT é a definição de restrições ao atendimento das solicitações de aumento de carga pelas distribuidoras, de restrições ao aumento da injeção de potência pelas usinas e a possibilidade de limitações no escoamento da geração entre as regiões Sul e Sudeste. Por vezes, essas indefinições na expansão das DIT se somam aos atrasos na expansão da rede de distribuição associada às ampliações da Rede Básica, fato que torna o problema ainda mais preocupante, pois compromete a efetividade das soluções de menor custo global vislumbradas pelo planejamento setorial.

Adicionalmente, há o entendimento que a existência das DIT, caracterizadas por instalações que sobrepõem funções típicas de distribuição sob propriedade de concessionárias de transmissão, traz uma complexidade no âmbito da governança setorial que tem resultado no engessamento de atividades de planejamento da expansão e de conexão de novos agentes ou de aumento de MUST contratado em instalações que não integram a Rede Básica e não são operadas centralizadamente pelo ONS. Os agentes setoriais afetados pela problemática identificada incluem, além deste Operador, as transmissoras, distribuidoras, geradores, consumidores, MME, EPE, ANEEL e CCEE.

Nas análises para aumento de demanda na rede DIT, na grande maioria dos casos, o ONS tem participação ativa apenas na fase de diagnóstico. Portanto, caso seja identificada uma limitação na rede, o Operador não tem a prerrogativa de indicar qualquer solução, seja ela de caráter conjuntural (poucas instalações classificadas como DIT fazem parte da Rede Complementar) ou estrutural.

Pelo exposto, conclui-se que:

1. A parcela da rede DIT onde se concentra grande parte das solicitações por aumento de carga encontra-se esgotada.
2. A divisão de responsabilidades entre as entidades setoriais e agentes do setor é ineficiente na recomendação de soluções conjunturais ou estruturais que resolvam os problemas de esgotamento dessa rede.
3. É imprescindível que o tema seja revisitado, de forma que o tratamento das responsabilidades sobre as DIT entre os agentes e a governança do setor elétrico seja redefinido, tendo como foco a simetria entre o diagnóstico sobre a rede e a recomendação de soluções. Uma vez redefinidas essas responsabilidades, será possível minimizar “gargalos” na rede que impedem o crescimento das cargas que se conectam nas DIT.



# 08

## Desafios Associados à Conexão de Grandes Cargas ou Grandes Consumidores – Hidrogênio Verde (H2V) e Data Centers





Novos mercados com intenso consumo de energia elétrica potencialmente irão se desenvolver em uma escala global nos próximos anos. Entre eles, destacam-se as indústrias voltadas para tecnologia, como *data centers* e criptomineração, e setores comprometidos com a descarbonização da economia, como as indústrias de hidrogênio verde e eletrificação da mobilidade, especialmente veículos elétricos.

Em um cenário de economia globalizada e comprometida com a descarbonização, a vasta oferta de geração renovável no Brasil tem atraído interesse de investidores internacionais. Esses investidores, em parceria com empreendedores locais, enxergam no país oportunidades relevantes para incorporar energia limpa em seus processos produtivos, com destaque para a implantação de plantas de hidrogênio verde e de *data centers*.

Os *data centers*, responsáveis pelo armazenamento, processamento e distribuição de dados, representam um mercado em rápida expansão impulsionado pelo avanço da Inteligência Artificial (IA) e da Internet das Coisas (IoT), pela digitalização de serviços e negócios, pelo crescimento do comércio eletrônico e do *streaming*, pela regulamentação de proteção de dados, pela expansão da internet e pela inclusão digital, além da adoção crescente de serviços em nuvem. Esse desenvolvimento reflete a resposta à crescente demanda por volumes elevados de dados e pela necessidade de serviços digitais que sejam rápidos, seguros e acessíveis, alinhando-se com as exigências de um mundo cada vez mais digital e conectado. Para sustentar esse imenso fluxo de informações, os *data centers* demandam

altos níveis de consumo de energia, especialmente para refrigeração de equipamentos, e exigem robustas conexões ao sistema de transmissão com elevada continuidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Outro setor eletrointensivo de destaque é o de produção de hidrogênio, onde o conceito de *Power-to-Hydrogen* (P2H<sub>2</sub>) ganha relevância ao possibilitar a conversão de energia elétrica produzida por fontes renováveis em hidrogênio. Esse processo viabiliza o uso de energia limpa em diversos setores, incluindo mobilidade e transporte sustentável. O hidrogênio verde possui um enorme potencial como vetor energético global, capaz de substituir (ou de complementar) combustíveis fósseis em múltiplas indústrias, contribuindo significativamente para a descarbonização, especialmente no setor de transportes, um dos maiores emissores de CO<sub>2</sub>. Além disso, o hidrogênio pode ser utilizado como matéria-prima para a produção de amônia e metanol e em processos industriais que demandam altas temperaturas, substituindo o gás natural e outros combustíveis fósseis. A elevada participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira torna o Brasil um local altamente atrativo para a produção de hidrogênio verde, reforçando o potencial do país no cenário energético global.

A figura 8.1, a seguir, destaca os estados que concentram as principais plantas com intenção de conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN. As regiões marcadas, abrangendo o Piauí, Ceará e São Paulo, representam áreas com potenciais projetos relevantes no horizonte do PAR/PEL 2024, especialmente para plantas de hidrogênio verde e *data centers*.

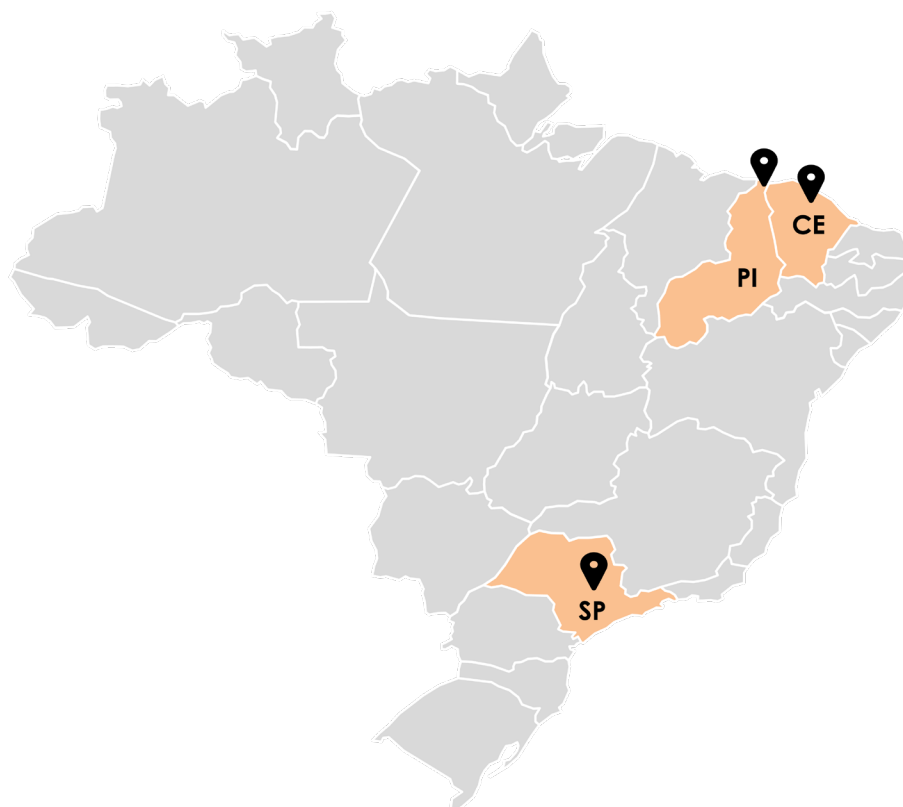


Figura 8.1 – Estados que concentram os principais projetos de hidrogênio e data centers

Com a expansão prevista da geração renovável variável e MMGD no sistema elétrico brasileiro, é observada uma tendência de excedente energético em determinados períodos do dia. Além disso, o sistema de transmissão enfrenta limitações de escoamento devido ao esgotamento das interligações e a problemas de estabilidade, tal como discutido ao longo desse documento, associados à elevada penetração de fontes conectadas por inversores, o que resulta em perdas operacionais significativas. Nesse contexto, as indústrias de hidrogênio verde (H2V) e data centers emergem como soluções promissoras para absorver parte do excedente de geração renovável e, potencialmente, contribuir para a redução do curtailment dessa energia.

No entanto, a conexão de grandes blocos de carga, que teoricamente poderia ajudar a minimizar o excedente de geração renovável no Brasil, pode também gerar novos desafios para o SIN. Essas cargas, variando de centenas de MW a unidades de GW, podem apresentar um perfil de consumo constante ao longo do dia, sem modulação, e possuem intenção de se conectarem nos próximos anos, dentro do horizonte do PAR/PEL 2024. É importante

destacar que as obras planejadas para entrarem em operação no horizonte do PAR/PEL 2024, Ciclo 2025-2029, não consideraram a conexão desses grandes blocos de carga no desenho das soluções estruturais associadas. Nesse contexto, a integração de elevados montantes de demanda, sem um sistema de transmissão planejado especificamente para suportá-los, configura-se como um desafio adicional para o Setor Elétrico Brasileiro, até que o planejamento da expansão incorpore essas projeções, utilizando a melhor modelagem de carga possível, em seus estudos.

Ante o exposto, a integração de grandes consumidores ao SIN apresenta uma série de desafios complexos, que envolvem aspectos tecnológicos, operacionais, de planejamento e de natureza regulatória. Parte desses desafios são discutidos de forma sucinta na sequência, com o objetivo de fomentar o debate e propor aprimoramentos que viabilizem uma integração eficiente e equilibrada.

## Desafios Tecnológicos

As plantas de hidrogênio verde possuem cargas com características elétricas específicas, baseadas em eletrônica de potência. Entre os principais equipamentos que compõem essas cargas, destacam-se os retificadores e eletrolisadores, que influenciam diretamente tanto a operação das cargas quanto seu impacto sobre os sistemas de energia elétrica. Dependendo das tecnologias empregadas nesses equipamentos, os impactos sobre os sistemas elétricos podem variar, exigindo soluções específicas para cada situação.

Cada tipo de retificador se diferencia pelos impactos nas distorções harmônicas, controle de potência reativa/tensão e flexibilidade, fatores que influenciam o desempenho e a integração da planta de hidrogênio à rede elétrica. Os principais tipos de retificadores são:

i. Retificadores com Diodo: não possuem controle sobre o fator de potência, apresentam alta necessidade de compensação de potência reativa e requerem filtragem para reduzir distorções harmônicas.

ii. Retificadores Controlados por Tiristores: necessitam de compensação de potência reativa e não fornecem suporte direto de tensão, com controle limitado e necessidade de filtros harmônicos.

iii. Conversores VSC: permitem controle dinâmico de potência reativa, regulam a tensão e oferecem resposta rápida em situações de contingência. Além disso, dependendo da flexibilidade das cargas, podem fornecer serviços de regulação de frequência.

Dessa forma, o uso de retificadores baseados em díodos ou tiristores pode demandar compensações de potência reativa externas mais robustas, tanto em regime permanente quanto de forma dinâmica durante perturbações. Essas compensações podem ser implementadas por meio de dispositivos como Compensadores Síncronos, o que pode levar a custos adicionais para o planejamento da expansão da rede. A figura 8.2, a seguir, apresenta um diagrama esquemático resumido da conexão de uma carga de H2V ao SIN.

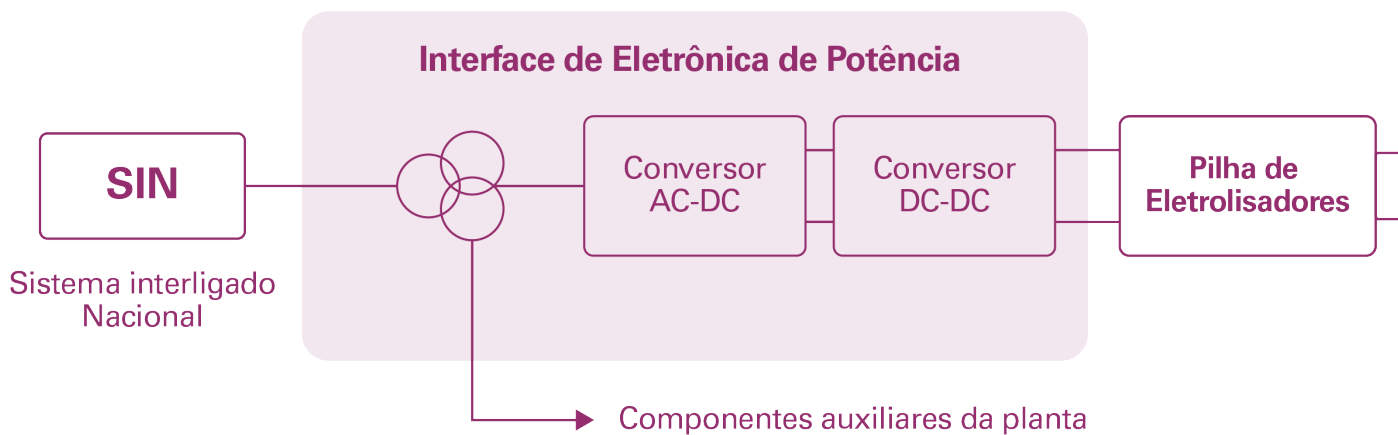


Figura 8.2 – Diagrama Esquemático de uma carga de H2V

Os conversores DC-DC, também representados na figura 8.2, permitem o ajuste preciso da tensão e corrente fornecidas à pilha de eletrólise, garantindo um funcionamento estável e otimizado do processo. Embora possam introduzir custos adicionais e aumentarem as perdas operacionais, são recomendados em aplicações que exigem alta eficiência de controle e resposta dinâmica para atendimento à carga.

Devido à complexa eletrônica de potência e às características dinâmicas dos eletrolisadores, é essencial modelar as plantas de hidrogênio verde em estudos de estabilidade para prever corretamente as interações dinâmicas da carga com a rede. É importante considerar fatores que influenciam a operação dos eletrolisadores, ou seja, tempo de *start-up* (partida), *ramp-up* (aumento de carga), *ramp-down* (redução de carga) e *shutdown* (desligamento), bem como as limitações de carga mínima e máxima, além do comportamento de consumo de potência ativa e reativa durante variações de tensão e frequência na barra terminal.

É fundamental destacar que uma modelagem adequada das cargas para os estudos elétricos é essencial para garantir a expansão e operação otimizadas do SIN, além de assegurar um atendimento seguro ao consumidor, que possui um processo eletrointensivo de elevado capital investido. É imprescindível que o modelo reflita o comportamento da planta de hidrogênio a ser integrada ao sistema, pois a utilização de modelos imprecisos pode comprometer a segurança da operação do sistema, com reflexos negativos tanto para a planta de hidrogênio quanto para os demais agentes do setor.

As solicitações de acesso ao ONS para conexão de grandes plantas de produção de hidrogênio na região Nordeste têm se concentrado em áreas com alta presença de eletrônica de potência, sobretudo fontes eólicas e fotovoltaicas, além de um bipolo já licitado (bipolo CCAT 800 kV Graça Aranha-Silvânia). Um novo bipolo CCAT também está em estudo na região no âmbito do planejamento da expansão. Portanto, torna-se imprescindível avaliar a integração dessas cargas e seus reflexos na operação de uma

região dominada por recursos baseados em inversores. Esse é um dos principais desafios atuais, pois, embora os projetos estejam em fases iniciais, têm metas de entrada em operação no horizonte do PAR/PEL 2024. No entanto, não há atualmente nenhuma ampliação ou reforço previsto no sistema de transmissão exclusivamente para a integração desses volumes de carga.

Diante disso, a combinação de Conversores VSC com eletrolisadores que possuam flexibilidade operativa surge como ótima opção sob a perspectiva do sistema elétrico. Essa configuração permite aproveitar tanto os atributos dos conversores VSC quanto a flexibilidade da planta, contribuindo para a eficiência e segurança da operação do SIN. No entanto, no modelo atual de conexão de novas cargas, essa escolha cabe exclusivamente ao empreendedor, não sendo uma decisão do ONS ou da EPE. Vale destacar que a integração da indústria de hidrogênio verde como carga flexível pode otimizar o planejamento e a operação do SIN, além de, potencialmente, reduzir os custos de expansão e operação do sistema. Para essas indústrias, os benefícios podem ser significativos e merecem ser considerados, uma vez que a eletricidade representa o principal custo na produção de hidrogênio verde.

Outro desafio é que diversos novos tipos de cargas, como data centers e operações de criptominação, são particularmente sensíveis a variações de tensão. À medida que cresce a quantidade de grandes consumidores sensíveis à tensão concentrados em determinadas regiões, aumenta o risco de perda de grandes blocos de carga durante distúrbios de tensão, o que pode causar oscilações ou até instabilidades de frequência, caso não sejam devidamente geridos. Uma possível abordagem para mitigar esse risco seria exigir requisitos de suportabilidade (*Frequency and Voltage Ride-Through*) para a conexão de grandes blocos de carga, similar aos exigidos para geração. Esses requisitos asseguram que as cargas possam suportar variações significativas de tensão e/ou frequência sem se desconectar de forma prematura e descontrolada da rede.

# Desafios Operativos

A conexão de grandes consumidores, como indústrias de hidrogênio verde e *data centers*, pode intensificar os desafios na operação do SIN, tanto em períodos de baixa geração renovável, como à noite ou em momentos de escassez de geração eólica, quanto em cenários de rápidas transições de geração. Essas condições podem resultar no aumento de fluxos em determinados equipamentos da rede, impactar o desempenho dinâmico do sistema e demandar a redefinição de limites e diretrizes operativas para garantir a segurança da operação.

As cargas de hidrogênio verde e *data centers*, que apresentam um perfil de demanda elevado e contínuo, reforçam a necessidade de uma gestão otimizada dos recursos eletroenergéticos, incluindo reservatórios e usinas térmicas, para manter a confiabilidade do suprimento ao menor custo.

Embora a flexibilidade não seja um requisito no modelo atual de conexão de novas cargas no Brasil, ela pode transformar a maneira como essas indústrias contribuem para a confiabilidade e operação da rede. A flexibilidade operacional pode ser explorada como um recurso para mitigar riscos à operação elétrica e aliviar picos de demanda, fortalecendo a segurança e

a resiliência do SIN, especialmente em cenários críticos, como rampas de carga que exigem elevada sincronização de potência, durante a transição da geração solar ao entardecer e em períodos de escassez de geração no SIN. Ao coordenar e modular a demanda ao longo do dia, é possível reduzir os riscos associados à alta concentração de carga e promover uma operação mais resiliente, otimizando os serviços de regulação disponíveis e o controle da rede elétrica.

A figura 8.3, a seguir, ilustra de maneira didática a curva de carga líquida de MMGD do SIN, destacando o impacto das novas cargas de hidrogênio verde e como a flexibilidade dessas cargas pode aliviar os períodos de demanda crítica no horário de ponta (18h-23h). Essa flexibilidade reduz a necessidade de despachos de fontes mais onerosas, como térmicas de maior custo, contribuindo para a otimização da operação do sistema. Em contrapartida, a presença de cargas inflexíveis aumenta a dependência de fontes despacháveis, elevando a necessidade de investimentos na expansão da geração, o que pode impactar sobremaneira o planejamento energético do SIN.

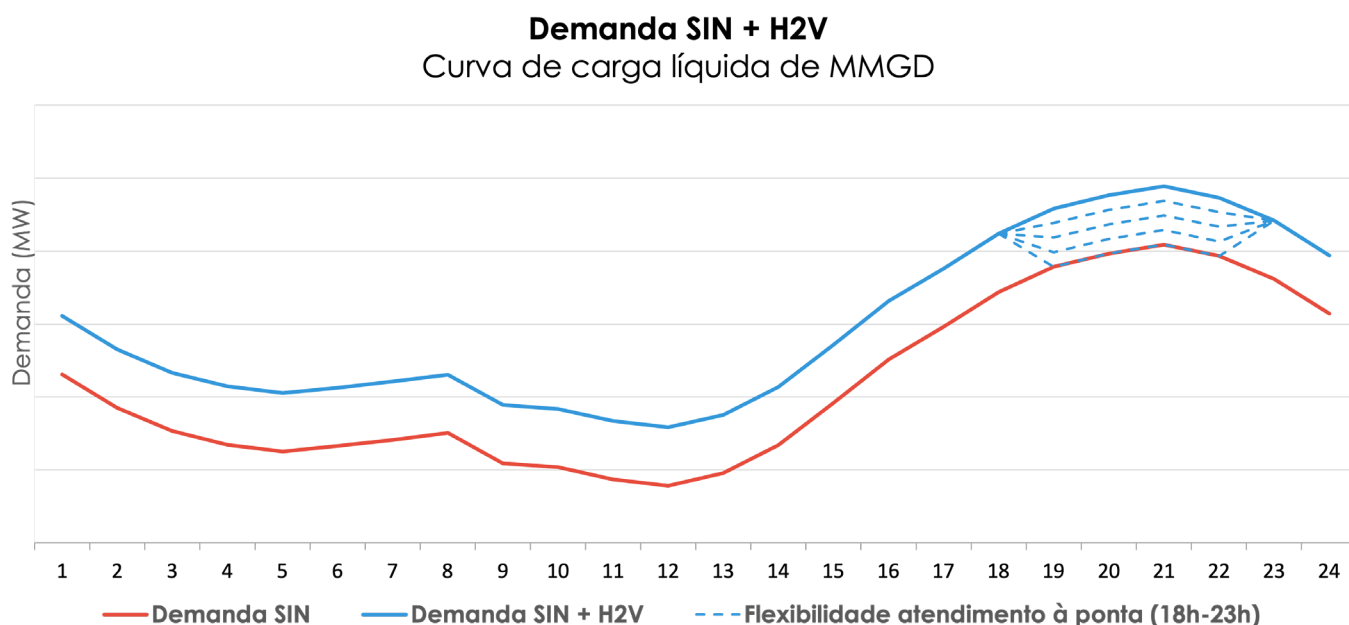


Figura 8.3 – Importância da Flexibilidade no Atendimento à Ponta (18h-23h)



Para que esses grandes consumidores operem de forma alinhada com as necessidades do sistema, é necessário um novo paradigma nos requisitos de conexão e o aprimoramento do mercado de serviços ancilares do Setor Elétrico Brasileiro. A flexibilidade dessas novas cargas pode não apenas aliviar picos de demanda, assim como desempenhar uma função relevante em cenários de variações severas na geração renovável, além de contribuir para estabilidade do sistema elétrico durante perturbações. Esse tema já é pauta em outras regiões do mundo, ressaltando a necessidade de soluções inovadoras para garantir a estabilidade e resiliência dos sistemas de energia em um cenário de mudanças climáticas e dos novos desafios trazidos pelas transformações em curso.

Certamente, a definição dos requisitos e regras associadas à operação de grandes consumidores deve ser analisada de forma abrangente, com a integração de diversos setores, para que as soluções e estratégias estabelecidas sejam otimizadas sob uma perspectiva multiobjetivo e multicritério, atendendo tanto aos interesses dos investidores quanto às necessidades dos diversos setores impactados.

## Desafios de Planejamento e de Implementação de Obras

Apesar dos intensos investimentos na rede de transmissão na última década, pode ser que a rede planejada não seja suficiente para atender os grandes blocos de carga de hidrogênio verde e *data centers* que pretendem se instalar no país. Informações sobre projetos que protocolaram processo de conexão à Rede Básica junto ao MME mostram que a evolução da carga prevista para os *data centers* terá um grande crescimento nos próximos anos, com novos projetos, principalmente, nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul e Ceará. O mesmo ocorre para novas plantas de hidrogênio verde, concentradas nos estados do Ceará, Piauí e Bahia.

Essa rápida expansão demanda soluções inovadoras de planejamento, especialmente diante das incertezas relacionadas ao montante de carga e aos prazos de conexão das novas demandas. Tradicionalmente, o planejamento da expansão do sistema elétrico é fundamentado em um crescimento orgânico de carga, diretamente correlacionado a dados macroeconômicos. No entanto, essas novas cargas, como as de H2V ou *data centers*, surgem de forma disruptiva e desvinculada das taxas tradicionais de crescimento econômico, exigindo abordagens mais dinâmicas e flexíveis para integrar essas demandas ao sistema elétrico de maneira eficiente.

Com base nas informações dos projetos que protocolaram processos de conexão à Rede Básica junto ao MME, a EPE já emitiu o estudo “Reforço do sistema da região central da cidade de São Paulo – Parte I”, voltado ao atendimento do mercado de *data centers*, com obras compatibilizadas com o ONS. No entanto, esse estudo cobre apenas parte da demanda, sendo necessário elaborar novos estudos para atender à crescente necessidade de *data centers* em todo o estado de São Paulo. Quanto às cargas de *data centers* em outros estados, ainda não foram iniciados estudos de planejamento específicos.

Em relação às cargas associadas ao hidrogênio verde, os estudos de planejamento para identificar as soluções de rede necessárias estão em

fase inicial, com conclusão prevista para 2025, segundo informações da EPE. Um dos principais desafios será a definição das premissas que orientarão esses estudos, especialmente no que diz respeito ao montante de carga a ser considerado, dada a natureza disruptiva e a rápida expansão projetada para esse segmento. Além disso, a incerteza quanto à localização e ao cronograma real de demanda para estes projetos aumenta a complexidade na elaboração de soluções otimizadas.

Dada a importância estratégica do hidrogênio verde para a transição energética e para a competitividade do Brasil no mercado global, torna-se imprescindível adotar uma abordagem multissetorial e integrada. Essa abordagem deve envolver agentes e instituições do setor elétrico, indústrias consumidoras, desenvolvedores de projetos, parceiros internacionais e instituições governamentais, visando alinhar as premissas de planejamento às demandas reais e às oportunidades de mercado. Além disso, é crucial minimizar os custos de arrependimento para o setor elétrico, evitando tanto investimentos insuficientes quanto superdimensionados, que possam comprometer a eficiência e segurança da operação do sistema ou resultar em custos excessivos e desnecessários para o consumidor de energia elétrica.

Nesta linha, algumas questões relacionadas aos estudos de planejamento para atendimento aos grandes blocos de carga são especialmente relevantes. No caso das cargas de hidrogênio verde, é necessário dar atenção especial aos estudos de estabilidade, pois o desempenho da rede será fortemente influenciado pela tecnologia utilizada nas plantas, a qual ainda orbita grandes incertezas das tecnologias que serão vencedoras e empregadas em larga escala no futuro. Além disso, a demanda elevada e contínua dessas cargas exige que a rede de transmissão seja planejada para atender a esses consumidores em diferentes cenários energéticos.

É importante destacar que os mercados de hidrogênio verde e data centers são emergentes e que uma das principais dificuldades no planejamento é definir, no escopo dos estudos, as demandas que precisarão, de fato, ser atendidas. Outro aspecto relevante é o curto tempo de implantação dos data centers, que não é compatível com os prazos de elaboração dos estudos e execução das obras de transmissão, atualmente de aproximadamente 48 meses. Embora o tempo para implantação das plantas de hidrogênio verde seja mais longo que o dos *data centers*, o volume de obras de expansão deve ser maior, considerando a escala dessas cargas. Em ambos os casos, há uma grande possibilidade de descasamento entre a conexão das cargas e as obras de transmissão associadas. Reduzir essa assimetria e mitigar os riscos relacionados será um grande desafio para o setor.

## Desafios Regulatórios

A integração das cargas de hidrogênio verde e *data centers* ao SIN também enfrenta um grande desafio regulatório. Atualmente, o processo de acesso de consumidores é regulamentado pelo Decreto nº 5597/2005. O empreendedor que deseja se conectar à Rede Básica precisa obter uma Portaria emitida pelo MME, fundamentada em parecer técnico, que deve considerar o Critério de Mínimo Custo Global de Interligação e Reforço nas Redes, além de estar alinhado com o planejamento da expansão do setor elétrico para um horizonte mínimo de cinco anos. A EPE fornece a base de dados e as diretrizes gerais, enquanto a análise e aprovação do estudo são de responsabilidade do MME.

É importante destacar que cada solicitação é analisada individualmente, mesmo quando há solicitações simultâneas em regiões próximas, o que pode impactar a definição da solução de mínimo custo global. Esse método de análise tem efeito semelhante ao da antiga Informação de Acesso para geradores. Com o aumento no volume de solicitações de empreendimentos, a resposta individualizada por meio de Portarias pode se tornar ineficaz.

De posse da Portaria, o empreendedor está habilitado a solicitar acesso. Para isso, é necessário fornecer dados, informações e estudos elétricos, utilizando a base de dados do ONS. Um ponto crítico é que os estudos elaborados pelo acessante não consideram outras solicitações de acesso de consumidores na fila, sendo incluídas apenas as cargas com CUST assinado. Cabe ao ONS analisar as solicitações de forma conjunta, seguindo a ordem cronológica das solicitações. Após a emissão do Parecer de Acesso, caso o acesso seja viável, o acessante solicita autorização da ANEEL e, uma vez autorizado, poderá celebrar os contratos de uso e conexão à rede, respectivamente CUST e CCT. Caso a emissão da Resolução Autorizativa ultrapasse o prazo de validade do Parecer de Acesso, o acessante deverá solicitar sua revalidação ou revisão antes da assinatura dos contratos.

A figura 8.4, a seguir, apresenta as etapas para acesso de consumidores à Rede Básica, desde a definição do ponto de conexão até a assinatura do CUST, ressaltando os destaques de cada etapa.

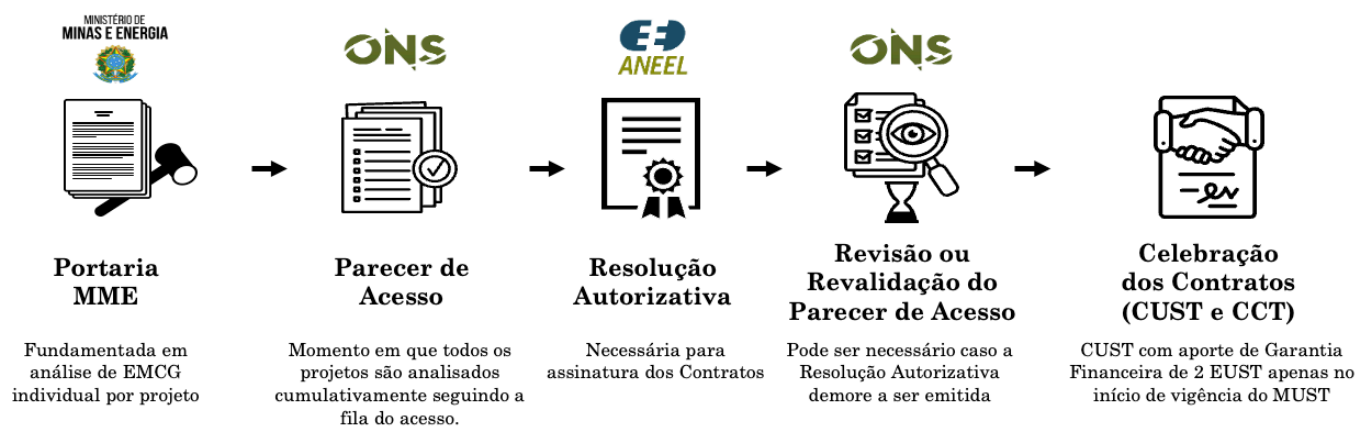


Figura 8.4 – Etapas do Acesso dos Consumidores Conectados à Rede Básica

A regulamentação que envolve a conexão de consumidores conectados à Rede Básica, a exemplo do que ocorreu com a geração, necessita de aprimoramentos. A ANEEL está em processo de atualização da Resolução Normativa nº 1.069/2023, por meio da Consulta Pública nº 23/2024, para entre outros aspectos incluir garantias no processo de acesso de consumidores. A proposta consiste principalmente no estabelecimento da obrigatoriedade de aporte de garantias para solicitação de acesso e celebração do CUST e na assinatura do CUST antes da solicitação e emissão da autorização pela ANEEL.

O modelo atual, sem exigência de garantias financeiras no processo de acesso de consumidores, pode levar a reserva/esgotamento da margem de transmissão em diversos pontos de conexão para empreendimentos sem compromisso de implantação, visto que são projetos com baixa maturidade em função da inovação das tecnologias e processos produtivos envolvidos, além da alteração no perfil dos projetos tanto no que diz respeito ao MUST, projetos da ordem de GW e centenas de MW, quanto na dinâmica de solicitação, que está ocorrendo em grande quantidade. Considerando que o acesso dos projetos de hidrogênio verde e data centers podem requerer expansão do sistema de transmissão, a não concretização de tais projetos poderá onerar consideravelmente os demais agentes do SIN, levando ao risco de aumento de inadimplência com reflexo no pagamento dos encargos de uso para as transmissoras. Também cabe destacar que as solicitações de acesso para as cargas de H2V e data center consideram uma evolução

de demanda dos projetos que vai além de cinco anos. Dessa forma, existem duas dificuldades a considerar, quais sejam:

- O limite de análise sobre a viabilidade de atendimento dessas cargas pelo ONS é de cinco anos, compatível com o limite do horizonte do PAR/PEL.
- O prazo máximo de contratação pelo uso da rede para a assinatura do CUST é de 3 anos.

Diante das dificuldades acima, há que se aprimorar a regulamentação para o acesso e conexão dessas cargas, de forma que exista aderência em relação à natureza desses projetos que utilizam longa modulação de suas cargas até o final da fase de implantação.

A exigência de garantias financeiras deverá manter no processo de acesso os empreendimentos realmente maduros e comprometidos com os investimentos e obrigações setoriais. Porém, não será suficiente para solucionar outras questões, como por exemplo a necessidade de expansão da transmissão, que é algo que envolve o planejamento setorial, prazo para implantação da solução estrutural e custos associados. Também há o processo de obtenção de Portarias que é realizado de forma individualizada e que precisa de mecanismos céleres para sinalizar à EPE as coincidências de projetos na mesma área de influência, assim como criar meios para que não seja o ONS o primeiro a visualizar as influências entre os projetos.





# Conclusões e próximos passos

Com o avanço das metas de descarbonização tanto para os sistemas de energia elétrica quanto para a economia em geral, torna-se evidente que os sistemas elétricos do futuro serão significativamente diferentes dos atuais. Esses sistemas demandarão cada vez mais diversos recursos de flexibilidade para equilibrar a oferta e a demanda, além de manter a confiabilidade, à medida que a participação da geração eólica e solar aumenta. Embora a prestação de serviços de flexibilidade não seja a principal função das plantas de hidrogênio verde, há um grande interesse em compreender o papel estratégico do H2V na oferta de flexibilidade e suporte aos sistemas elétricos do futuro.

A inserção de grandes blocos de carga representa para o SIN um novo grande desafio de diferentes naturezas: tecnológica, operativa, de planejamento e de implantação da solução de transmissão e regulatória.

Os diferentes aspectos foram abordados neste capítulo de maneira generalista e provocativa. Cada um pode e deve ser aprofundado para que possamos ter maior clareza sobre como lidar com essa nova realidade, que surge de forma tão acelerada ainda dentro do horizonte de análise do PAR/PEL 2024. Ressalta-se que as solicitações de acesso mencionadas ocorreram no segundo semestre de 2024 e que essas cargas não foram consideradas nas análises e conclusões sobre o desempenho do SIN neste ciclo do PAR/PEL 2024, sendo objeto de análises específicas para cada acesso.

Como próximos passos, para que o setor elétrico esteja adequadamente preparado para a inserção dos grandes blocos de carga, trazemos uma lista do que precisa ser aprimorado, observando que as ações necessárias não se limitam a lista a seguir.

i. Reavaliação de todo arcabouço regulatório para acesso de grandes blocos de carga ao SIN.

ii. Avaliação e definição dos requisitos de conexão dos equipamentos de interface à rede elétrica de grandes blocos de carga.

iii. Avaliação e definição dos requisitos de modelagem (ou os modelos) necessários para estudos de fluxo de potência, de estabilidade eletromecânica e de transitórios eletromagnéticos.

iv. Reavaliação dos estudos elétricos e energéticos necessários ao longo de toda a cadeia, desde o EMCG e de planejamento até os estudos pré-operacionais e de curto prazo, de acordo com o impacto do acesso desses grandes blocos de carga ao SIN.

v. Avaliação da necessidade de incluir requisitos de flexibilidade para a conexão de cargas de hidrogênio verde, considerando diferentes cenários de expansão de energia e potência. Cargas com maior flexibilidade podem reduzir tanto os custos de expansão quanto os custos operativos futuros, enquanto cargas menos flexíveis tendem a exigir investimentos mais significativos em geração e transmissão, além de possivelmente resultar em maiores custos operativos, elevando o custo global do sistema.

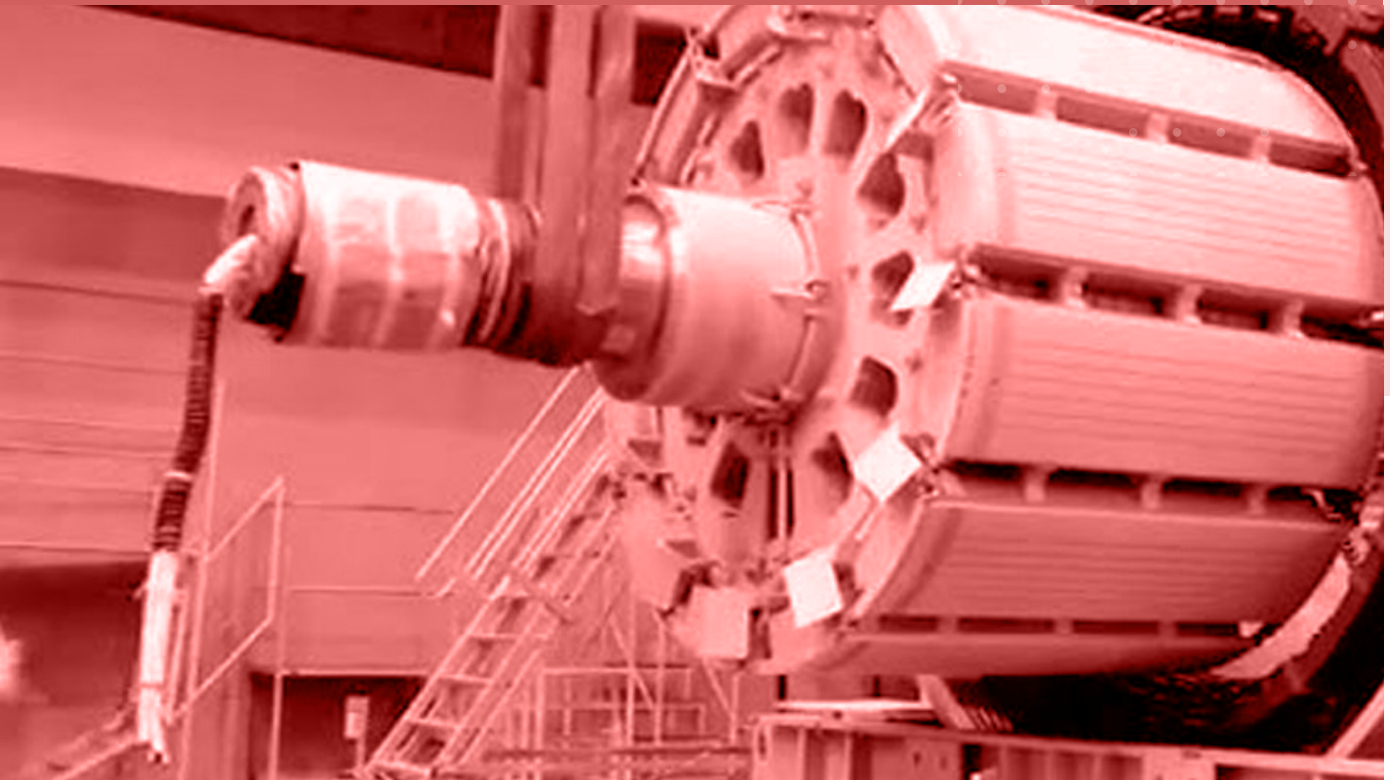
Essa análise deve equilibrar os impactos no CAPEX das tecnologias empregadas com os benefícios potenciais de uma redução no custo total, garantindo que as soluções sejam eficientes, sustentáveis a longo prazo e alinhadas a uma visão multissetorial.





# 09

## Metodologia para Subsidiar a Indicação de Compensadores Síncronos em Pontos Estratégicos do SIN



## Contextualização

As transformações em curso nos sistemas elétricos globais, essenciais para um futuro mais sustentável, exigem uma compreensão aprofundada das interações cada vez mais complexas entre a geração convencional, os equipamentos das redes de transmissão e distribuição, as tecnologias de geração renovável variável centralizada, os recursos energéticos distribuídos e os equipamentos que compõem a parcela de consumo. Os fenômenos relacionados aos sistemas elétricos modernos começam a se diferenciar daqueles bem compreendidos nos sistemas tradicionais, onde predominavam geradores síncronos centralizados de grande porte. Entre os desafios mais complexos está a estabilidade dos sistemas elétricos, que agora envolve novas definições, fenômenos e uma maior dependência de *softwares*. Ainda assim, o planejamento e a operação segura e confiável dos sistemas elétricos requerem uma compreensão abrangente das diferentes formas de estabilidade, suas causas, consequências e medidas de mitigação. Lições aprendidas com algumas perturbações, tanto no Brasil como ao redor do mundo, indicam que essas ocorrências poderiam ter sido evitadas, ou suas consequências atenuadas, se as causas fossem completamente conhecidas, compreendidas e tratadas antes da ocorrência das perturbações.

No contexto nacional, destaca-se o aumento considerável da penetração de fontes de geração conectadas por inversores (*Inverter-Based Resources – IBR*). Esse crescimento, ainda mais evidenciado na região Nordeste, tem alterado significativamente o desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional, tornando-o cada vez mais dependente do comportamento dessas fontes.

A perturbação brasileira do dia 15/08/2023 evidenciou que o controle de tensão e o suporte dinâmico de potência reativa das usinas eólicas e fotovoltaicas durante contingências ficaram muito aquém do desempenho indicado pelos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes proprietários dessas usinas. Em resposta, foi necessário ajustar os modelos das fontes renováveis variáveis na base de dados para estudo de estabilidade do SIN para reproduzir de forma adequada a perturbação ocorrida. Esse episódio desencadeou uma série de estudos e ações por parte do ONS para estabelecer novas regiões operativas seguras, que desprenderam na redução dos limites de intercâmbio das interligações e na inclusão de novas restrições locais para prevenir colapsos em situações de contingência.

A linha do tempo apresentada na figura 9.1 destaca marcos importantes no setor elétrico relacionados ao aumento da penetração de fontes de geração conectadas por inversores e evidencia o impacto da perturbação de 15 de agosto de 2023 como um ponto de inflexão fundamental para o planejamento e operação do SIN. Após a perturbação, além de o ONS realizar ajustes nos modelos das fontes renováveis variáveis na base de dados para reproduzir a perturbação ocorrida, foram solicitados aos agentes proprietários os modelos matemáticos dessas usinas com o desempenho real validado em campo.

Nesse contexto, a discrepância entre o desempenho informado pelos agentes e o desempenho real das usinas resultou em uma ineficiência na utilização dos recursos de geração, considerando a configuração atual do sistema de transmissão. Esse fator tem impactado o escoamento de geração renovável do Nordeste, aumentando o *curtailment* dos agentes geradores como medida para assegurar a confiabilidade do SIN de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Além disso, as novas obras de transmissão planejadas para a região Nordeste não consideraram a necessidade de reforços específicos para lidar com esses fenômenos de estabilidade, pois esses problemas não haviam sido identificados previamente pelo planejamento setorial, que também adotou um desempenho otimista para o controle de tensão das usinas variáveis, conforme informado previamente pelos agentes proprietários. Em 2023 e 2024, foram realizados leilões com investimentos substanciais (R\$ 37,4 bilhões e R\$ 18,0 bilhões, respectivamente), ainda considerando um desempenho otimista para o suporte dinâmico das usinas renováveis variáveis.

Ademais, a figura 9.1 destaca o crescimento acelerado da capacidade instalada de geração renovável no Nordeste desde 2020. Em 2021, o parque gerador no Nordeste alcançou 21,1 GW em operação, seguido por 27,2 GW em 2022, 33,4 GW em 2023 e 38,6 GW em 2024, considerando apenas as usinas renováveis variáveis de maior porte. Esses números refletem a entrada massiva de usinas eólicas e solares conectadas por inversores, entretanto, as avaliações de viabilidade desses novos projetos não consideraram as descobertas posteriores à perturbação do dia 15/08/2023, o que coloca em evidência uma lacuna na capacidade de escoamento do sistema.

# Ocorrência do SIN de agosto/2023

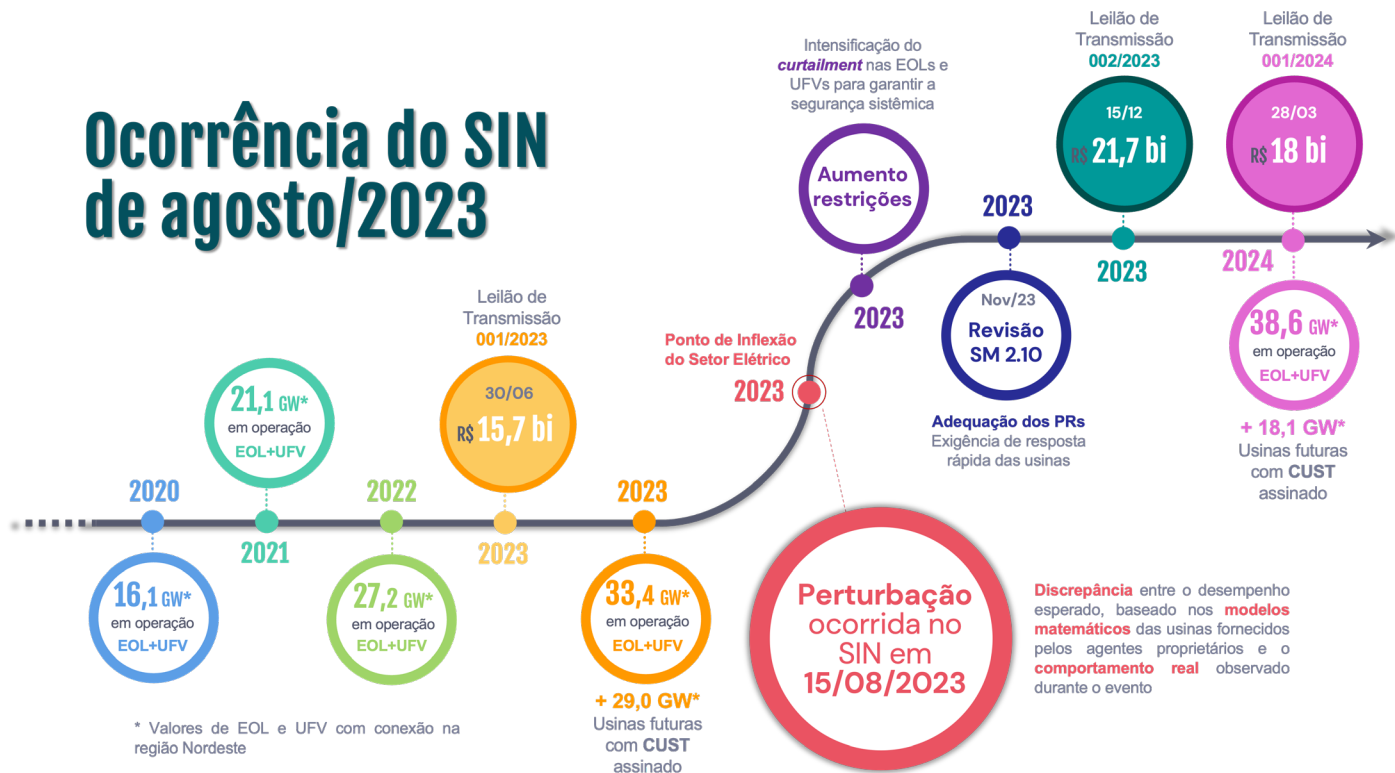


Figura 9.1 – Marcos importantes antes e após a Ocorrência no SIN de 15/08/2023

É importante destacar que a revisão do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, publicada em novembro de 2023, que incluiu, entre outras atualizações, requisitos de tempo de resposta para o suporte ao controle de tensão das usinas renováveis, foi iniciada no início de 2022, antes da perturbação ocorrida em agosto de 2023. Esse aprimoramento tornará mais claros os requisitos e exigências associados ao suporte dinâmico das usinas renováveis variáveis para o sistema, que têm grande relevância para o comportamento dinâmico do SIN e especialmente da região Nordeste. No entanto, apenas os pareceres de acessos emitidos após a revisão do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (PRs), em novembro de 2023, passaram a incluir esses requisitos de tempo de resposta para o controle dinâmico da tensão destas fontes.

Neste sentido, a reavaliação dos modelos matemáticos pelos agentes, o aprimoramento do desempenho dinâmico real das usinas renováveis variáveis e a identificação de pontos críticos para reforços de transmissão permitirão uma otimização dos recursos de geração no Nordeste. Em síntese, as ampliações e reforços na Rede Básica, com modelos de usinas ajustados ao comportamento real, fortalecerão a segurança e eficiência da operação, aumentando o escoamento de geração renovável sem comprometer as margens de estabilidade do sistema.

O evento de 15/08/2023 representa um marco no Setor Elétrico Brasileiro e este capítulo é um dos desdobramentos deste marco. Ressalta-se que a perturbação em questão está inserida no contexto de aprendizados trazidos pela transição energética, um desafio enfrentado por operadores de sistemas elétricos em todo o mundo. Cada desafio gera novos aprendizados e impulsiona o desenvolvimento de novas soluções. As lições aprendidas com essa ocorrência e as medidas em implantação no Brasil contribuirão para que o país mantenha a capacidade de integrar fontes renováveis com segurança e qualidade no suprimento, mitigando os riscos de perturbações dessa natureza.

Ante o exposto, com o intuito de aprimorar a segurança do sistema e reduzir as restrições no escoamento de energia renovável variável na Região Nordeste, o ONS desenvolveu uma metodologia para subsidiar a recomendação de instalação de Compensadores Síncronos (CS) adicionais em pontos estratégicos do SIN. Essa iniciativa visa aumentar as margens de estabilidade e a resiliência do sistema, contribuindo para a redução das restrições ao escoamento de fontes conectadas via inversores. A seguir, é apresentada uma sucinta revisão bibliográfica que sustenta a base técnica da metodologia proposta.

# Revisão Bibliográfica

A razão de curto-circuito (Short Circuit Ratio – SCR) tem sido tradicionalmente utilizada como um indicador da força do sistema, observada no ponto de acoplamento comum (PAC) ou ponto de interconexão, para diversos tipos de equipamentos, como conversores HVDC do tipo LCC, cargas com características especiais e, mais recentemente, IBRs. Esse método de triagem pode ser empregado na fase de planejamento para indicar possíveis problemas causados pela integração de uma nova planta à rede e pode ser facilmente monitorado tanto no planejamento da expansão e operação quanto em ambiente de tempo real.

O índice SCR pode ser interpretado como uma medida da capacidade do sistema de responder a injeções e absorções de potência ativa e reativa. Em um sistema com baixo SCR (“sistema fraco”), a tensão é altamente sensível a variações nas injeções ou absorções de potência, resultando em mudanças rápidas na tensão conforme a potência reativa é injetada ou absorvida, tornando o sistema mais vulnerável a problemas como instabilidade de tensão e interações de controle entre IBRs. Logo, um sistema fraco geralmente requer meios de controle de tensão adicionais. Por outro lado, um sistema com alto SCR (“sistema forte”) possui maiores margens de estabilidade, mesmo diante de mudanças na topologia da rede, como em contingências.

O índice SCR, utilizado neste trabalho para o cálculo de robustez de sistemas com IBRs, é definido como a razão entre a potência aparente de curto-circuito (SCC) em um determinado local (normalmente o PAC) e a potência nominal (P\_Nominal) da(s) planta(s) conectada(s) a esse mesmo local. O SCR é calculado por meio da Eq. 9.1 [1] [2]:

$$SCR_i^{PAC} = \frac{SCC_i^{PAC}}{P_{nom,i}^{PAC}} \quad (9.1)$$

em que  $SCC_i^{PAC}$  é o nível de curto-circuito trifásico da rede no PAC da subestação “i” (expressa em unidades de MVA), excluindo a contribuição dos IBRs estudados, e  $P_{nom,i}^{PAC}$  é a potência ativa nominal dos IBRs conectados a esse ponto (expressa em unidades de MW). O índice SCR também pode ser calculado para o ponto de operação específico, substituindo a potência ativa nominal dos IBRs conectados ao PAC pela potência ativa instantânea, ou do ponto de operação, dos mesmos IBRs.

Baseado na definição e em características de inversores típicos, o índice é categorizado conforme a figura 9.2, a seguir:



Figura 9.2 – Classificação da robustez de um sistema a partir do valor de SCR

No entanto, a definição do índice SCR acima não considera a influência de IBRs instalados em pontos eletricamente próximos ao PAC, que podem compartilhar (ou “consumir”) o mesmo nível de curto-circuito do sistema. Dessa forma, o índice SCR pode superestimar a força do sistema em áreas com múltiplos IBRs, deixando de identificar potenciais riscos de estabilidade.

Desta forma, para torná-lo aplicável a sistemas com alta penetração de IBRs eletricamente próximos, foram desenvolvidos índices derivados como o *Composite Short Circuit Ratio* (CSCR), o *Weighted Short Circuit Ratio* (WSCR) e o *Multi-Infed Short Circuit Ratio* (MISCR). Os índices CSCR e WSCR, calculam a relação de curto-circuito agregada em um determinado ponto, sem considerar o efeito das gerações conectadas em outros pontos de acoplamento comum. Por outro lado, o *Multi-Infed Short Circuit Ratio* (MISCR) calcula o índice para cada fonte com inversor, considerando o efeito de enfraquecimento da rede devido à conexão de múltiplos parques próximos entre si. O MISCR pode ser calculado conforme Eq. 9.2 [1] - [3].

$$MISCR_i^{PAC} = \frac{SCC_i^{PAC}}{P_{nom,i}^{PAC} + \sum_{j=1}^k (MIIF_{i,j}^{PAC} * P_{nom,j}^{PAC})} \quad (9.2)$$

em que:

- $SCC_i^{PAC}$  [MVA]: capacidade de curto-circuito trifásico da barra Ponto de Acoplamento Comum (PAC), sem considerar a contribuição do parque;
- $P_{nom,i}^{PAC}$  [MW]: potência total instalada no PAC de referência avaliado;
- $P_{nom,j}^{PAC}$  [MW]: potência total instalada em cada PAC adjacente ao PAC avaliado.
- *MIIF*: *Multi-Infed Interaction Factor*.

O MIIF, ou o fator de interação, permite estimar a influência que uma barra PAC de referência exerce sobre uma barra vizinha ou entre quaisquer duas barras de geração baseadas em inversores. Esse índice é calculado pela razão entre a variação percentual de tensão em uma barra observada ( $\Delta V_j$ ) quando da variação de aproximadamente 1% na tensão (ou seja, após uma pequena perturbação) na barra estudada ( $\Delta V_i$ ), para assegurar que a resposta do sistema permaneça dentro da faixa linear de operação, conforme ilustrado a partir da Eq. 9.3.

$$MIIF_{i,j} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (9.3)$$

A partir da matriz resultante fornecida com esses índices, é possível classificar as interações entre barras PAC (ou entre IBRs) em baixa, moderada e alta, de acordo à figura 9.3 [4].



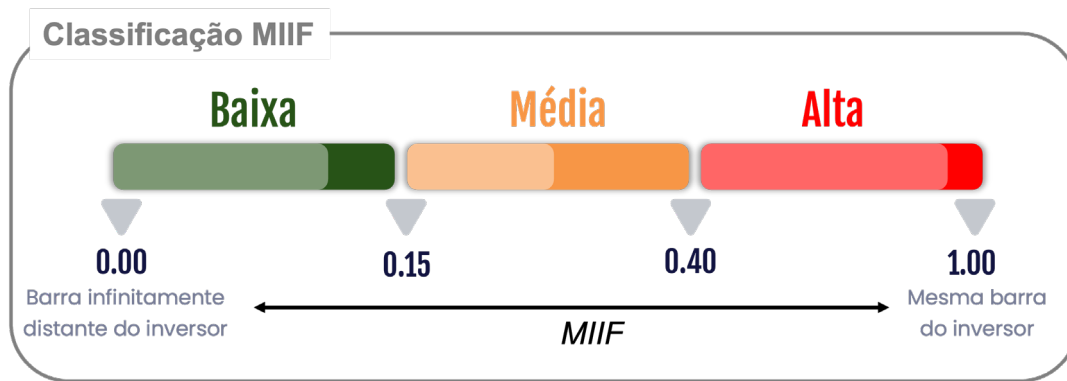


Figura 9.3 – Grau de classificação do MIIF

## Prova de Conceito da aplicação de Compensadores Síncronos

Para validar o potencial dos compensadores síncronos em reforçar o desempenho dinâmico de regiões dominadas por inversores, como a região Nordeste, foi realizado um estudo de caso associado à perturbação ocorrida no SIN em 15/08/2023. Os dados utilizados foram obtidos por meio do estimador de estados do ONS (caso de tempo real pré-perturbação). Esse cenário foi então simulado dinamicamente para reproduzir a perturbação mencionada, a partir de diferentes bases de dados, descritas a seguir:

- **Base Otimista:** Corresponde à base de dados para estudos de estabilidade utilizada pelo ONS até o dia 15/08/2023. Após tal ocorrência, foi verificado que esta base apresentava um comportamento otimista na representação das usinas eólicas e fotovoltaicas, especialmente na resposta dinâmica da potência reativa dos IBRs. Por questões didáticas, essa base será referida como “Base Otimista”.
- **Base Ajustada:** Desenvolvida a partir das observações reais do evento, ajustada para refletir um comportamento consistente com os dados das oscilografias e medições de PMU. Essa base foi ajustada no Relatório de Análise da Perturbação (RAP) [5], de modo a reproduzir adequadamente e de forma sistêmica a perturbação de 15/08/2023.

A partir da Base Ajustada (ou Base RAP), que apresentou uma resposta condizente com o observado em tempo real, foram alocados progressivamente compensadores síncronos (CS) de 300 MVA na região Nordeste, distribuídos nas subestações que apresentaram as maiores distorções em relação à Base Otimista. O objetivo foi determinar a quantidade de compensadores necessária para alcançar um desempenho dinâmico equivalente ao esperado na Base Otimista.

Para isso, foi simulada a contingência LT 500 kV Fortaleza II – Quixadá, utilizando a Base Ajustada e considerando a inclusão progressiva de

compensadores síncronos, com o objetivo foi de recuperar o desempenho dinâmico associado à Base Otimista, empregada até então nos estudos de planejamento e de operação do sistema.

Os resultados indicaram que a inclusão de até 5 (cinco) CS não foi suficiente para estabilizar o sistema após a contingência. A partir da alocação de 6 (seis) CS, o sistema apresentou desempenho estável, mas somente com 9 (nove) CS foi possível restaurar integralmente o comportamento dinâmico esperado, em linha com a Base Otimista. Essas constatações evidenciam a necessidade de reforços de suporte dinâmico de potência reativa na região. As figuras 9.4 e 9.5 ilustram os comportamentos das tensões nas subestações analisadas, comparando:

- A curva azul, que reflete o desempenho da Base Otimista e representa as expectativas antes do evento;
- A curva vermelha, que corresponde à Base Ajustada do RAP, representando de maneira mais fidedigna o desempenho real observado durante a perturbação;
- A curva amarela, que mostra o desempenho do sistema após a instalação de 5 CS em subestações estratégicas, considerando a Base Ajustada do RAP.
- A curva verde, que reflete o desempenho dinâmico do SIN com a Base Ajustada após a instalação de 9 compensadores síncronos em pontos estratégicos.

Apesar da inclusão dos 5 CS ( $5 \times 300$  MVA), o sistema permaneceu instável, destacando que o suporte dinâmico originalmente esperado era superior ao suporte adicional fornecido por esses equipamentos. É importante destacar que, mesmo considerando diferentes configurações de alocação dos 5 CS no sistema, nenhuma delas resultou na recuperação da estabilidade dinâmica do sistema. Com a inclusão de 9 CS, foi possível restaurar o desempenho dinâmico esperado, representado pela curva azul.

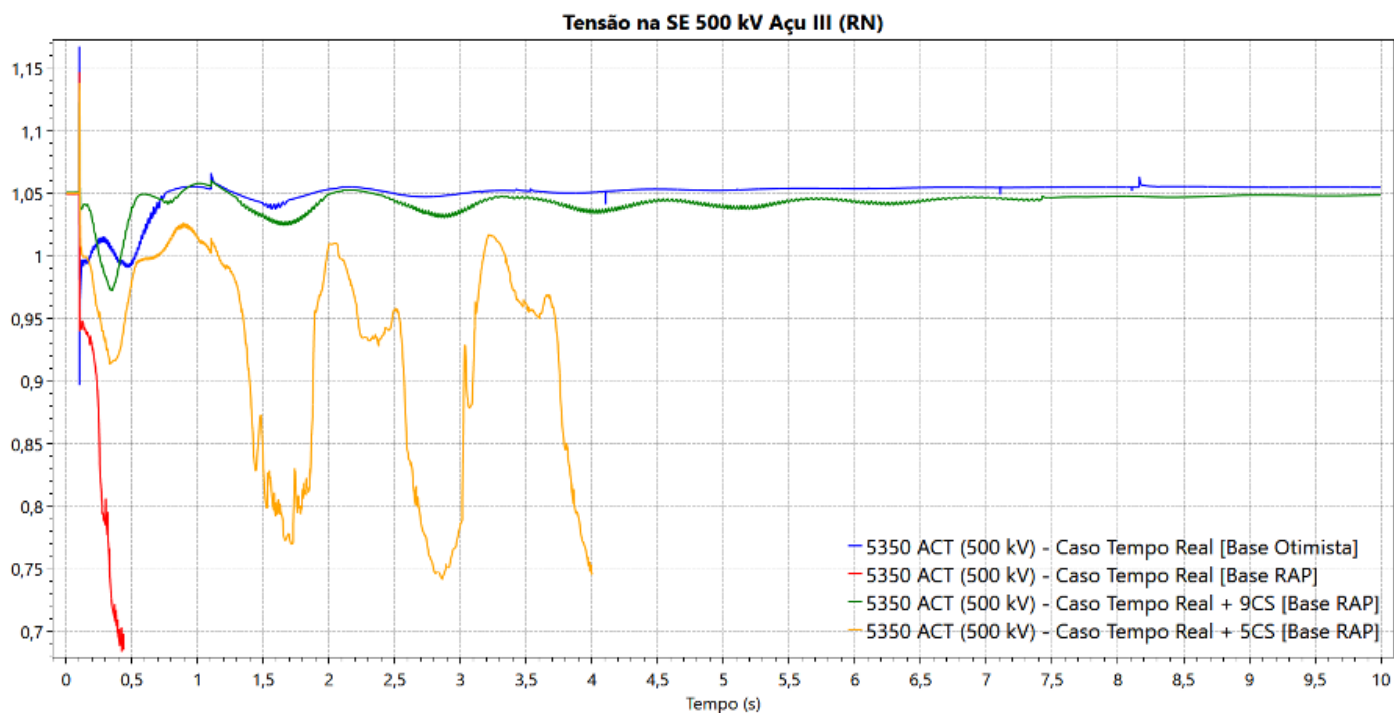


Figura 9.4 – Tensões na SE 500 kV Açú III

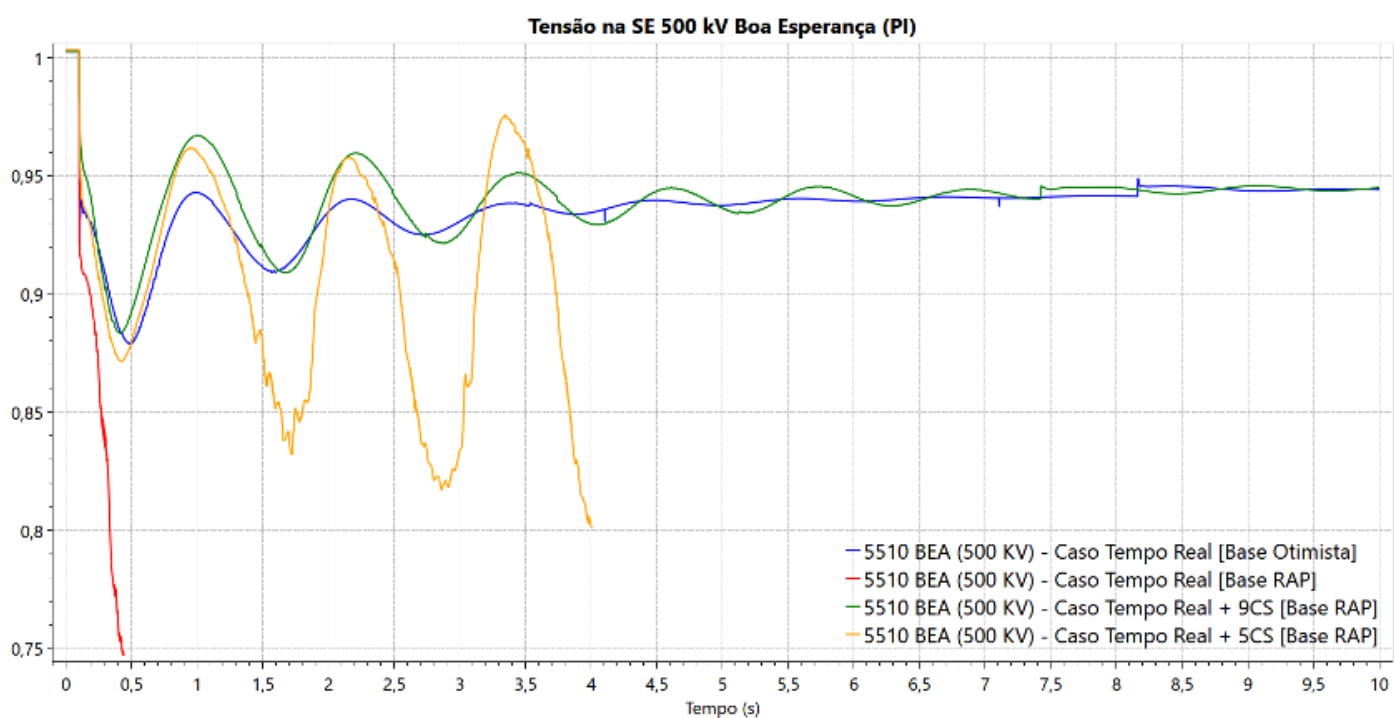


Figura 9.5 – Tensões na SE 500 kV Boa Esperança

Em síntese e com base no exposto acima, foram necessários, pelo menos, 9 CS (9 × 300 MVA) adicionais para restaurar o desempenho dinâmico do SIN às expectativas anteriores à perturbação de 15/08/2023.

Os resultados apresentados ressaltam a importância de uma abordagem sistemática para identificar os pontos mais vulneráveis da rede e determinar soluções eficientes para garantir o desempenho seguro do SIN diante das transformações em curso no Setor Elétrico Brasileiro. Nesse contexto, a seguir é proposta uma metodologia para contribuir com essa linha de investigação.

# Metodologia

Diante da breve contextualização sobre o atual cenário de transformação do sistema elétrico brasileiro e da revisão bibliográfica dos métodos indicativos de robustez do sistema, a metodologia proposta utiliza os índices de robustez SCR e MISCR, juntamente com o indicador de grau de interação entre múltiplos IBRs (MIIF), para diagnosticar as potenciais barras mais vulneráveis do SIN. Esses parâmetros são extraídos com o uso do programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos e podem ser calculados tanto nas barras as quais estão conectados os inversores (EOL/UFV), quanto nas barras que são o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) dessas usinas. A topologia didática apresentada na figura 9.6 é observada em muitas subestações do SIN, principalmente na região Nordeste, e representa um sistema com baixa robustez devido à alta penetração de fontes renováveis.

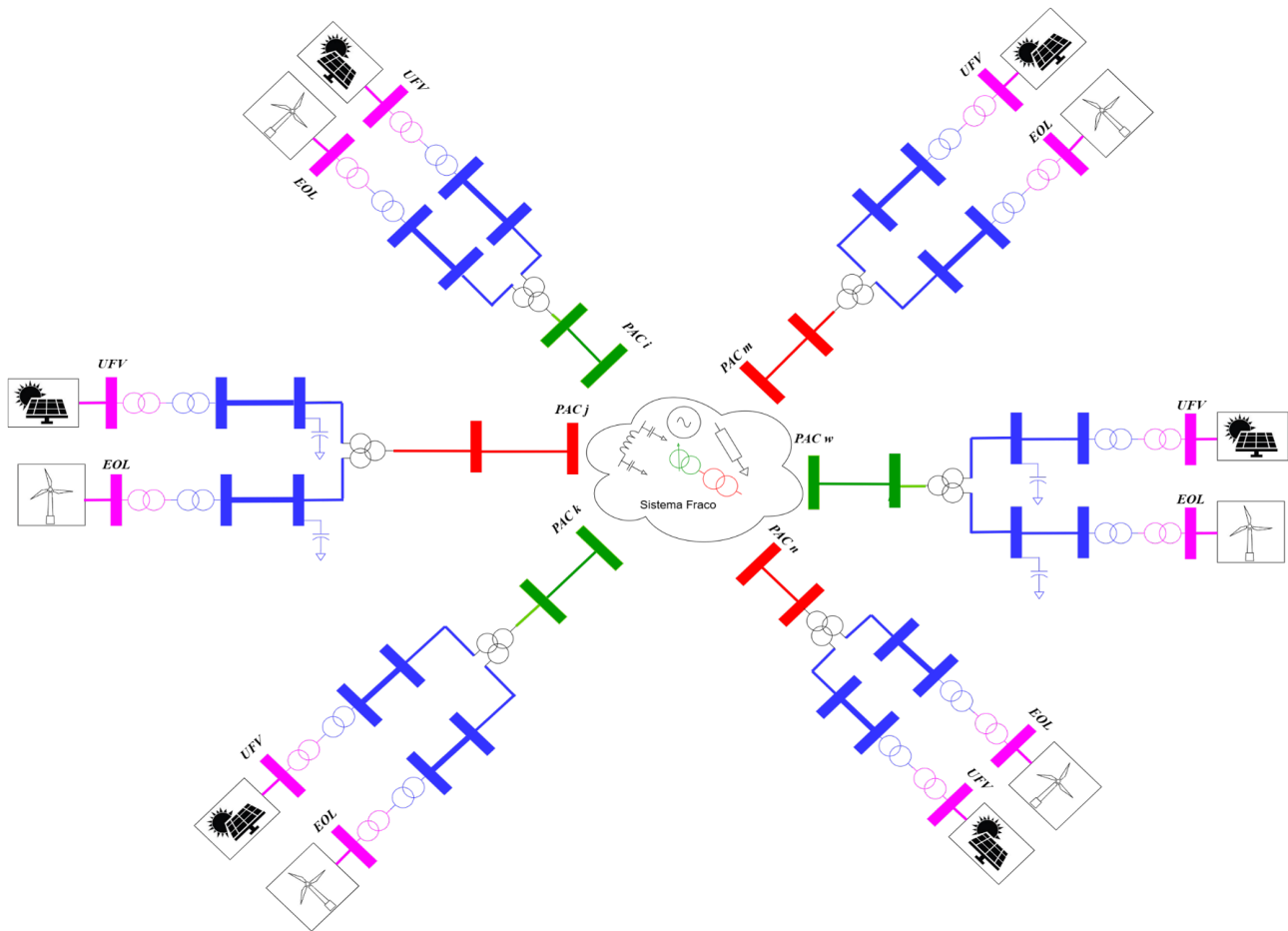


Figura 9.6 – Diagrama representativo de uma rede fraca frente a concentração massiva de IBRs

Para as avaliações realizadas, foram utilizados os casos de acesso associados ao PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029, que consideram cenários de alta geração renovável variável com ocorrência factível. A partir desses casos, foram levantados os valores de potência de curto-circuito (SCC), da potência despachada em cada PAC, que varia de acordo com o fator de capacidade de cada cenário investigado, e do MIIF.

O MIIF também é obtido pelo ANATEM, conforme as diretrizes apresentadas na revisão bibliográfica, e é estruturado em forma matricial, relacionando todas as barras que possuem inversores às barras dos PACs correspondentes. A partir dos dados mencionados, é possível calcular o SCR e MISCR, tanto via o programa já utilizado, como por meio de ferramenta computacional externa. Dessa maneira, pode-se ainda estender a aplicação e considerar a segregação na conta do MISCR para levar em conta apenas as subestações com alto acoplamento com a subestação investigada, de acordo à classificação da figura 9.3.

A metodologia proposta para a alocação de compensadores síncronos em pontos estratégicos utiliza uma abordagem iterativa, onde cada subestação é analisada individualmente em etapas sucessivas para definir o melhor ponto de instalação. Inicialmente, as subestações de menor robustez são identificadas

por meio de índices específicos, e um ranking é elaborado com as barras candidatas que apresentam índices semelhantes. Em seguida, são realizadas simulações de estabilidade transitória, inserindo um CS em cada uma dessas barras, uma por vez, para avaliar o impacto na melhoria das margens de estabilidade do sistema. Esse processo é reavaliado a cada etapa, considerando tanto os índices de robustez quanto as simulações de estabilidade, para identificar o local ideal dos próximos equipamentos. O objetivo é assegurar que a instalação de cada CS em uma subestação contribua para o aumento seguro do escoamento de geração renovável variável na região. As subestações mais indicadas para a instalação de um CS serão aquelas que proporcionarem os maiores ganhos no escoamento das usinas da região. Em situações de equivalência nesse critério, a escolha recairá sobre a subestação que irá proporcionar o maior reforço às margens de estabilidade do sistema. A figura 9.7, a seguir, apresenta o fluxograma didático da metodologia proposta.

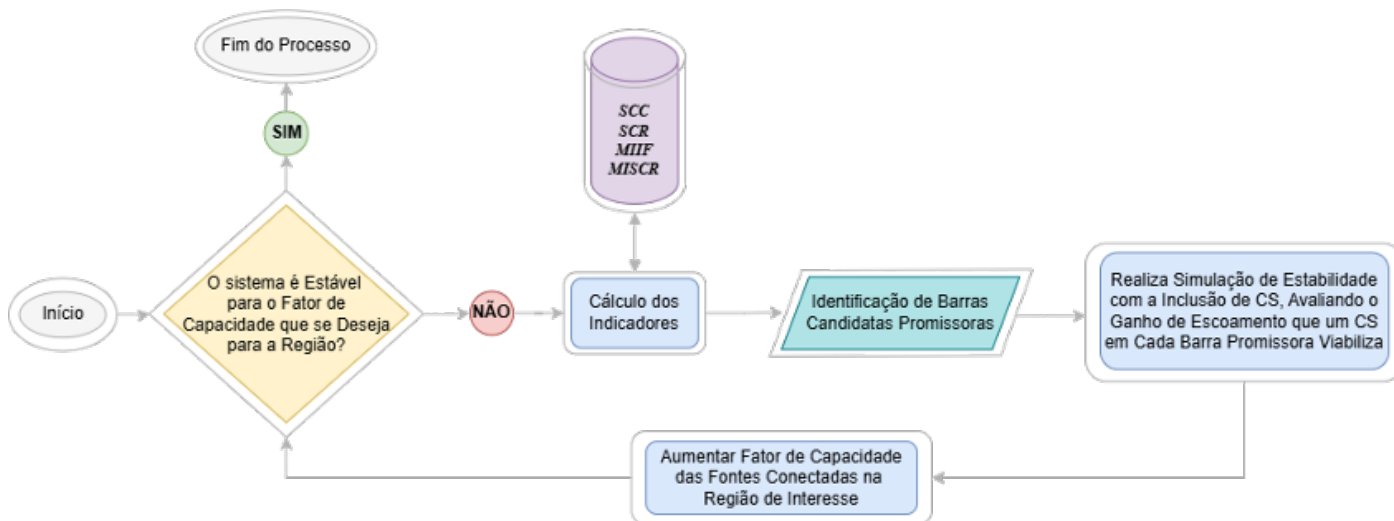


Figura 9.7 – Fluxograma do Processo

**Primeira Etapa de Simulação:** Inicialmente, um compensador síncrono é inserido em cada um dos “n” barramentos candidatos selecionados, e são realizadas “n” simulações de estabilidade no domínio do tempo para cada cenário. A análise foca em identificar o barramento em que a instalação do CS proporciona o maior aumento no escoamento seguro de geração. Esse barramento é então definido como o melhor ponto para a instalação do primeiro CS.

**Reavaliação dos Índices de SCR e MISCR:** Após a instalação do primeiro CS, os índices de SCR e MISCR das subestações são recalculados, considerando o reforço trazido pelo primeiro compensador. Essa etapa é fundamental para avaliar os efeitos do CS na robustez do sistema e redefinir as subestações mais promissoras para a instalação dos próximos compensadores.

**Iterações Subsequentes:** O processo é repetido com a inserção de novos CS em outras subestações e os índices são recalculados após cada iteração. Dessa forma, é possível identificar progressivamente o ponto ideal de instalação para cada CS, visando reforçar as margens de estabilidade do sistema e aumentar com segurança o escoamento de geração renovável variável. A metodologia é concluída quando o aumento do escoamento de geração renovável é considerado adequado ou quando os ganhos resultantes da instalação do n-ésimo compensador síncrono se tornam limitados, indicando que o sistema, nesse caso, precisa de outras soluções de rede para viabilizar o escoamento adicional de capacidade de geração.

Na figura 9.8, a seguir, são apresentados os índices de SCR e MISCR nas principais subestações de 500 kV da Região Nordeste e na área norte de Minas Gerais. No Rio Grande do Norte e Ceará, pode-se destacar os reduzidos índices nas SEs (i) Açú III, com  $SCR_{nominal}$  de 1,81 e  $MISCR_{nominal}$  de 0,48; (ii) João Câmara III, com  $SCR_{nominal}$  de 3,64 e  $MISCR_{nominal}$  de 0,45; (iii) Ceará Mirim II, com  $SCR_{nominal}$  de 5,41 e  $MISCR_{nominal}$  de 0,46; e (iv) Morada Nova, com  $SCR_{nominal}$  de 5,13 e  $MISCR_{nominal}$  de 0,79.



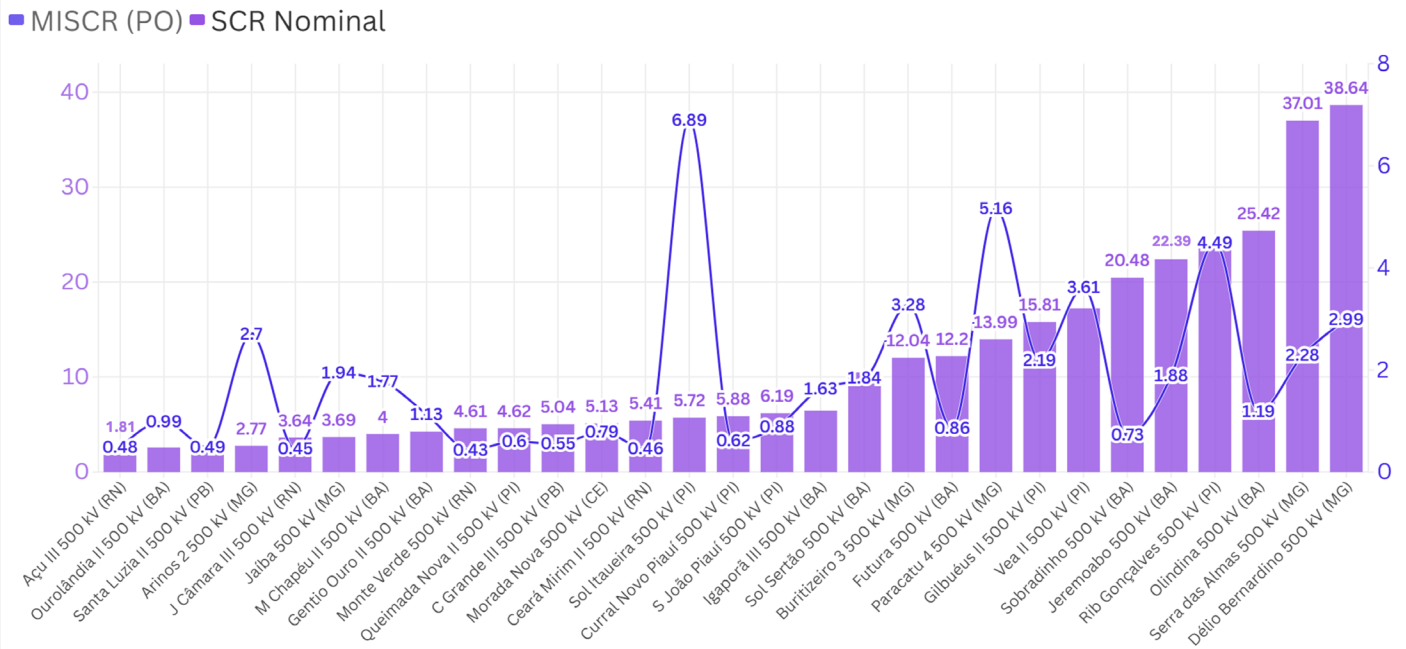


Figura 9.8 – Índices SCR e MISCR nas principais subestações avaliadas

É importante salientar que os baixos índices de SCR e MISCR obtidos em várias subestações do Nordeste estão diretamente relacionados à elevada distância elétrica entre as subestações analisadas e as máquinas síncronas mais próximas, conforme pode ser observado na figura 9.9, a seguir. A região destacada em azul é composta predominantemente por usinas conectadas via inversores, que poderá totalizar cerca de 36 GW de capacidade instalada em 2029, enquanto a região em rosa é composta por máquinas síncronas. A figura 9.9 evidencia que o cálculo do índice SCR para a região em azul é uma premissa excessivamente otimista, pois os inversores conectados nessa área compartilham um nível de curto-circuito determinado, principalmente, por grandes máquinas síncronas situadas a uma distância elétrica e geográfica considerável.

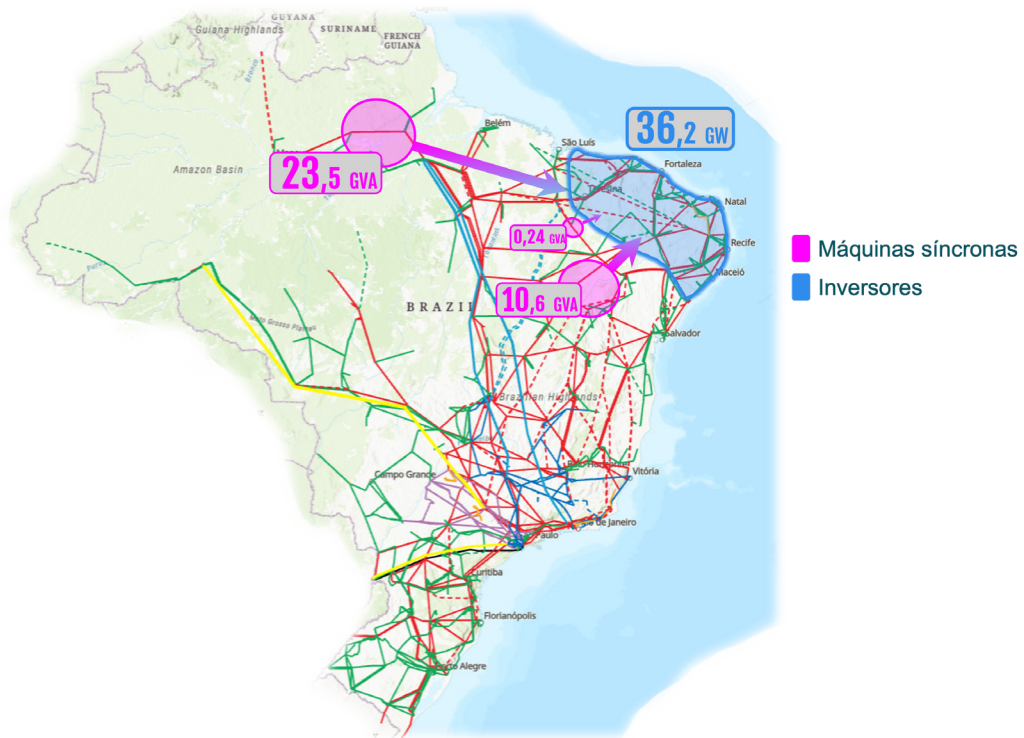


Figura 9.9 – Regiões do Nordeste compostas por Usinas com Máquinas Síncronas e Inversores

Para identificar as subestações com maior interação entre si, foram calculados os índices de MIIF para diversas subestações da Região Nordeste. Esse tipo de análise, representado no diagrama de cordas da figura 9.10, permite um planejamento mais estratégico da compensação de potência reativa, auxiliando na escolha dos pontos de maior influência no sistema interligado e, assim, maximizando os benefícios da compensação síncrona recomendada.

O diagrama da figura 9.10 representa as interações entre várias subestações analisadas, no caso base de dezembro de 2029, com as “linhas” conectando subestações conforme a intensidade do MIIF. As subestações mais conectadas (com interações mais espessas e numerosas) estão concentradas nas regiões de MIIF mais alto e os seus valores médios, calculados para cada uma delas, são exibidos em valores

numéricos dentro das caixas coloridas ao redor do círculo da figura 9.10. Subestações com MIIF mais elevado, como as SEs Açu III 500 kV (0.74) e João Câmara III 500 kV (0.70), apresentam conexões mais intensas, indicando que a implantação de compensação síncrona nessas instalações pode beneficiar as margens de estabilidade do sistema como um todo.

Os resultados parciais obtidos com essa metodologia indicam que a instalação de compensadores síncronos em subestações estratégicas, pode viabilizar um aumento na capacidade de escoamento de energia renovável no Nordeste e diminuir a dependência exclusiva de obras de transmissão estruturantes de maior porte, oferecendo uma solução mais ágil para reduzir o *curtailment* das usinas de regiões críticas, notadamente conectadas no Ceará e no Rio Grande do Norte.

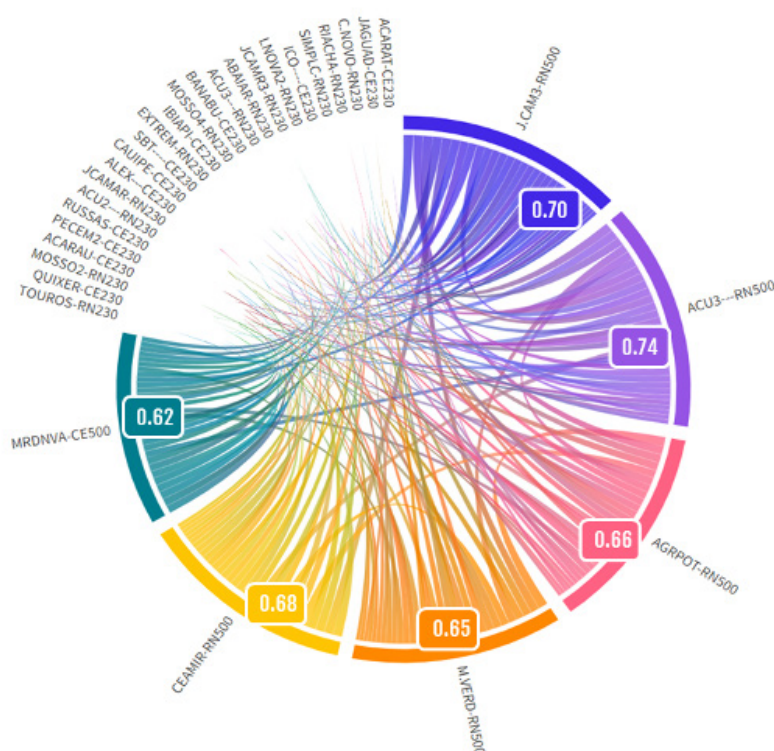


Figura 9.10 – *Multi-Infeed Interaction Factor*(MIIF) calculado nas principais subestações avaliadas

## Resultados:

Nesta seção, é apresentada a aplicação da metodologia desenvolvida aos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, com o objetivo de demonstrar, de forma prática, sua eficácia na identificação das subestações estratégicas para a implantação de compensadores síncronos. A análise é baseada nos parâmetros SCC, SCR e MISCR, complementada por simulações de estabilidade transitória.

Para ilustrar os princípios da abordagem proposta, foi adotado o horizonte de estudo de dezembro de 2028, desconsiderando as obras estruturantes licitadas nos leilões de 2024. Essa abordagem prioriza a implantação de compensadores síncronos exclusivamente em subestações existentes, visando evitar custos de arrependimento decorrentes de possíveis atrasos na entrada em operação de subestações futuras e viabilizar uma eventual antecipação dos CSs, permitindo que seus benefícios sejam aproveitados de forma antecipada. A seguir, são apresentadas as três primeiras iterações do método, com destaque para os valores obtidos nos principais indicadores. Os cenários analisados são caracterizados por elevados despachos de geração renovável variável na região Nordeste.

## Caso Base (Situação Inicial - Sem Compensadores Síncronos)

Na condição inicial, foram calculados os índices de robustez das subestações da região analisada (Rio Grande do Norte e Ceará). As subestações com os menores índices, correspondendo às barras mais fracas da região, foram ranqueadas com base em dois critérios: inicialmente, as subestações são ordenadas do menor para o maior SCR; em seguida, a classificação leva em conta o MISCR, também do menor para o maior. Essa análise, apresentada na Tabela 9.1, permite identificar as barras potencialmente mais críticas e prioritárias para a instalação de compensadores síncronos.

<b>Caso 00: Caso Base (s/ CS)</b>	<b>SCC (MVA)</b>	<b>SCR (Nominal)</b>	<b>SCR (Despacho)</b>	<b>MISCR (Nominal)</b>	<b>MISCR (PO)</b>
<b>Açu III 500 kV</b>	7562,68	1,583	6,139	0,235	0,882
<b>João Câmara III 500 kV</b>	6930,08	3,123	12,706	0,223	0,839
<b>Ceará Mirim II 500 kV</b>	7019,41	4,516	17,811	0,231	0,866
<b>Jaguaruana II 500 kV</b>	5753,53	-	-	0,241	0,918
<b>Quixadá 500 kV</b>	6286,37	-	-	0,263	0,964
<b>Milagres II 500 kV</b>	10594,02	-	-	0,278	0,920
<b>Pacatuba 500 kV</b>	7242,87	-	-	0,316	1,175
<b>Fortaleza II 500 kV</b>	7308,61	-	-	0,318	1,183



Tabela 9.1 – Índices de robustez obtidos nas subestações avaliadas

Os índices  $SCR_{Nominal}$  e  $MISCR_{Nominal}$  foram calculados com base na potência instalada nominal das usinas, enquanto os parâmetros  $SCR_{Despacho}$  e  $MISCR_{Despacho}$  foram determinados considerando os valores de despacho das usinas no caso analisado. Ressalta-se que não foi possível calcular os valores de SCR para as subestações Jaguaruana II, Quixadá, Milagres II, Pacatuba e Fortaleza II, 500 kV, uma vez que não há geração diretamente conectada a essas barras.

Com base nos índices observados e no desempenho do sistema frente às simulações de estabilidade dinâmica realizadas, as subestações João Câmara III, Ceará Mirim II e Açu III, 500 kV, destacaram-se como as mais promissoras para a instalação de compensadores síncronos, devido ao impacto potencial desses equipamentos na melhoria dos índices de robustez e nas margens de estabilidade do sistema.

## 1ª Iteração (Identificação da SE para o 1º compensador síncrono)

Foram realizados incrementos adicionais de escoamento de potência ativa na região. Em seguida, avaliou-se o impacto da implantação de um CS, de forma individualizada, em cada uma das três subestações candidatas. Os índices recalculados estão apresentados na Tabela 9.2.

Os resultados indicaram que a instalação de 01 CS em qualquer uma das três subestações analisadas proporciona um ganho semelhante, em torno de 160 MW, no escoamento das usinas da região. Contudo, a implantação do CS na SE Açu III 500 kV apresentou um desempenho dinâmico superior, reforçando as margens de estabilidade de tensão e destacando-se como a opção mais promissora para a instalação do primeiro reforço.

<b>Caso 01: 01 CS</b>	<b>SCC (MVA)</b>	<b>SCR (Nominal)</b>	<b>SCR (Despacho)</b>	<b>MISCR (Nominal)</b>	<b>MISCR (Despacho)</b>
<b>Açu III 500 kV</b>	8525,74	1,784	6,611	0,264	0,959
<b>João Câmara III 500 kV</b>	7445,81	3,355	12,963	0,245	0,896
<b>Ceará Mirim II 500 kV</b>	7454,6	4,796	17,963	0,257	0,932

Tabela 9.2 – Índices obtidos nas subestações candidatas considerando 01 CS na SE Açu III 500 kV

## 2ª Iteração (identificação da SE para o 2º compensador síncrono)

De forma semelhante à primeira iteração, foram recalculados os índices SCC, SCR e MISCR, desta vez considerando a presença de um CS na SE Açu III 500 kV, e identificadas as subestações candidatas à instalação de um segundo CS. Novamente, foram simulados pontos de operação com o aumento do escoamento de geração renovável variável na região, avaliando-se o ganho de potência proporcionado pelo novo equipamento nas subestações promissoras. Os resultados estão resumidos na Tabela 9.3, apresentada a seguir.

<b>Caso 02: 02 CS</b>	<b>SCC (MVA)</b>	<b>SCR (Nominal)</b>	<b>SCR (Despacho)</b>	<b>MISCR (Nominal)</b>	<b>MISCR (Despacho)</b>
<b>Açu III 500 kV</b>	9482,12	1,984	7,193	0,285	1,029
<b>João Câmara III 500 kV</b>	7911,01	3,565	13,45	0,271	0,809
<b>Ceará Mirim II 500 kV</b>	7838,0	5,043	18,434	0,281	1,006

Tabela 9.3 – Índices obtidos nas subestações candidatas considerando 02 CS na SE Açu III 500 kV

Constatou-se, novamente, um ganho de despacho semelhante, quando avaliada a implantação de um 2º CS nas SEs João Câmara III, Açu III ou Ceará Mirim II, 500 kV. Porém, a implantação desse equipamento na SE Açu III 500 kV demonstrou, mais uma vez, um melhor desempenho dinâmico em relação às demais, reafirmando sua posição como a escolha mais vantajosa do ponto de vista sistêmico.

## 3ª Iteração (identificação da SE para o 3º compensador síncrono)

O processo foi repetido até a 3ª iteração. Os índices calculados continuaram apontando as mesmas barras como as mais promissoras e os ganhos de despacho mantiveram-se em níveis similares ao avaliar a implantação de um 3º CS nas subestações. Entretanto, desta vez, a implantação de um novo equipamento na SE João Câmara III 500 kV apresentou um desempenho dinâmico superior, sendo a escolha mais eficiente para a instalação desse reforço. A Tabela 9.4 apresenta os valores consolidados dos índices ao final dessa iteração, considerando a presença de 03 CS na rede de transmissão. Ao final dessa etapa, observou-se um ganho total acumulado de cerca de 500 MW de escoamento adicional de geração renovável variável.

O exemplo prático apresentado demonstra de forma clara e objetiva a aplicabilidade e a eficácia da metodologia desenvolvida. Os valores dos índices SCC, SCR e MISCR melhoraram gradativamente, refletindo um aumento da força do sistema. Essa abordagem permite um incremento das margens de estabilidade da rede de transmissão e possibilita uma redução das restrições relacionadas ao escoamento de geração renovável variável, especialmente em cenários críticos.

<b>Caso 03: 03 CS</b>	<b>SCC (MVA)</b>	<b>SCR (Nominal)</b>	<b>SCR (Despacho)</b>	<b>MISCR (Nominal)</b>	<b>MISCR (Despacho)</b>
<b>Açu III 500 kV</b>	10092,9	2,112	7,493	0,308	1,092
<b>João Câmara III 500 kV</b>	8872,9	3,998	14,722	0,301	1,058
<b>Ceará Mirim II 500 kV</b>	8569,75	5,513	19,664	0,310	1,090

Tabela 9.4 – Índices obtidos nas subestações candidatas considerando 02 CS na SE Açu III 500 kV e 01 CS em João Câmara III 500 kV



A figura 9.11, a seguir, ilustra o comportamento da tensão na SE Açú III 500 kV em dois cenários: (i) sem a presença de compensadores síncronos; e (ii) com a implantação de dois CS na SE Açú III e um CS na SE João Câmara III, 500 kV. No primeiro cenário, após a eliminação do curto-circuito, observou-se colapso de tensão, em face da não recuperação da tensão na SE Açú III 500 kV, considerando um fator de capacidade médio de 44% nas usinas da região analisada (curva vermelha). Já no segundo cenário, com os três CS instalados (02 CS na SE Açú III 500 kV e 01 CS em João Câmara III 500 kV), as simulações mostraram que, após a eliminação do defeito, o sistema apresentou um desempenho dinâmico adequado, atendendo a todos os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, mesmo com o aumento do fator de capacidade das usinas para 47% (curva verde).

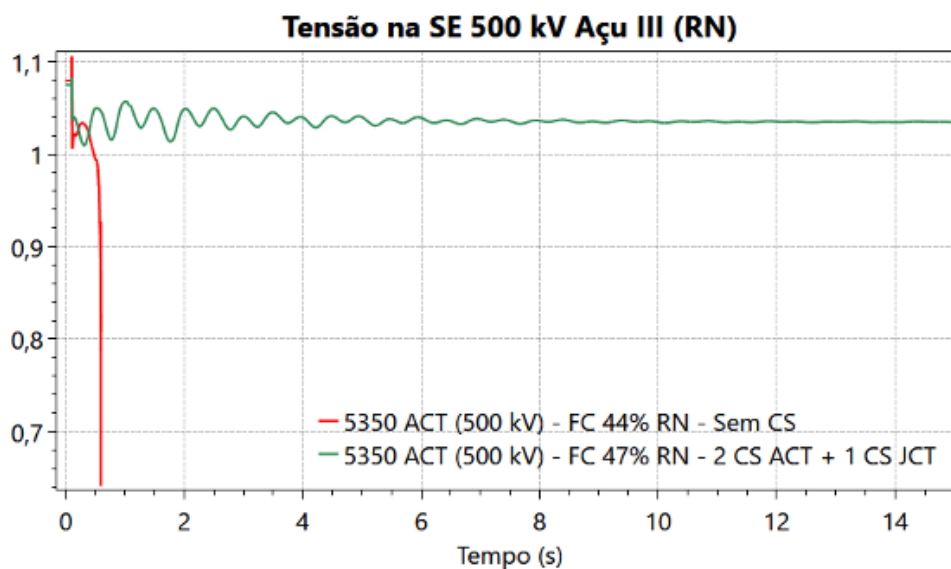


Figura 9.11 – Comportamento da tensão na SE Açú III 500 kV sem e com a presença dos CS propostos

Apesar da contribuição significativa dos três primeiros CS na redução das restrições de escoamento de geração e no aumento da robustez da rede, os problemas de natureza dinâmica na região ainda não serão completamente solucionados, ou seja, a instalação de apenas 3 CS não garante o escoamento pleno do montante de geração que já possui contrato de uso do sistema de transmissão na região. No entanto, eles desempenham um papel crucial no aprimoramento da segurança do sistema e podem contribuir para a mitigação das restrições de geração renovável da região.

A metodologia será reaplicada com base nas atualizações da Base de Dados para Estudos de Estabilidade Eletromecânica. Esse processo permitirá avaliar a necessidade de novos reforços, adaptando-os à evolução da rede e do parque gerador renovável da região. É importante destacar que os três primeiros CS representam medidas emergenciais, essenciais e prioritárias para enfrentar os desafios atuais do sistema de transmissão do Ceará e do Rio Grande do Norte, contribuindo para o aprimoramento do desempenho dinâmico dessa região dominada por recursos conectados via inversores.

## Conclusão:

A metodologia proposta pelo ONS para a instalação estratégica de compensadores síncronos na região Nordeste mostrou-se eficaz em aprimorar a segurança elétrica do sistema e aumentar a capacidade de escoamento de geração renovável variável. A instalação de Compensadores Síncronos, orientada pela metodologia baseada na combinação de índices de SCR, MISCR, MIIF e simulações de estabilidade, representa uma solução eficiente para os desafios que acompanham o crescimento das fontes renováveis no SIN. A escolha estratégica dos pontos de instalação dos CS permite maximizar os benefícios desses dispositivos, reforçando as subestações mais vulneráveis e proporcionando um suporte dinâmico de potência reativa eficiente para o SIN. Os resultados iniciais indicam que a instalação de CS nos pontos críticos pode aliviar as restrições de

escoamento, permitindo um aproveitamento mais eficiente da capacidade instalada de geração renovável. Além disso, a metodologia é adaptável e pode ser aplicada a outras regiões com características semelhantes.

Por fim, é importante destacar que a adoção de compensadores síncronos é uma solução que se harmoniza com as futuras expansões voltadas ao escoamento de geração renovável no Nordeste, seja para outras regiões, seja para o atendimento de grandes blocos de carga na própria região. Essa estratégia fortalece o suporte dinâmico em uma área amplamente dominada por recursos baseados em inversores, contribuindo de forma decisiva para a segurança e resiliência do SIN diante dos desafios e incertezas em curso no Setor Elétrico Brasileiro.

## Referência:

- [1] IEC, "Dynamic Characteristics of Inverter-based Resources in Bulk Power Systems - Part 1: Interconnecting Inverter-based Resources to Low Short Circuit Ratio AC Networks," IEC TR 63401-1 Ed. 1.0, Nov. 2022. ISBN: 978-8322-6143-9.
- [2] Cigre, "Connection of Wind Farms to Weak AC Networks," Working Group B4.62, Cigre Technical Brochure No. 671, Paris, Dec. 2016.
- [3] B. Badrzadeh and Z. Emin, "Power System Dynamic Modelling and Analysis in Evolving Networks," Cigre Study Committee C4: Power System Technical Performance, Paris, Mar. 2024.
- [4] Cigre, "Systems With Multiple DC Infeed," Working Group B4.41, Cigre Technical Brochure No. 364, Paris, Dec. 2008.
- [5] ONS, Relatório nº RAP-ONS 00012/2023, "Relatório de Análise de Perturbação – RAP – Análise da Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min", outubro de 2023.

SUMÁRIO EXECUTIVO

# PAR/PEL 2024

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2025 - 2029



Gerência Executiva de Planejamento Elétrico - PL

Diretoria de Planejamento - DPL

Operador Nacional do Sistema Elétrico

