



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIANA DOS SANTOS SOARES

**ANÁLISE DAS MUDANÇAS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA BRASILEIRO EM FUNÇÃO
DO SIGNIFICATIVO AUMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E
EÓLICA NO NORDESTE**

Recife
2024

MARIANA DOS SANTOS SOARES

**ANÁLISE DAS MUDANÇAS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA BRASILEIRO EM
FUNÇÃO DO SIGNIFICATIVO AUMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA E EÓLICA NO NORDESTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Vicente Ribeiro Simoni

Coorientador(a): Prof. Augusto Cesar Cavalcanti de Oliveira

Recife
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Soares, Mariana dos Santos .

Análise das mudanças na operação do sistema brasileiro em função do
significativo aumento da geração distribuída fotovoltaica e eólica no Nordeste /
Mariana dos Santos Soares. - Recife, 2024.

71 : il., tab.

Orientador(a): Vicente Ribeiro Simoni

Coorientador(a): Augusto Cesar Cavalcanti de Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2024.

Inclui referências.

1. Confiabilidade da operação. 2. Estabilidade. 3. Geração eólica. 4. Geração
fotovoltaica. 5. Inércia. I. Simoni, Vicente Ribeiro. (Orientação). II. Oliveira,
Augusto Cesar Cavalcanti de. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

MARIANA DOS SANTOS SOARES

**ANÁLISE DAS MUDANÇAS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA BRASILEIRO EM
FUNÇÃO DO SIGNIFICATIVO AUMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA E EÓLICA NO NORDESTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 17/10/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. M.Sc. Valdemar Moreira Cavalcante Junior (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho a minha avó, Dona Neli, que sempre me ensinou o valor da educação e que em vida vibrou a cada passo da minha formação acadêmica.

AGRADECIMENTOS

A jornada da graduação em Engenharia Elétrica foi árdua e a finalização na realização neste trabalho de conclusão de curso não foi diferente, primeiramente agradeço aqueles que me apararam nas noites sem dormir, momentos angustiantes e que sempre me motivaram e acreditaram no meu potencial: Ivo e Maria José, meus pais.

Agradeço a minha mãe, que desde que ingressei na vida escolar se fez presente, que vivenciou comigo o meu vestibular como se também fosse o dela e que me incentivou nesta graduação deste o momento em que viu meu nome no listão até o último dia de elaboração deste trabalho.

Um agradecimento mais que especial ao meu pai que me ajudou imensamente na elaboração do TCC deste o primeiro dia. Escolha do tema, revisão de cada rascunho, discussões sobre assuntos abordados e uma motivação ímpar da maior referência de engenheiro eletricitista que eu tenho.

Agradeço as minhas amigas de longa data Beatriz, Carol, Duda, Letícia, Mariana e Nathália que mesmo de longe vibraram as alegrias de cada etapa avançada e me abraçaram durante os momentos de dificuldades. Um agradecimento especial a Clarissa, por me acompanhar nos primeiros anos de curso e ser meu grande suporte durante a faculdade e na realização deste trabalho, disponibilizando um pouco do seu tempo para me ajudar sempre que fosse preciso.

Agradeço às amigas que fiz durante a faculdade, Isabella e Marcela, por sempre estarem comigo desde o 1º período dividindo as felicidades e os desafios da formação em engenharia.

Agradeço a equipe da KG, que mesmo durante dias turbulentos de trabalho me tiraram um sorriso e me apoiaram na conclusão deste trabalho, sempre disponíveis para me auxiliar.

Agradeço aos meus orientadores Vicente Simoni e Augusto de Oliveira, por aceitarem estar na construção deste trabalho comigo e por todas as conversas, reuniões, correções e contribuições ao longo do desenvolvimento deste estudo.

E por fim agradeço a Universidade Federal de Pernambuco, onde sempre sonhei em estudar, por me desenvolver academicamente, profissionalmente e pessoalmente durante esses anos de graduação.

RESUMO

As gerações fotovoltaica e eólica estão em constante expansão na matriz elétrica do Brasil, sobretudo no Nordeste, influenciando profundamente no futuro da operação do setor elétrico brasileiro. O evento de perturbação ocorrido em 15/08/2023, que ocasionou o acionamento do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), evidenciou uma fragilidade na confiabilidade da operação do sistema e destacou as condições atuais entre carga e geração em que o Operador Nacional do Sistema (ONS) atua e adversidades que irão agravar-se nos próximos anos com o aumento da inserção de geração variável no sistema. Posto isto, este trabalho teve como objetivo realizar uma análise sobre a eficiência dos atuais esquemas de controle de estabilidade da operação, apresentando como objeto de estudo o evento do dia 15/08/2023, a fim de apontar oportunidades de implementação de equipamentos que podem ser adotados para garantir a confiabilidade da operação do sistema. Com suporte de dados do ONS, sobre previsões futuras da rede e relatório sobre o evento de atuação do ERAC, e apoiado em conhecimentos teóricos de estabilidade do sistema ao final deste trabalho são sugeridas condutas para o fortalecimento da segurança de operação diária do sistema elétrico.

Palavras-chave: Confiabilidade da operação; Estabilidade; Geração eólica; Geração fotovoltaica; Inércia.

ABSTRACT

The solar and wind power generation sectors are continually expanding within Brazil's electrical grid, particularly in the Northeast, profoundly influencing the future operation of the Brazilian electric sector. The disturbance event of August 15, 2023, which triggered the ERAC, highlighted a vulnerability in the reliability of system operations and underscored the current conditions between load and generation in which the ONS operates, as well as the adversities that will worsen in the coming years with the increased integration of variable generation into the system. This study aimed to analyze the efficiency of the current stability control schemes, using the event of August 15, 2023, as a case study, to identify opportunities for implementing equipment that could be adopted to ensure the reliability of system operations. Supported by data from ONS on future network forecasts and reports on the ERAC event, and also based on theoretical knowledge of system stability, this work suggests measures to strengthen the security of daily operation of the electrical system.

Keywords: Inertia; Operational reliability; Solar generation; Stability; Wind power generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Regimes de ventos em escala global.....	18
Figura 2 - Representação gráfica da Brisa de Vale e Brisa de Montanha.....	20
Figura 3 - Mapa de velocidade média anual do vento a 80m de altura (m/s).	21
Figura 4 - Legenda do mapa de velocidade média anual do vento a 80m de altura (m/s).	22
Figura 5 - Esquematisação da movimentação anual do sol nos Solstícios e Equinócios.....	23
Figura 6 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.	23
Figura 7 - Componentes da irradiância solar.....	24
Figura 8 - Normal climatológica de precipitação anual.....	25
Figura 9 - Mapas de médias mensais de irradiação solar no território brasileiro.....	26
Figura 10 - Turbinas eólicas esquematizadas. a) DFIG, b) <i>Full Converter</i>	29
Figura 11 - Painéis fotovoltaicos esquematizados.	29
Figura 12 - Curva $Q \times V$	30
Figura 13 - Relação entre a transferência de potência e o ângulo da tensão: Mudanças de potência e tensão antes e pós falta.	34
Figura 14 - Curva Pato de Carga Líquida.....	36
Figura 15 - Comparação da Curva Pato entre as estações.	37
Figura 16 - Exportações e importações de energia do 1º quadrimestre de 2024.....	39
Figura 17 - Exportações e importações de energia, por mês, do 1º quadrimestre de 2024.	39
Figura 18 - Cortes de geração solar por mês.....	40
Figura 19 - Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023.	42
Figura 20 - Fluxo de potência prévio à LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II.	43
Figura 21 - Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação.	44
Figura 22 - Perfil de tensão presente na simulação de transitório eletromecânicos na área de influência da perturbação.	45
Figura 23 - Progressão da tensão durante a ocorrência do evento.....	46

Figura 24 - Progressão da frequência durante a ocorrência do evento.....	46
Figura 25 - Frequência do Norte e Sudeste durante o evento.	47
Figura 26 - Configuração de rede das interligações no momento da separação do Subsistema Norte do SIN.....	47
Figura 27 - Comportamento da frequência durante religamentos da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II.....	48
Figura 28 - Evolução da oscilação de frequência nos subsistemas durante o evento de 15/08/2023.	49
Figura 29 - Sistema de gerador conectado a carga.	50
Figura 30 - Frequência, ângulo do rotor e potência sincronizante durante operação normal.	52
Figura 31 - Sistema de gerador conectado a carga com aplicação de degrau nos valores de potência.	53
Figura 32 – Respostas da simulação com aplicação de perturbação permanecendo na estabilidade.	54
Figura 33 - Respostas da simulação com aplicação de perturbação mais severa, promovendo caso de instabilidade.	55
Figura 34 - Evolução da carga máxima no SIN.	59
Figura 35 - Vazões Naturais Afluentes Médias Mensais em (% MLT) das Usinas Amazônicas.....	61
Figura 36 - Afluência Média no Reservatório de Sobradinho x Regime de Geração Eólica na Região Nordeste Médio Verificado em 2016.	61
Figura 37 - Interligação Norte/Nordeste, Norte-Sul e Sudeste/CO-Nordeste - Localização Geográfica - Horizonte 2028.	62
Figura 38 - Evolução do FNEN, FNESE e ExpNE em MW.	63
Figura 39 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO – Dia Útil - Período Diurno (MW) 8:00h - Base Elétrica.	64
Figura 40 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO - Dia Útil - Período Diurno (MW) 13:00h - Base Elétrica.	64
Figura 41 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO – Dia Útil Período Noturno (MW) 20:00h - Base Elétrica.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Velocidade média anual nas sete regiões perfiladas pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.....	19
Tabela 2 - Capacidade instaladas de recursos renováveis.....	36
Tabela 3 - Estágios e Percentuais de cortes praticados pelo ERAC durante o dia 15/08/2023.	50
Tabela 4 - Ajustes do ERAC por região.	57
Tabela 5 - Evolução da matriz energética 2023 – 2027 (GW).....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CISO	<i>California Independent System Operator Corporation</i>
CPUC	<i>California Public Utilities Commission</i>
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
ENBPar	Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Cargas
EXPNE	Exportação Nordeste
FACTS	Sistema de Transmissão Flexível em Corrente Alternada
FNEN	Fluxo Nordeste/Norte
FNESE	Fluxo Nordeste/Sudeste
LT	Linha de Transmissão
MMGD	Micro e Minigeração Distribuídas
N	Norte
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR/PEL	Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PPS	Proteção Contra a Perda de Sincronismo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
ROCOF	Taxa de Mudança de Frequência
SE	Subestação
SE-CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIG	Sistema de Gerenciamento Interno
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOFT	<i>Switch Onto Fault</i>
STATCOM	Compensadores Síncronos Estáticos
SVC	Compensador VAR Estático

LISTA DE SÍMBOLOS

Δ	Delta
φ	Pi
π	Pi
σ	Sigma
θ	Teta

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral.....	15
1.1.2	Específicos	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	O POTENCIAL DA GERAÇÃO EÓLICA NO NORDESTE	17
2.2	O POTENCIAL DA GERAÇÃO SOLAR NO NORDESTE	22
2.3	O IMPACTO DAS GERAÇÕES SOLARES E EÓLICAS NA ESTABILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA	27
2.3.1	Conceito de Estabilidade	27
2.3.2	Estabilidade de tensão	30
2.3.3	Estabilidade de frequência	31
2.3.4	Estabilidade angular	33
2.4	CURVA PATO: CASO CALIFÓRNIA.....	35
3	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	41
3.1	RISCOS DA OPERAÇÃO: REVISÃO DA OCORRÊNCIA DO DIA 15/08/2023.....	41
3.2	PERDA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA: SIMULANDO DESBALANÇO ENTRE CARGA E GERAÇÃO.....	50
3.3	ALTERAÇÕES PÓS-ERAC PARA AUMENTO DE CONFIABILIDADE NA OPERAÇÃO DIÁRIA	55
3.4	O FUTURO DA ESTABILIDADE DE OPERAÇÃO DO SIN	58
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	66

1 INTRODUÇÃO

Na sociedade contemporânea, a energia elétrica ocupa um papel de extrema importância para o funcionamento pleno da comunidade, de maneira que o Estado Brasileiro apresenta um trato atento à toda malha de geração, transmissão e distribuição até os cidadãos, bem como o modo de efetuar a operação para evitar falhas no abastecimento.

No Brasil, a maior fonte de produção de energia elétrica é a hidráulica. Marcada pelo seu grande potencial, devido às características hidrográficas do país, a hidroeletricidade se desenvolveu como a fonte de melhor custo operacional. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil possui um potencial de geração hidrelétrica de 172 GW, dos quais atualmente cerca de 60% deles são utilizados (EPE, 2024).

O desenvolvimento energético brasileiro das últimas décadas tem convergido a uma tendência global de geração de energia elétrica, a adoção das fontes renováveis. Programas de incentivo governamentais como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), realização de leilões de energia renováveis e o crescimento da comercialização de energia incentivada associado ao grande potencial de produção eólica e solar no país culminaram em uma expansão das fontes de energia que atualmente somam 10,8 GW em usinas solares e 27,4 GW em usinas eólicas, equivalentes a 5% e 12,8%, respectivamente, da capacidade de geração instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS, 2024).

Na Região Nordeste, é evidente um aumento de empreendimentos de grande centrais geradoras eólicas e solares fotovoltaicas, uma vez que a região possui bons índices solarimétricos e anemométricos. Entretanto, a maneira de operar essas fontes não é a mesma, visto que, enquanto usinas hidrelétricas são fontes despacháveis e que possuem um controle de parâmetros como magnitude da tensão e frequência, as usinas eólicas e solares são classificadas como gerações variáveis, não apresentando a mesma flexibilidade de operação.

As recentes projeções de expansão elétrica apontam para um futuro da matriz elétrica brasileira com maior participação de gerações renováveis baseadas em

usinas eólicas e fotovoltaicas, alterando o perfil da geração do país e diretamente impactando a maneira de operação diária. No entanto, eventos recentes, como a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em 15 de agosto de 2023, indicam a necessidade de avaliar se o sistema de operação brasileiro está adequadamente preparado para lidar de forma segura com a integração massiva dessas fontes renováveis.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar o impacto do crescimento da geração renovável variável no Nordeste na confiabilidade de operação diária do sistema elétrico brasileiro.

1.1.2 Específicos

Analisar a ligação entre a operação das fontes variáveis e a ocorrência da atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas - ERAC no dia 15 de agosto de 2023.

- Analisar a eficiência dos atuais esquemas de controle de estabilidade do sistema elétrico em operação normal e contingências identificando oportunidades de implementação de equipamentos para a abordagem dos desafios advindos do crescimento da geração renovável.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho de conclusão de curso é organizado nos seguintes capítulos:

- Capítulo 2: Neste capítulo, será abordado uma breve revisão bibliográfica sobre o potencial de geração eólica e solar no Nordeste. Além disso, o impacto que as gerações variáveis promovem na estabilidade do sistema e como a Califórnia vem lidando na última década com o crescimento da geração solar e suas repercussões.

- Capítulo 3: Este capítulo abordará uma revisão sobre o evento de atuação do ERAC em 15/08/2023 e suas consequências na operação diária do SIN, apresentando uma simulação em Simulink para demonstrar como a perda de equilíbrio entre geração e carga provoca uma perda de estabilidade na frequência. Ademais, será apresentado as projeções para o futuro do SIN e como elas afetam a confiabilidade de operação dele.
- Capítulo 4: Neste capítulo, as conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho serão apresentadas e, além delas, as sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O POTENCIAL DA GERAÇÃO EÓLICA NO NORDESTE

O vento, matéria prima da geração eólica, surge a partir da interação térmica entre a atmosfera e a superfície terrestre. Este processo acontece a partir da tentativa de equilíbrio de temperatura que as massas de ar apresentam entre o ar quente, responsável por provocar regiões de baixa pressão, e o ar frio, causador de zonas de altas pressões (GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2022).

Desde a década de 1970, a geração eólica é material de estudo dentro do planejamento da matriz elétrica do Brasil e, neste período, o Instituto de Atividades Espaciais montou um banco de dados de medições anemométricas nos aeroportos pelo país para mapear quais localidades apresentavam ventos de maiores velocidades. Nos anos seguintes, mais projetos pilotos foram realizados até a instalação das primeiras usinas eólicas na década de 1990 (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

A criação do PROINFA em 2002 foi um grande avanço para a expansão da geração eólica. A proposta era aumentar a participação de outras modalidades de geração elétrica renováveis, além das hidrelétricas, no SIN. O programa implementou 52 usinas eólicas, equivalentes a um acréscimo de 1.282,52 MW de potência instalada na matriz brasileira (ENBPARG, 2024). A expansão da matriz eólica no Brasil desde então continuou em ascensão, conforme relatado no PAR/PEL de 2023, considerando os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinados, há uma previsão de crescimento para atingir um total de 38,18 GW de potência instalada no SIN até 2027 (ONS, 2024).

A análise do potencial eólico de uma localidade leva em consideração a orientação dos ventos, fator que é fortemente influenciado pela existência da Depressão Equatorial, da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e do Anticiclone Subtropical do Atlântico. A Depressão Equatorial tem sua maior influência no Norte do país e é responsável por gerar uma zona de baixa pressão com ventos fracos por sua extensão, porém em sua seção superior os ventos são constantes de leste ao

nordeste e na fração inferior de leste a sudeste produzindo uma dinâmica de ventos de leste ou nordeste ao norte da Bacia Amazônica e no litoral do Nordeste (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001). Ainda no Norte, temos a ação da ZCIT, uma zona de convergência de ventos alísios, que provém de regiões de alta pressão para a baixa pressão, e o principal sistema gerador de precipitação sobre a região equatorial do Oceano Atlântico. Já abaixo da latitude 10°S, a maior influência vem da ação do sistema de alta pressão do Anticiclone Subtropical Atlântico, ilustrada na Figura 1, que, ao se aproximar do Brasil, provoca ventos mais intensos (GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2022).

Figura 1 - Regimes de ventos em escala global.



Fonte: (ASSOCIADOS, TRUEPOWER, *et al.*, 2013).

Elaborado por Odilon A. Camargo do Amarante, Michael Brower, John Zack e Antonio Leite de Sá, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi divulgado em 2001, com revisão em 2013, com o propósito de transmitir informações sobre as melhores áreas para o aproveitamento eólico-elétrico no Brasil. Neste estudo, conforme é apresentado na Tabela 1, o país foi classificado em sete regiões de perfis diferentes: Bacia Amazônica Ocidental e Central, Bacia Amazônica Oriental, Zona Litorânea Norte-Nordeste, Zona Litorânea Nordeste-Sudeste, Elevações Nordeste-Sudeste, Planalto Central e Planaltos do Sul (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

Tabela 1 - Velocidade média anual nas sete regiões perfiladas pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Regiões	Velocidade média anual
Bacia Amazônica Ocidental e Central	< 3,5m/s
Bacia Amazônica Oriental	< 3,5m/s
Zona Litorânea Norte-Nordeste	5m/s a 9m/s
Zona Litorânea Nordeste-Sudeste	8m/s a 9m/s no RN 3,5m/s a 6m/s no RJ
Elevações Nordeste-Sudeste	6,5m/s a 8m/s
Planalto Central	3m/s a 6m/s
Planaltos do Sul	5,5m/s a 8m/s

Fonte: (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

Conforme apresentado na Tabela 1, a Região Nordeste apresenta as maiores velocidades de ventos, consequentemente, um dos melhores potenciais para geração eólica dentre as regiões do país. Tal parâmetro é resultado do efeito de aspectos relevantes como: localização geográfica, rugosidade e uso do solo, relevo e interações térmicas entre a superfície terrestre e atmosfera (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

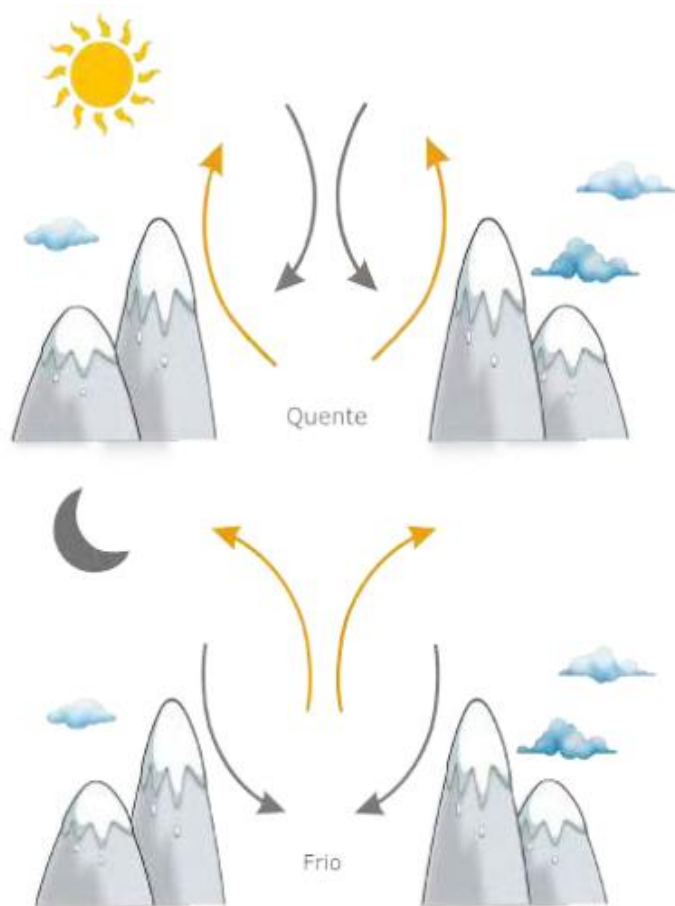
O Nordeste se beneficia de sua localização geográfica, por estar afastado da Depressão Equatorial, próximo ao oceano e sujeito a ação de brisas marítimas. Em termos de rugosidade e uso do solo, por ter uma vegetação menos densa, que gera menos atrito com o solo, o vento tende a ter uma maior velocidade (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

Em relação ao relevo, as regiões de maior altitude, como chapadas e montanhas, durante o dia, recebem facilmente uma intensa radiação solar no topo e perdem a energia térmica à noite. Em oposição, a região de vale funciona de forma contrária com dificuldade para receber radiação solar de dia e para liberar a energia

à noite. Desse modo, conforme representado na Figura 2, são gerados fluxos de energias que provocam diferentes gradientes de pressão em níveis acima da superfície que impulsionam o movimento de circulação do vento (GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2022).

Outro fator significativo para a velocidade do vento no Nordeste é a presença de brisas marítimas, em um fluxo de energia similar ao de montanhas e vales durante o dia, a superfície terrestre aquece mais que o oceano, o que promove o movimento do vento do oceano para o continente gerando as brisas marítimas. No período da noite o sentido se inverte, provocando a brisa terrestre (GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2022).

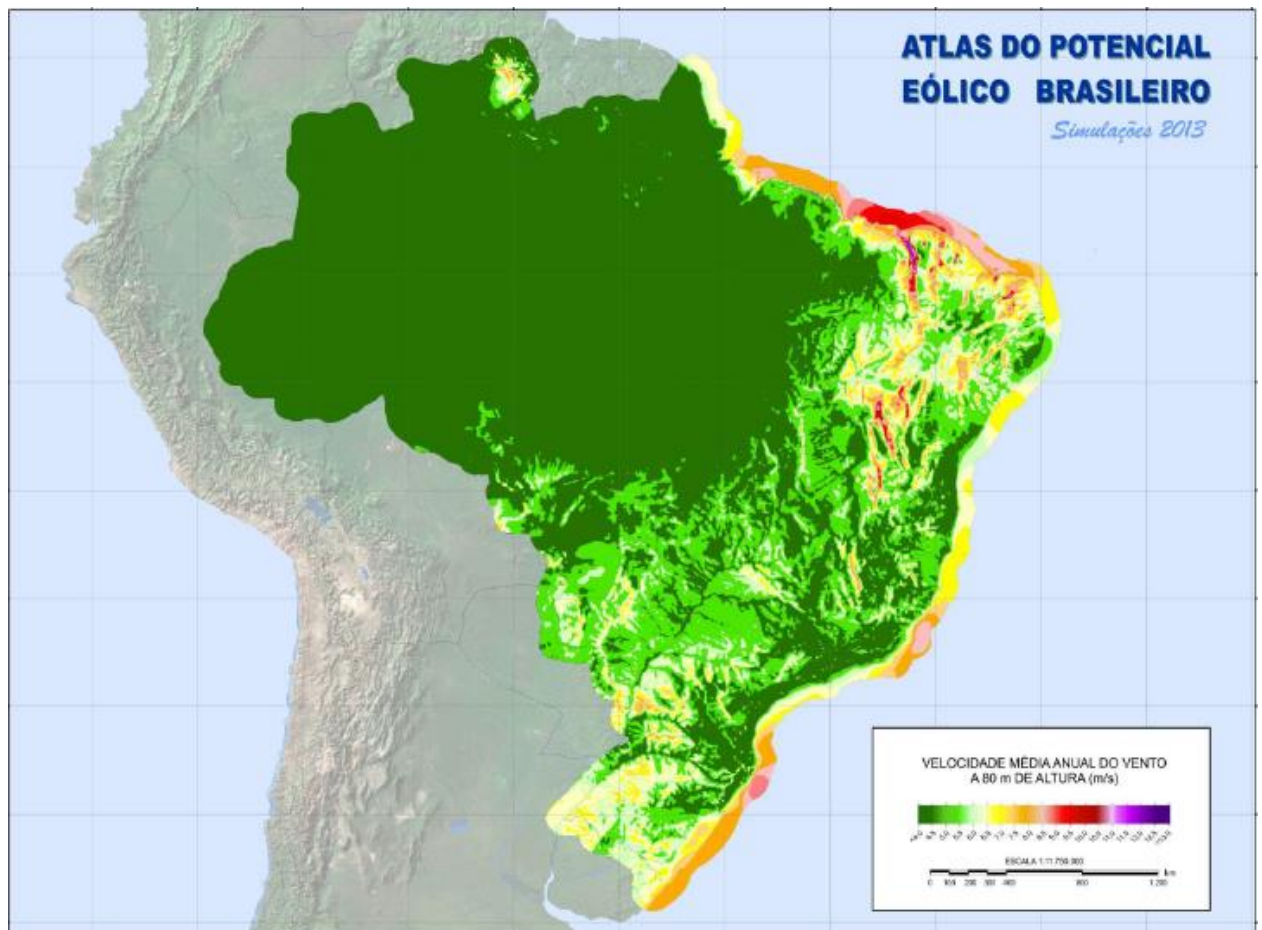
Figura 2 - Representação gráfica da Brisa de Vale e Brisa de Montanha.



Fonte: (GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE, 2022).

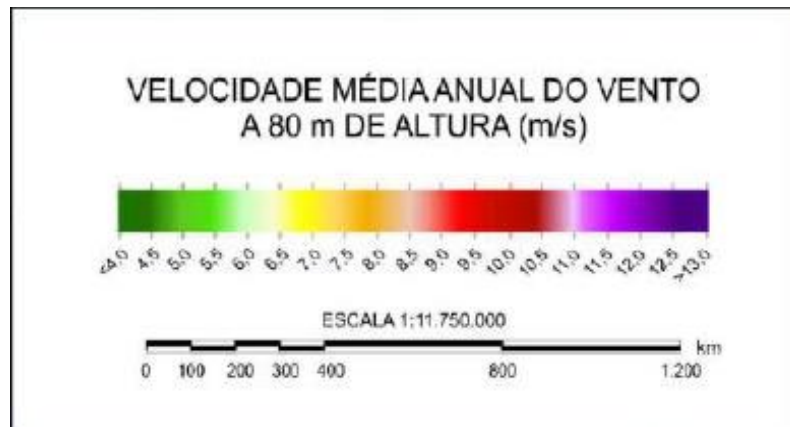
Desta maneira, é possível sintetizar que o perfil das localidades que possuem o maior potencial de geração eólica está em regiões que além de ter influência de sistemas de alta pressão, como é o caso do Anticiclone Subtropical do Atlântico, são áreas com baixa rugosidade próximas ao litoral, onde atuam as brisas marinhas, ou localizadas em grandes altitudes onde ocorrem as compressões verticais, características encontradas no Nordeste do país. Tal afirmação está em consonância com o Mapa de velocidade média anual do vento, ilustrados na Figura 3 e Figura 4. Elaborado em 2013, a simulação foi parte da revisão do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Figura 3 - Mapa de velocidade média anual do vento a 80m de altura (m/s).



Fonte: (NEIVA, DUTRA, *et al.*, 2017).

Figura 4 - Legenda do mapa de velocidade média anual do vento a 80m de altura (m/s).



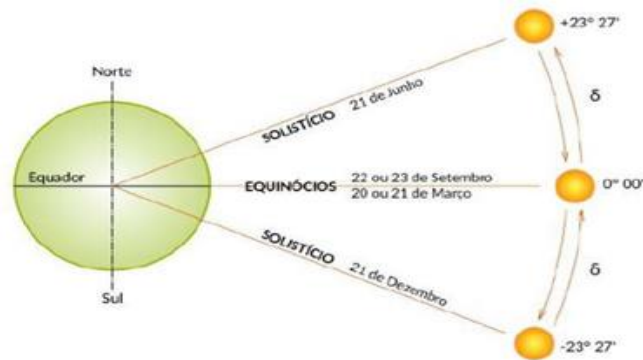
Fonte: (NEIVA, DUTRA, *et al.*, 2017).

2.2 O POTENCIAL DA GERAÇÃO SOLAR NO NORDESTE

A expansão da potência instalada de usinas solares fotovoltaicas no Brasil amplia a cada ano, segundo dados do Ministério de Minas e Energia o ano de 2023 obteve o maior aumento de geração solar na história, com a adição de 3GW ao SIN no período entre janeiro e setembro de 2023. O ONS projeta que até 2027 a matriz elétrica do país tenha 44,22 GW de potência em usinas solares centralizadas (ONS, 2024), tal movimentação do ambiente elétrico brasileiro ocorre devido ao grande potencial de geração solar no território do país.

A energia solar utiliza como sua matéria prima a irradiação solar, fonte que não apresenta perigo de escassez, contudo sua produção não ocorre em períodos noturnos e é fortemente influenciada pelas estações do ano e localização geográfica. Durante o ano ocorrem quatro fenômenos astronômicos que marcam as trocas das estações e influenciam a irradiação solar: Equinócios de primavera e outono, instante em que o Sol cruza o Equador; e Solstícios de verão e inverno, período em que o sol atinge a maior declinação em latitude a partir do Equador, conforme representado na Figura 5.

Figura 5 - Esquematização da movimentação anual do sol nos Solstícios e Equinócios.

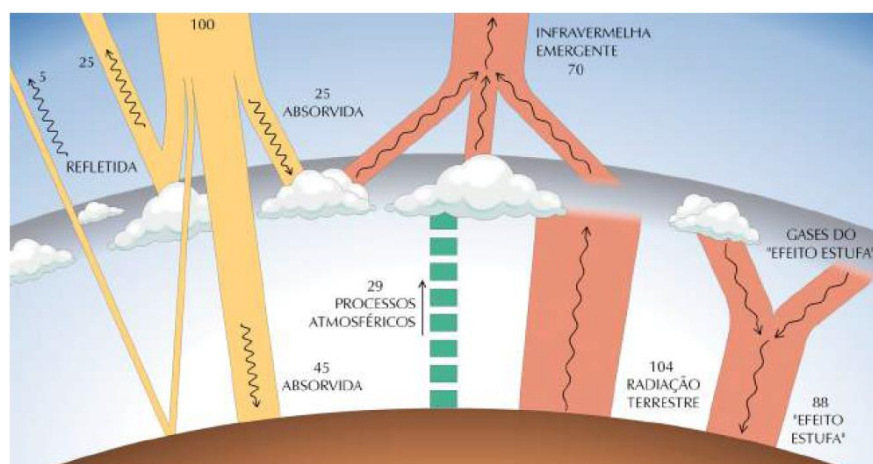


Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Outro fator que interfere na irradiação solar é o ângulo horário solar, que corresponde ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra e varia entre -180° e $+180^\circ$ (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Desta maneira, a geração tem maior eficiência de geração em momentos que o sol está incidindo de forma mais direta sobre a superfície terrestre, diferentemente do começo do dia e fim de tarde, períodos nos quais a incidência solar é mais difusa.

Além dos elementos astronômicos, os processos físicos também geram uma variabilidade da radiação solar na superfície devido aos processos de absorção e espalhamento com os gases da atmosfera e presença de nuvens, essas interações, representadas na Figura 6, promovem um enfraquecimento da intensidade dos raios solares ao chegarem à superfície terrestre (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

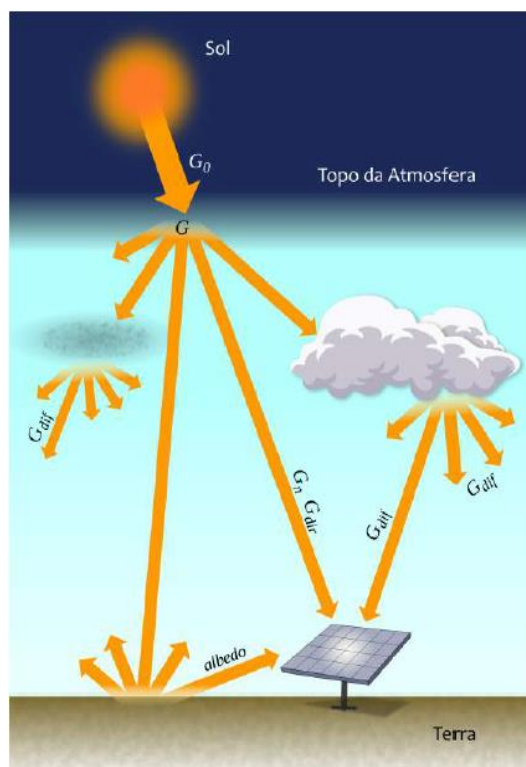
Figura 6 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.



Fonte: (DO AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001).

Isto posto, pode-se classificar que a irradiância solar é composta por uma parcela direta e difusa. Conforme o representado na Figura 7, a irradiância solar direta trata-se da incidência perpendicular do Sol à superfície que não passou por processos de absorção nem espalhamento na interação com os gases da atmosfera em seu percurso até o solo, identificados na imagem pela sigla G_{dir} . De maneira antagônica, a irradiância difusa representa a radiação que origina do espalhamento e atinge a superfície terrestre em diferentes direções, representados na figura pela sigla G_{dif} (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Figura 7 - Componentes da irradiância solar.

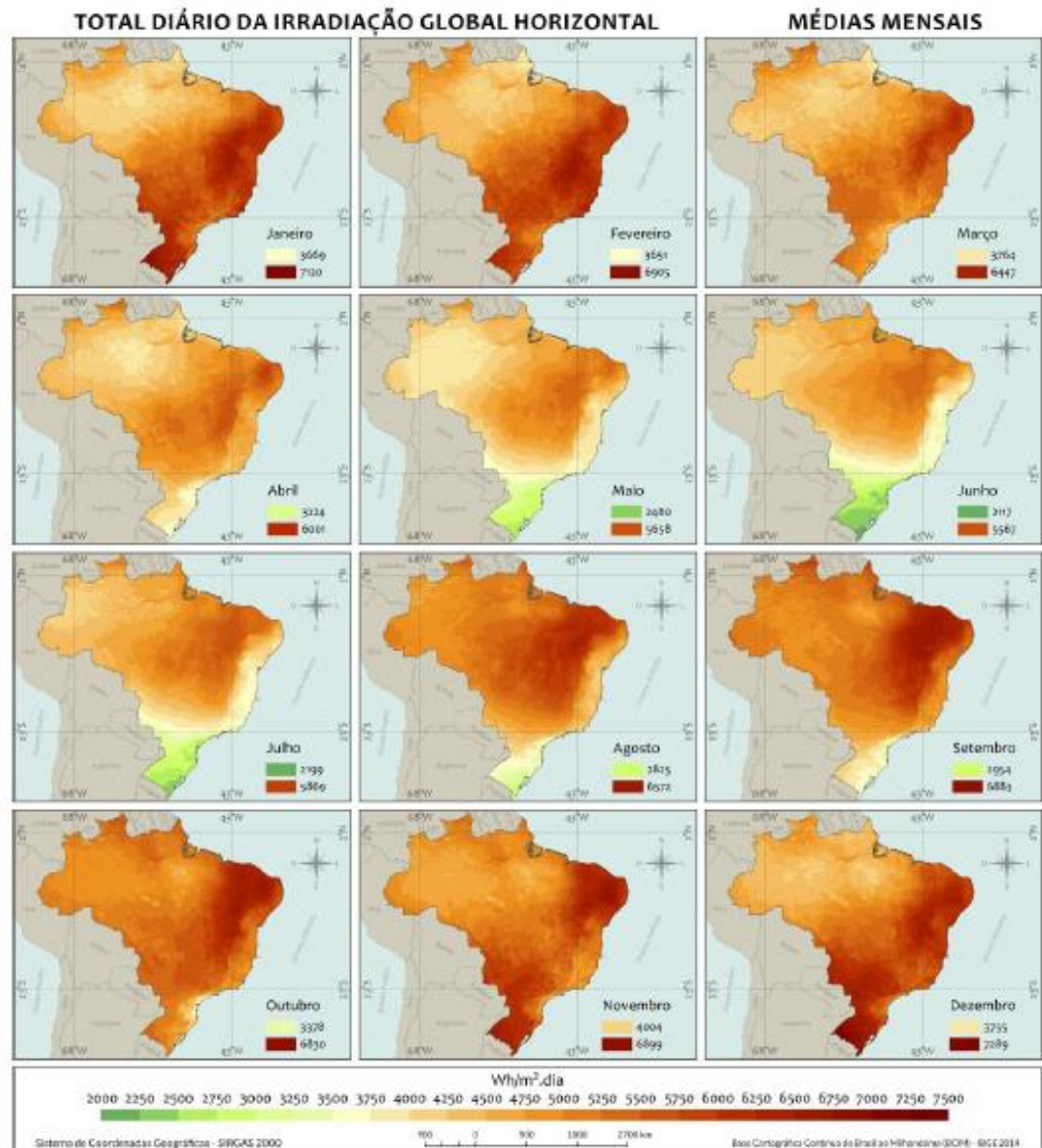


Fonte: (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

Um dos fatores meteorológicos mais importantes na avaliação do potencial de geração solar é o nível de precipitações pluviométricas na localidade durante o ano, uma vez que durante um tempo nublado ou fechado existe uma atenuação da intensidade dos raios solares que chegam às placas fotovoltaicas. A geração solar no Nordeste se beneficia neste elemento, pois, segundo o mapa de precipitação

as estações, diferentemente de locais que estão mais próximos dos polos que apresentam uma incidência solar mais difusa e analogamente menos intensa, e em termos físicos por ter uma média de precipitação anual menor do que em outras regiões.

Figura 9 - Mapas de médias mensais de irradiação solar no território brasileiro.



Fonte: (PEREIRA, MARTINS, et al., 2017).

2.3 O IMPACTO DAS GERAÇÕES SOLARES E EÓLICAS NA ESTABILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Na procura pelos locais de melhor aproveitamento eólico e solar as usinas foram instaladas predominantemente no litoral do Nordeste e em regiões de chapadas, áreas afastadas das cargas, visto que por requisitos de espaço, financeiro e atendimento às normas governamentais eram as opções mais viáveis e atrativas. Entretanto, tal perfil de distanciamento da carga na expansão das usinas promoveu um desafio à operação do sistema elétrico brasileiro em relação à estabilidade, uma propriedade do sistema elétrico de recuperar o estado de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação, mantendo suas variáveis dentro dos limites aceitáveis e o sistema com funcionamento íntegro (CEPEL, 2024).

O crescimento das fontes solar e eólica impactam a estabilidade de diversas maneiras, uma delas é o fato das fontes, que mesmo com o uso de modelos de previsão de geração e consumo locais, podem apresentar um desvio significativo de suas previsões e afetar a programação da operação diária. Dessa maneira, com o aumento da incerteza devido aos desvios das previsões e o comportamento dinâmico incerto, com desligamentos intempestivos por faltas e pequenas alterações na frequência, faz-se necessário o reforço de alternativas que possam suprir a potência requerida e garantir a presença de inércia, provinda do sincronismo de máquinas rotativas (BOLLEN e HASSAN, 2011).

2.3.1 Conceito de Estabilidade

A estabilidade é uma propriedade do sistema elétrico de recuperar um novo estado de equilíbrio de operação após sofrer uma perturbação, mantendo as variáveis de tensão, frequência e angular dentro de limites aceitáveis, de forma que o sistema permaneça íntegro (CEPEL, 2024).

A estabilidade é fortemente afetada pela quantidade energia cinética presente no sistema, definida pela equação:

$$E_{cin} = (1/2) \times J \times w_0^2, \quad (1)$$

em que,

E_{cin} : Energia Cinética (J),

J : Momento de inércia ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$),

w_0 : Frequência angular (rad/s).

Outro fator que influencia na estabilidade do sistema é a quantidade de inércia, que se trata da resistência, em forma de troca de energia cinética, entre máquinas do sistema e a rede para se opor às mudanças de frequências originadas do desbalanço entre carga e geração (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

Em estudos de sistemas de potência, a energia cinética é expressa pela constante de inércia, conforme a equação (BOLLEN e HASSAN, 2011):

$$H = \frac{\left(\frac{1}{2}\right) \times J \times w_0}{S_{nom}}. \quad (2)$$

Na qual,

$$w_0 = 2 \times \pi * 60, \quad (3)$$

em que,

H : Constante de inércia (s),

J : Momento de inércia ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$),

w_0 : Frequência angular (rad/s),

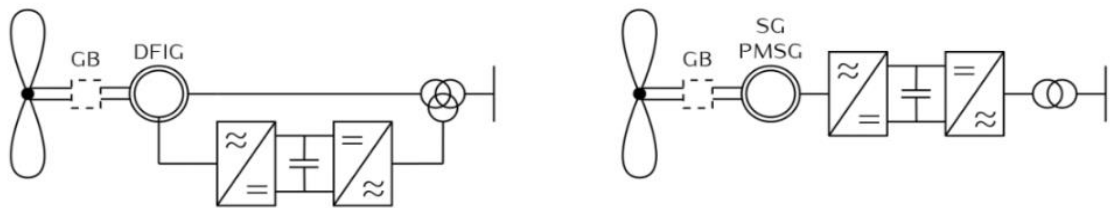
S_{nom} : Potência nominal (W).

Os geradores síncronos armazenam energia cinética em sua massa rotativa e estão diretamente ligados ao sistema. Assim, como resultado, contribuem para a inércia mecânica da rede. A energia cinética é disponibilizada ao sistema em momentos de perturbações, o que o torna menos sujeito a flutuações de frequência em casos de desequilíbrio entre carga e geração (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

Contudo, a expansão da matriz elétrica não engloba apenas geradores síncronos. Em razão de obter uma maior eficiência na produção, turbinas eólicas de velocidade fixa, que eram conectadas diretamente ao sistema e forneciam uma pequena quantidade de inércia, foram substituídas no mercado pelo uso de turbinas de velocidade variável, como os modelos *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) e a *Full Converter*. Conforme esquematizado na Figura 10, a turbina DFIG proporciona

um acoplamento parcial via estator e a Full Converter apesar da presença do Gerador Síncrono a Imãs Permanentes “*Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)*” apresenta a aplicação de um conversor completo estando desacoplada do sistema (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

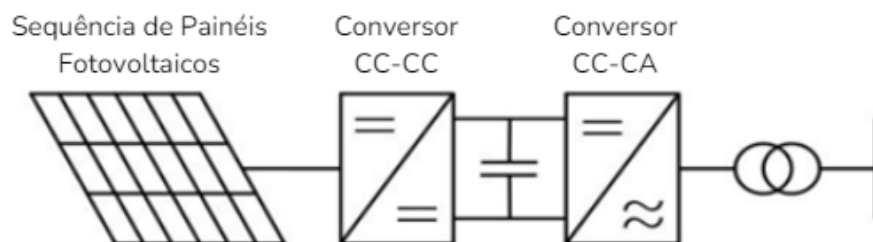
Figura 10 - Turbinas eólicas esquematizadas. a) DFIG, b) *Full Converter*.



Fonte: (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

As usinas solares fotovoltaicas, bem como as usinas eólicas do tipo *full converter*, possuem um desacoplamento de sua geração com o sistema ao produzirem potência com corrente contínua, sendo necessário o uso de conversor de corrente contínua (CC) a corrente alternada (CA), além disto, faz-se o uso de outro conversor CC/CC para regular a tensão a fim de extrair a maior potência possível, como é indicado na Figura 11. A falta de energia cinética de movimentos rotatórios afeta principalmente a estabilidade de tensão, de frequência e angular do sistema (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

Figura 11 - Painéis fotovoltaicos esquematizados.

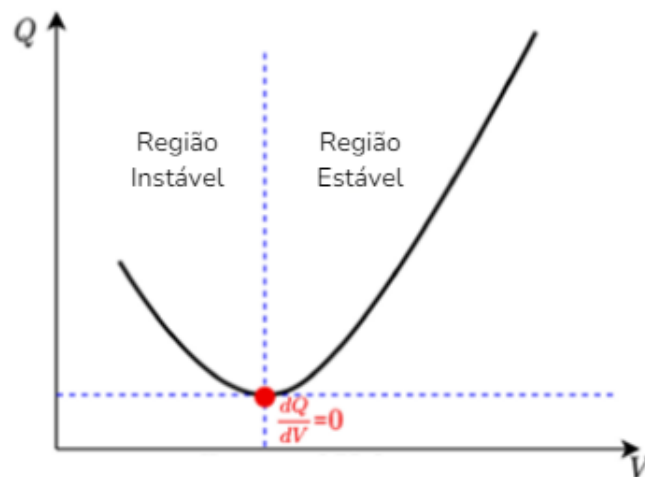


Fonte: Adaptado de (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

2.3.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade na tensão trata da capacidade do sistema manter-se dentro dos limites de tensão apropriados enquanto transporta potência ativa e reativa após ser submetida a um distúrbio (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020). A principal razão para a instabilidade ocorrer é devido à incapacidade do sistema de fornecer a demanda de potência reativa necessária em momentos de desbalanço de carga, desta maneira o critério utilizado para a estabilidade da tensão é a correlação positiva entre tensão e potência reativa, no caso, se a injeção de potência reativa aumenta em uma barra em operação estável, a tensão nesta mesma também aumentará, conforme é descrito na Figura 12.

Figura 12 - Curva Q x V.



Fonte: Adaptado de (LIANG, CHAI e RAVISHANKAR, 2022).

Contudo, a estabilidade da tensão também é influenciada pelos valores de potência ativa no sistema, o fator de potência da carga é relevante e afeta a tensão praticada, conforme é apresentado na seguinte equação (KUNDUR, 1994):

$$P_r = V_r \times I \times \cos \varphi . \quad (4)$$

Na qual,

P_r : Potência fornecida à carga (W),

V_r : Tensão fornecida à carga (V),

I : Corrente (A),

Φ : Ângulo da carga (rad).

2.3.3 Estabilidade de frequência

Já a estabilidade de frequência é baseada no equilíbrio entre a geração e o consumo no sistema (BOLLEN e HASSAN, 2011). As alterações na carga levam a variação no torque elétrico do gerador que entra em desigualdade com o torque mecânico e promove uma variação da velocidade do gerador e uma mudança na frequência.

Algumas equações apontam a correlação que a potência tem com a velocidade e torque de um sistema gerador-carga, logo a alteração de um dessas grandezas repercute no montante das demais. A equação de oscilação da máquina é a equação fundamental que governa as dinâmicas rotacionais das máquinas síncronas em estudos de estabilidade. Ela é definida a partir do desenvolvimento das seguintes equações (OLIVEIRA, 2023):

$$J \frac{d^2\sigma}{dt^2} = T_m - T_e - T_a, \quad (5)$$

$$T_a = D_d \frac{d\sigma}{dt}, \quad (6)$$

$$J w_m \frac{d^2\sigma}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\sigma}{dt}, \quad (7)$$

$$\frac{2H S_{maq}}{w_s} \frac{d^2\sigma}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\sigma}{dt}, \quad (8)$$

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\sigma}{dt^2} = P_m - P_e - P_D, \quad (9)$$

Nas quais,

J : Momento de inércia ($\text{kg}\cdot\text{m}^2$),

w_m : Frequência angular do rotor (radmec/s),

T_m : Torque mecânico (N.m),

T_e : Torque elétrico (N.m),

T_m : Torque mecânico (N.m),

T_a : Torque amortecimento (N.m),

σ : Ângulo do rotor (rad),

D_d : Coeficiente de amortecimento,

D : Coeficiente de amortecimento,

S_{nom} : Potência nominal (W),

H : Constante de inércia (s),

w_s : Frequência angular (rad/s),

P_m : Potência mecânica (W),

P_e : Potência elétrica (W),

P_D : Potência de amortecimento (W).

Em um sistema em desequilíbrio, no qual a potência de geração é menor que a potência de carga ocorre uma subfrequência, já na situação contrária há uma sobrefrequência, esses desequilíbrios são compensados com a transferência de energia cinética no sistema (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020), conforme é exposto na seguinte equação (BOLLEN e HASSAN, 2011):

$$\frac{df}{dt} = \left(\frac{1}{2}\right) \times 60 \times \left(\frac{P_{ger} - P_{car}}{E_{cin}}\right). \quad (10)$$

Em que,

f : Frequência (Hz),

t : Tempo (s),

P_{ger} : Potência total gerada (W),

P_{car} : Potência total consumida (W),

E_{cin} : Energia Cinética (J).

Pode-se concluir que a inércia reduzida do sistema irá deteriorar a estabilidade e controle de frequência e resulta no desequilíbrio entre a carga e geração, além do aumento da Taxa de Mudança de Frequência (ROCOF, do inglês *Rate of Change of Frequency*) e uma alteração nos intervalos de mínima frequência ou máxima frequência (TIELENS, HENNEAUX e COLE, 2020).

2.3.4 Estabilidade angular

A transferência de potência ativa em um sistema com poucas perdas apenas é possível quando há uma diferença angular entre as partes do sistema, mas quando esta diferença se torna muito grande há uma perda de estabilidade no sistema. A estabilidade angular apresenta uma relação entre a potência ativa transmitida e o ângulo entre as tensões dos dois lados da linha de transmissão (BOLLEN e HASSAN, 2011), na qual são levadas em consideração três aspectos: ângulo interno do gerador, ângulo interno da carga e diferença angular entre os terminais de tensão do gerador e da carga, conforme a equação (KUNDUR, 1994):

$$P = \left(\frac{E_G \times E_C}{X_T} \right) \times \sin \delta. \quad (11)$$

Na qual,

$$X_T = X_G + X_{LT} + X_C, \quad (12)$$

em que,

P : Potência transferida do gerador à carga (W),

E_g : Tensão do gerador (V),

E_C : Tensão da carga (V),

δ : Ângulo entre as tensões (rad),

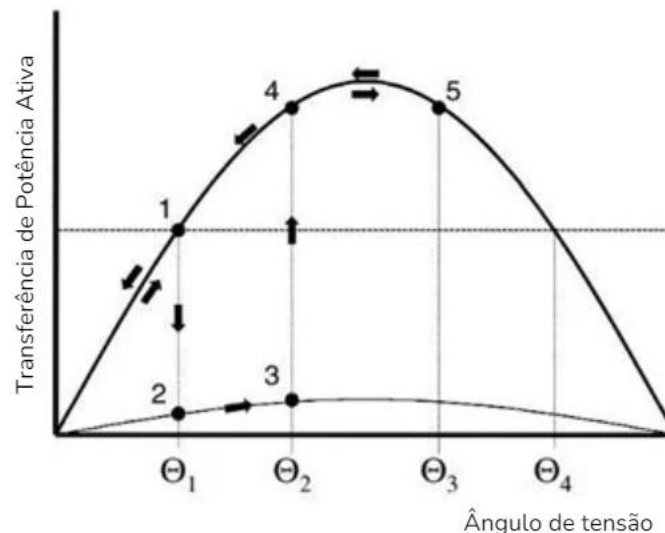
X_T : Impedância total (ohm),

X_G : Impedância do gerador (ohm),

X_{LT} : Impedância da linha de transmissão (ohm),

X_C : Impedância da carga (ohm).

Figura 13 - Relação entre a transferência de potência e o ângulo da tensão: Mudanças de potência e tensão antes e pós falta.



Fonte: Adaptado de (BOLLEN e HASSAN, 2011).

Para exemplificar a situação, considerando duas áreas do sistema de potência conectadas entre si através de linhas de transmissão, durante a operação normal os geradores funcionam em uma velocidade constante e a potência mecânica é igual a potência elétrica adicionada às perdas, indicado na Figura 13 como o ponto 1. Após ocorrer um curto-circuito na linha de transmissão, ou na sua vizinhança, a tensão decai em ambos os terminais e a potência ativa que pode ser transmitida entre os terminais da linha é reduzida, situação que corresponde ao ponto 2. Como resultado há um desequilíbrio entre a potência elétrica, que reduz, e a potência mecânica que permanece constante acelerando a velocidade das máquinas na área com predominância de geração, uma vez que está recebendo mais potência mecânica do que fornecendo potência elétrica para área vizinha, que possui maior montante de carga do que de geração, nesta configuração a diferença angular aumenta, como disposto na seguinte equação, correspondendo ao ponto 3 (BOLLEN e HASSAN, 2011):

$$\theta(t) = \theta_1 + \left(\frac{1}{4}\right) \times w_0 \times \left(\frac{\Delta P}{E_{cin}}\right) \times t^2. \quad (13)$$

Na qual,

Θ : Ângulo da tensão (rad),

w_0 : Frequência angular (Hz),

ΔP : Diferença entre a potência mecânica entregue a máquina síncrona e a potência elétrica entregue ao sistema (W),

E_{cin} : Energia Cinética (J).

A próxima etapa é a recuperação do sistema com a eliminação do curto-circuito, representado pelo ponto 4, neste momento a potência elétrica transferida entre áreas é superior a potência mecânica fornecida pela área de perfil de geração, isto posto, há uma redução na velocidade, mas com um crescimento da diferença angular, pois as máquinas nesta área continuam com uma velocidade rotacional maior do que em sua situação normal de operação, apenas quando a frequência retorna ao seu valor nominal, simbolizado pelo ponto 5, a diferença angular começa a diminuir e retorna ao seu valor inicial, no ponto 1 (BOLLEN e HASSAN, 2011).

2.4 CURVA PATO: CASO CALIFÓRNIA

Em 2013, o *California Independent System Operator Corporation* (CAISO), instituição responsável pela operação elétrica do estado da Califórnia, nos Estados Unidos, constatou a mudança de comportamento da carga em uma nova curva diária, nomeada de *Duck Curve* em razão de seu formato. O novo comportamento da carga é decorrente do crescimento da capacidade de geração solar fotovoltaica na Califórnia, influenciada pela *Senate Bill 100* que determina metas para a transição da matriz elétrica a fim de reduzir a emissão de carbono.

Conforme demonstrado na Tabela 2, em 2024 a energia fotovoltaica representa 62,7% da matriz de geração renováveis no estado (CAISO, 2024), além disso, cerca de 20% do fornecimento total de energia elétrica procede da geração fotovoltaica de larga escala, sem considerar as usinas solares instaladas nos telhados das unidades consumidoras (MURTAUGH, 2023).

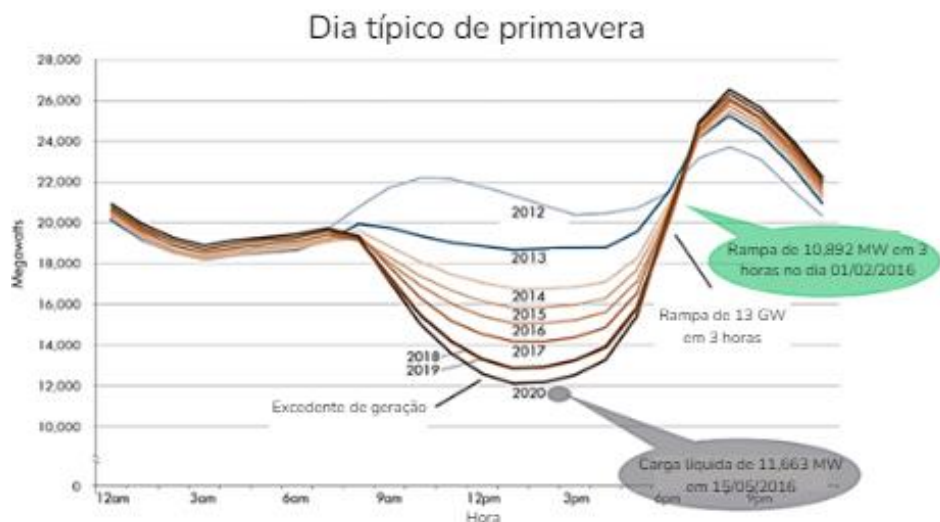
Tabela 2 - Capacidade instaladas de recursos renováveis.

Fonte	Capacidade Instalada	Percentual relativo
Solar	19.479 MW	62,7%
Eólica	8.120 MW	26,2%
Pequenas hidroelétricas	1.166 MW	3,8%
Geotérmica	1.504 MW	4,8%
Biocombustíveis	778 MW	2,5%
Total	31.047 MW	100%

Fonte: (CAISO, 2024).

O novo perfil de carga apresenta demanda líquida mínima perto do meio-dia, diferente do perfil usual que apresentava a menor carga na madrugada, horário que o consumo de energia é mais baixo devido a população estar em sua maioria dormindo. Apesar da diminuição da carga durante o início da tarde, a demanda foi retomada para os níveis de carga usuais após o pôr do sol (RICHARD BOWERS, 2023). A partir deste desempenho o CAISO projetou a necessidade de rampas de até 13 GW em três horas para fornecer a demanda requerida, conforme é visualizado na Figura 14 (CAISO, 2016).

Figura 14 - Curva Pato de Carga Líquida.

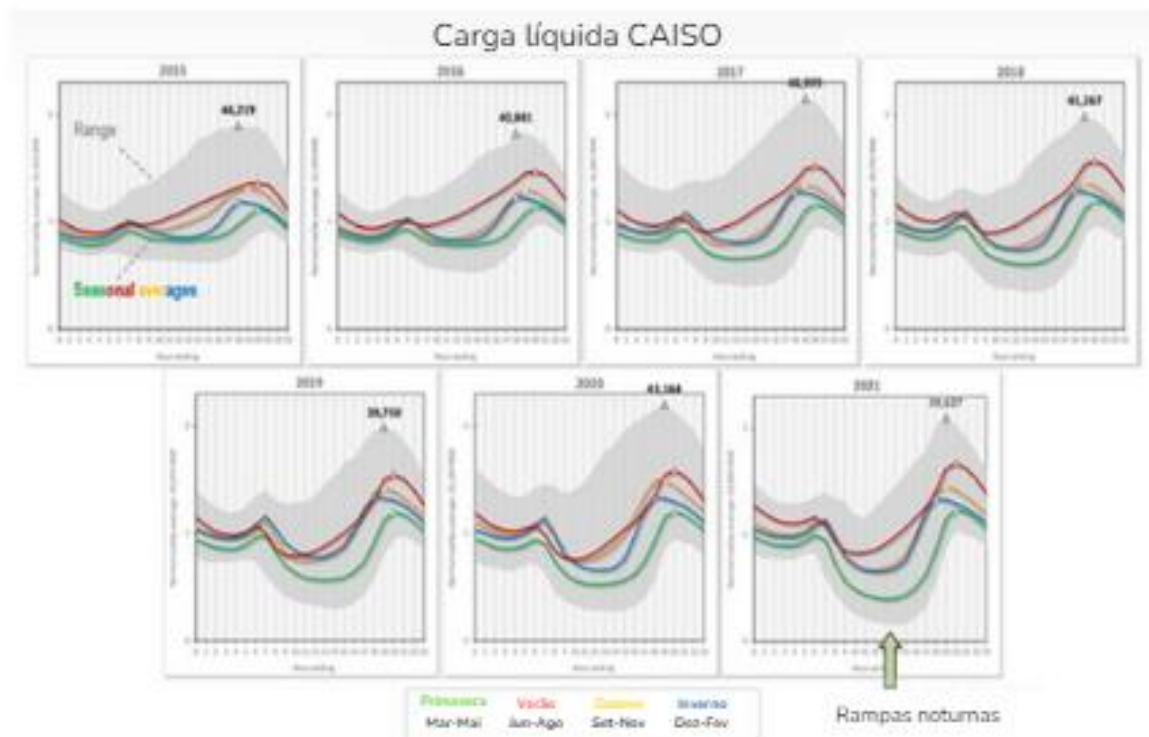


Fonte: Adaptado de (CAISO, 2016).

A data de análise é do mês de março, pois é durante a primavera que os casos mais críticos da curva pato são notados, visto que, devido às temperaturas mais amenas e a irradiação solar intensa a carga líquida tende a ser menor (SIOSHANSI,

2016). Em 2022, o CAISO divulgou uma comparação da curva pato entre as estações do ano, ilustrada na Figura 15, na qual é possível perceber que a profundidade na “barriga do pato” é maior durante a primavera que nas outras estações do ano. (ROTHLEDER, 2022)

Figura 15 - Comparação da Curva Pato entre as estações.



Fonte: (ROTHLEDER, 2022).

O CAISO detalhou, em 2016, três tópicos de atenção que deveriam ser tratados durante a operação para evitar problemas no abastecimento:

- Rampas curtas e íngremes de fornecimento, associadas a cortes ou despacho de geração que atendam a um crescimento ou diminuição de carga rapidamente;
- Excesso de geração em relação à demanda a ser atendida;

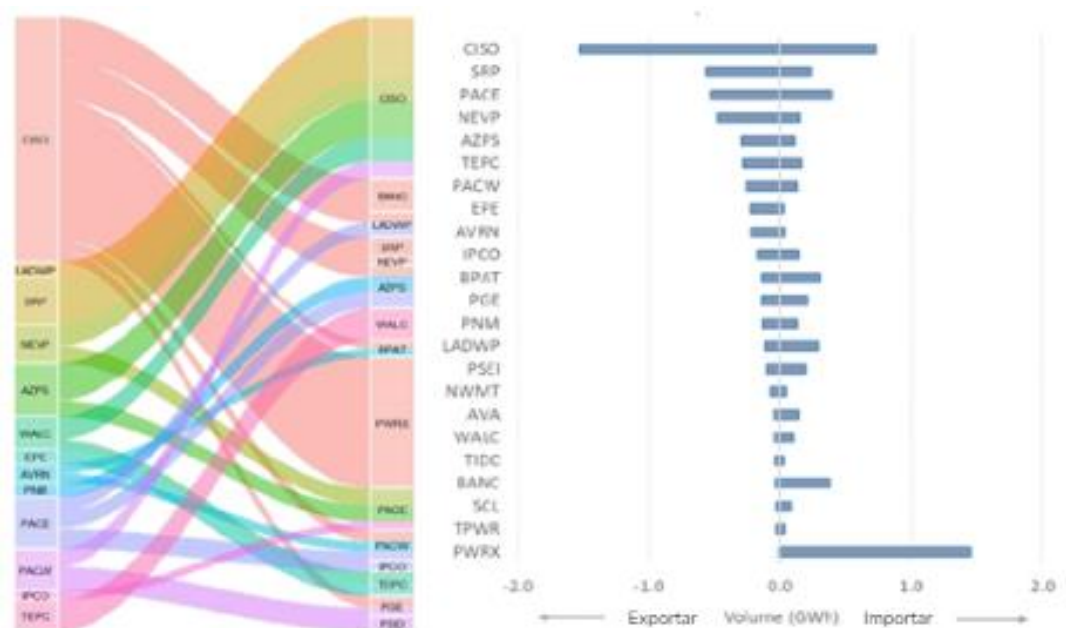
- Diminuição da frequência, uma vez que quando há menor quantidade de recursos síncronos atuando e ajustando a geração para manter a frequência desejada (CAISO, 2016).

A grande problemática do perfil de demanda de carga seguir a Curva Pato é pela razão da imprevisibilidade da carga mínima e a necessidade de rampas de fornecimento ao final da tarde para compensar o declínio da geração solar fotovoltaica alinhado ao aumento de demanda do horário de pico. A fim de garantir a confiabilidade do sistema o CAISO precisa de gerações flexíveis que sejam capazes de alterar os níveis de produção e parar e retornar a geração várias vezes durante o dia para atender a demanda de carga presente do sistema no momento (CAISO, 2016).

Uma das maneiras que o CAISO está utilizando para resolver a situação é a instalação de baterias para despachar a energia fotovoltaica armazenada em horários de pico. Segundo a *California Public Utilities Commission* (CPUC), em 2023 foi atingido o marco de 5.000 MW de potência instalada em baterias no sistema gerido pelo CAISO. Tal número representa um crescimento satisfatório, uma vez que em 2020, este valor era de apenas 500 MW. A maioria dessas baterias são de lítio e o CPUC projeta que até 2024 a capacidade deve aumentar para 10.000 MW de potência instalada para armazenamento. (MURTAUGH, 2023)

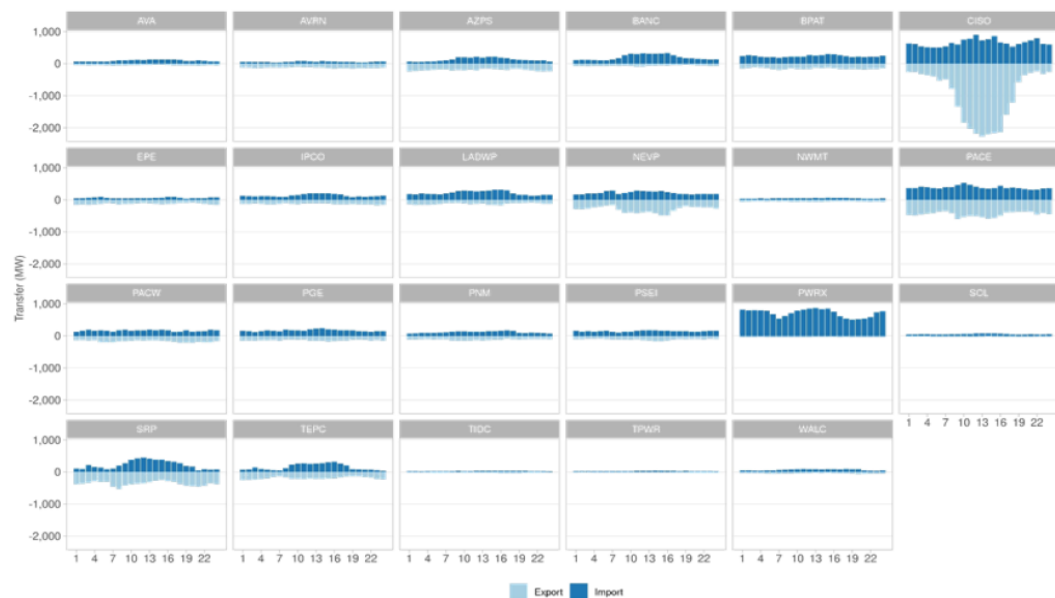
Outra medida adotada é o aumento das exportações durante a metade do dia, momento em que existe um excedente de geração, para outras regiões e das importações em momentos de rampa, com o objetivo de manter o sistema equilibrado e atender à demanda de carga. Segundo o Western Energy Imbalance Market (WEIM), no primeiro quadrimestre de 2024 os maiores volumes de exportação foram realizados pelo CAISO, conforme as Figura 16 e 17 (ALDERETE, 2024).

Figura 16 - Exportações e importações de energia do 1º quadrimestre de 2024.



Fonte: (ALDERETE, 2024).

Figura 17 - Exportações e importações de energia, por mês, do 1º quadrimestre de 2024.

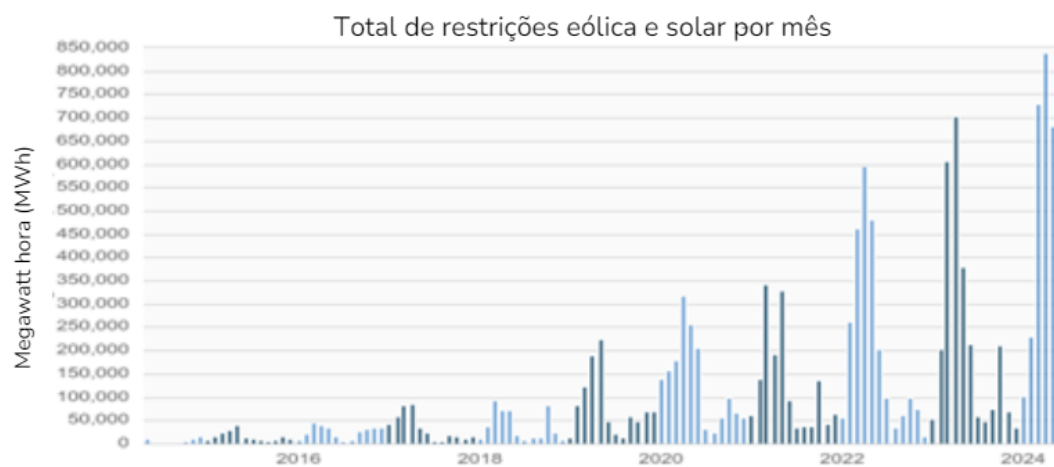


Fonte: ALDERETE, 2024).

Contudo, a ferramenta de operação mais utilizada para manter o sistema estável é a redução de geração no sistema por meio de cortes. A Figura 18 ilustra

um gráfico do crescimento das restrições, e é notável o crescimento com o passar dos anos devido ao aumento da potência instalada de matriz. Também é perceptível que o gráfico tem seus picos sazonais durante a primavera e outono, que devido as temperaturas amenas possuem uma demanda mais baixa de carga enquanto há uma alta produção de energia (CAISO, 2024).

Figura 18 - Cortes de geração solar por mês.



Fonte: (CAISO, 2024).

3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

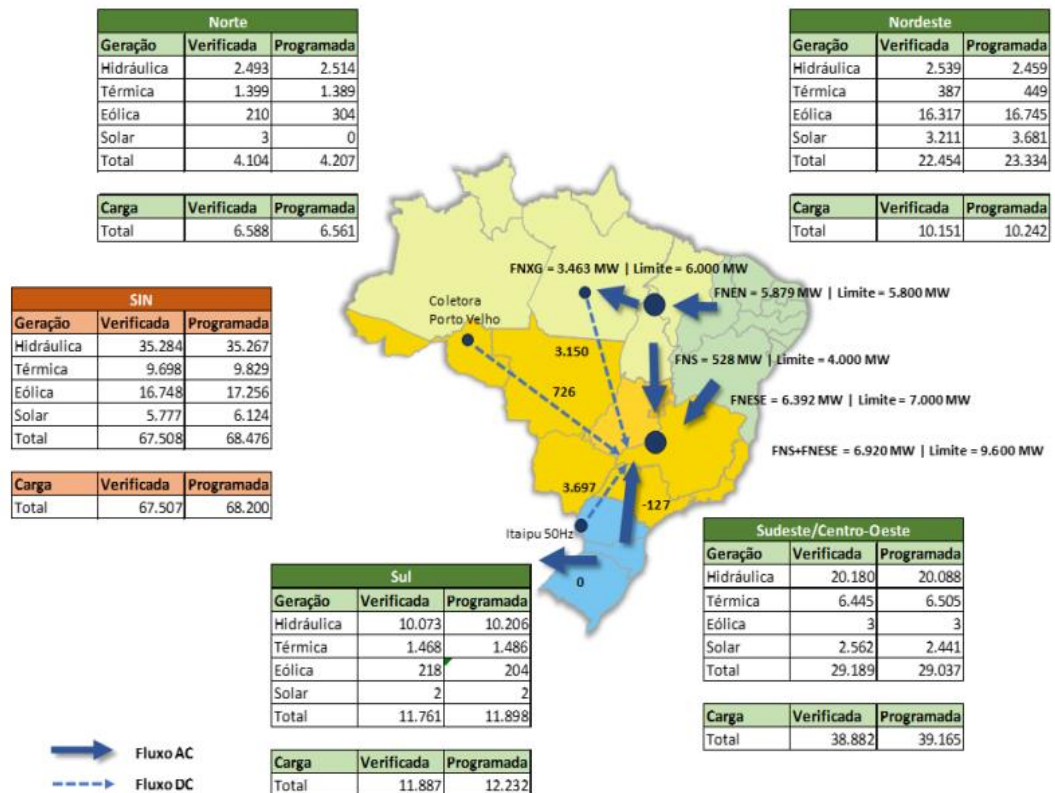
3.1 RISCOS DA OPERAÇÃO: REVISÃO DA OCORRÊNCIA DO DIA 15/08/2023

No dia 15/08/2023, o sistema de transmissão brasileiro foi impactado pela atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), evento que se originou do desligamento da linha de transmissão (LT) 500 kV Quixadá - Fortaleza II e promoveu uma reação em cadeia até o isolamento dos subsistemas do SIN, expondo sérios problemas na operação e estrutura atuais do sistema de transmissão brasileiro.

O ERAC é um Sistema Especial de Proteção cujo objetivo é promover o reequilíbrio entre a carga e a geração do sistema após contingências severas relacionadas a perdas de geração ou de interligações regionais. Ao ocorrer a desconexão de geração de um sistema, e consequentemente o desbalanço entre carga e geração, há uma desaceleração dos rotores dos geradores síncronos remanescentes na rede e como consequência a frequência elétrica sofre uma redução. Para evitar mais desconexões de geração durante o evento, o ERAC promove o corte de carga para restabelecer o equilíbrio entre carga e geração no sistema, tal restrição de carga acontece em estágios de diferentes percentuais até o sistema ficar balanceado e retornar à frequência usual de operação (ONS, 2023).

Antes do início da ocorrência do dia 15/08/2023, o cenário de operação apresentava o subsistema do Nordeste exclusivamente como exportador de energia enquanto os demais subsistemas eram importadores. Nesta configuração, conforme ilustrado na Figura 19, o SIN possuía a operação de seus fluxos dentro dos limites operacionais em todas as interligações menos no Nordeste-Norte, onde a ultrapassagem era de 79 MW do limite operacional. Tal condição foi resultado de ações operacionais relacionadas ao aumento da geração solar no SIN e a redução da geração eólica no Ceará para controle do fluxo Nordeste-Norte (ONS, 2023).

Figura 19 - Situação do sistema às 08h30, instante anterior à ocorrência do dia 15/08/2023.



Fonte: (ONS, 2023).

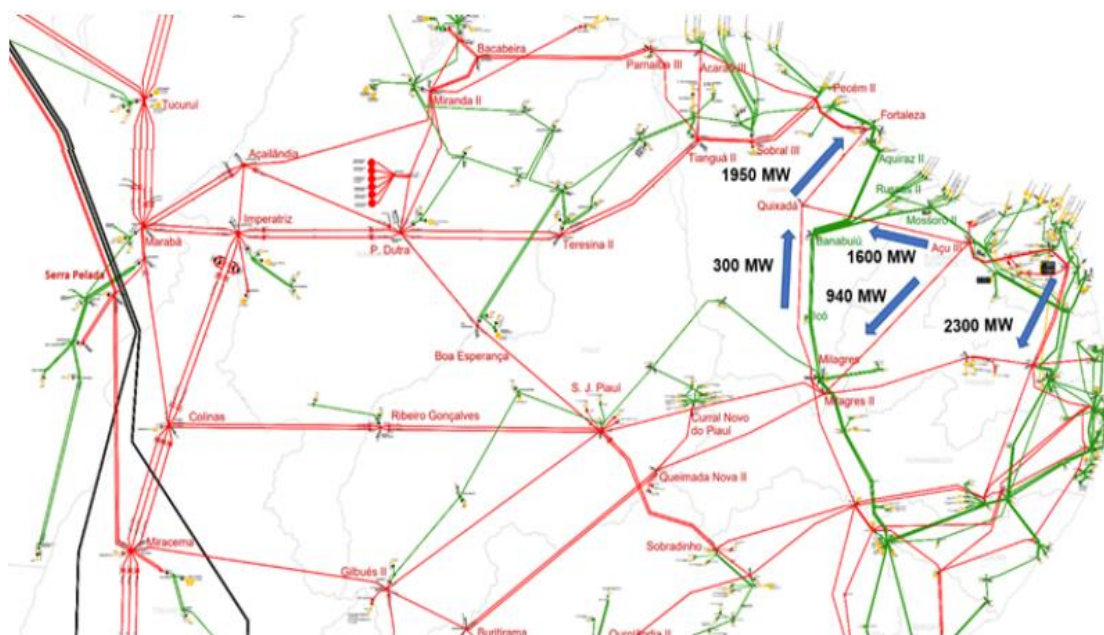
Entre os dias 30/07/2023 e 02/09/2023, estava em execução o Sistema de Gerenciamento Interno (SGI) 37.890-23 para a substituição das chaves 35D2-1 e 35D2-2 do disjuntor central 15D2 na Subestação (SE) 500 kV São João do Piauí, o que gerou uma limitação de 5.800 MW no fluxo Nordeste-Norte, com o intuito de evitar perda simultânea de algumas linhas de transmissão devido à sobrecarga (ONS, 2023).

Adicionado à situação anterior, diariamente no início da manhã, o ONS tem como uma de suas tarefas a execução da otimização de transmissão das gerações fotovoltaicas e eólicas no Subsistema Nordeste, que tendem a promover um aumento de fluxo de potência Norte-Sul no SIN. No dia 15/08/2023 não foi diferente, às 07h32min o ONS decretou a liberação do Bipolo Xingu - Terminal Rio a fim de potencializar o escoamento de geração fotovoltaica, o que repercutiu na realização de rampas de 400 MW a 2.000 MW no Bipolo Xingu - Terminal Rio e de 960 MW a 1.150 MW no Bipolo Xingu - Estreito, essa movimentação provocou a diminuição de 2.180 MW para 550 MW no fluxo Norte-Sul (ONS, 2023).

Em razão do aumento de geração fotovoltaica e eólica no estado do Ceará, às 08h02min o fluxo Nordeste-Norte atingiu o valor 6.000 MW, ultrapassando o limite operacional estabelecido. Para reduzir o fluxo para os limites informados no SGI o ONS passou a realizar reprogramações de geração, contudo a interligação permaneceu com fluxo de potência ativa 79 MW acima do limite (ONS, 2023).

Às 8h30min36s, o cenário de operação começa alterar, a LT 500kV Quixadá - Fortaleza II transportava o maior montante de potência ativa de sua história, cerca de 1950 MW, conforme é apresentado na Figura 250 e operava com uma corrente de 2.375 A, próximo ao limite de operação de 2.390 A. A situação ocasionou o acionamento da proteção no terminal de Quixadá provocando o desligamento da linha pela atuação accidental da lógica de fechamento sob falta *Switch Onto Fault* (SOFT), uma vez que não havia existência de um curto-circuito. O desligamento da linha de transmissão provocou a abertura do tronco de 500 kV que acarretou uma redistribuição do fluxo de potência entre as barras da região que começam, principalmente no tronco de 230 kV paralelo ao de 500 kV, a sofrer desligamentos pelas atuações de proteções sensibilizadas pelas elevadas correntes e sub tensões provocadas pelas sobrecargas e esgotamento da capacidade de suporte potência reativa nesta região do sistema (ONS, 2023).

Figura 20 - Fluxo de potência prévio à LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II.

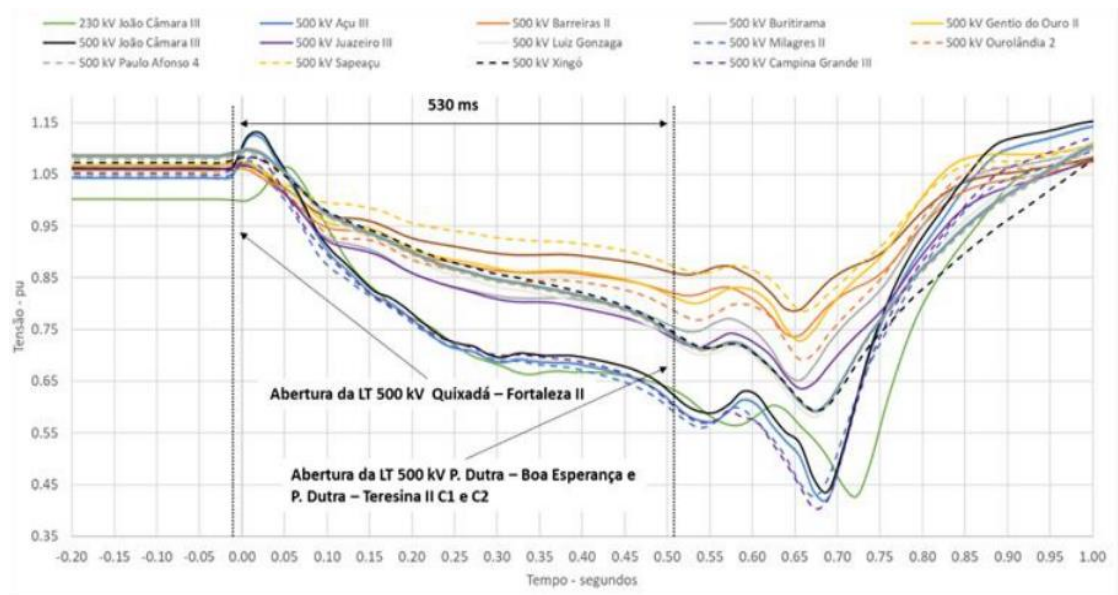


Fonte: (ONS, 2023).

Após 530 ms do início da perturbação, a LT 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança apresentou o afundamento de tensão e aumento de corrente, superando o seu limite operacional de 2.000 A e atingindo o valor de 2.153 A. Essa configuração provocou a atuação da Proteção Contra a Perda de Sincronismo (PPS) na SE Presidente Dutra, e consequentemente, a abertura da linha de transmissão que separou a maior parte da interligação Norte/Nordeste (ONS, 2023).

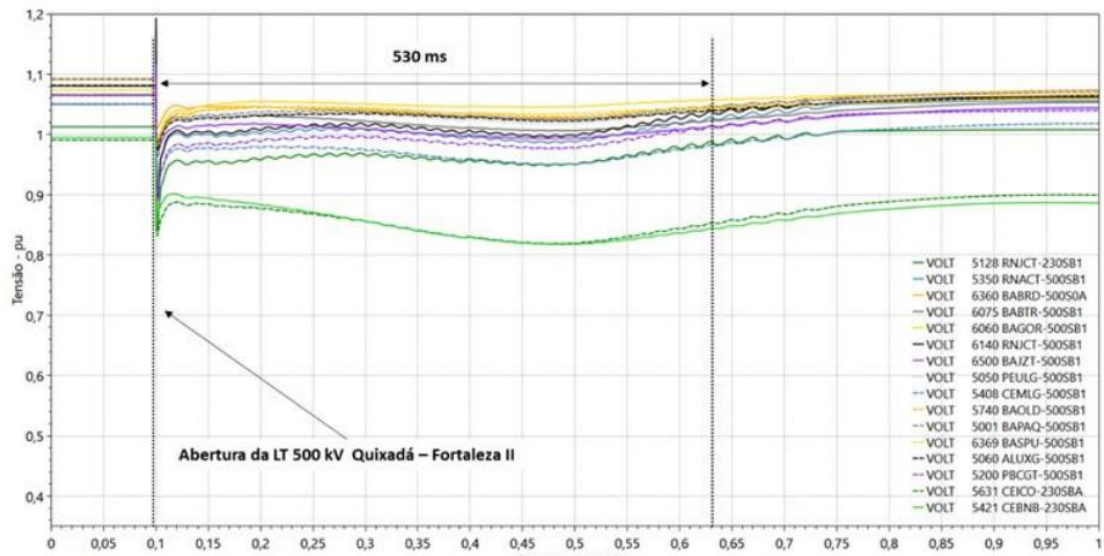
Nesse momento, a situação neste momento era de colapso de tensão no tronco 230 kV e em algumas SEs de 500 kV, como Boa Esperança, Buritirama, Queimada Nova 2, Açú II e Campo Grande III, demonstrado na Figura 21. Contudo, o colapso não era esperado pelo ONS, visto que os estudos de transitórios eletromecânicos indicavam níveis de tensão satisfatórios para o cenário, como mostrado na Figura 22, com base nas respostas das fontes de suporte de potência reativa dos aerogeradores e inversores de usinas fotovoltaicas e eólicas na região (ONS, 2023).

Figura 21 - Perfil de tensão no eixo de 230 kV e 500 kV na área de influência da perturbação.



Fonte: (ONS, 2023).

Figura 22 - Perfil de tensão presente na simulação de transitório eletromecânicos na área de influência da perturbação.

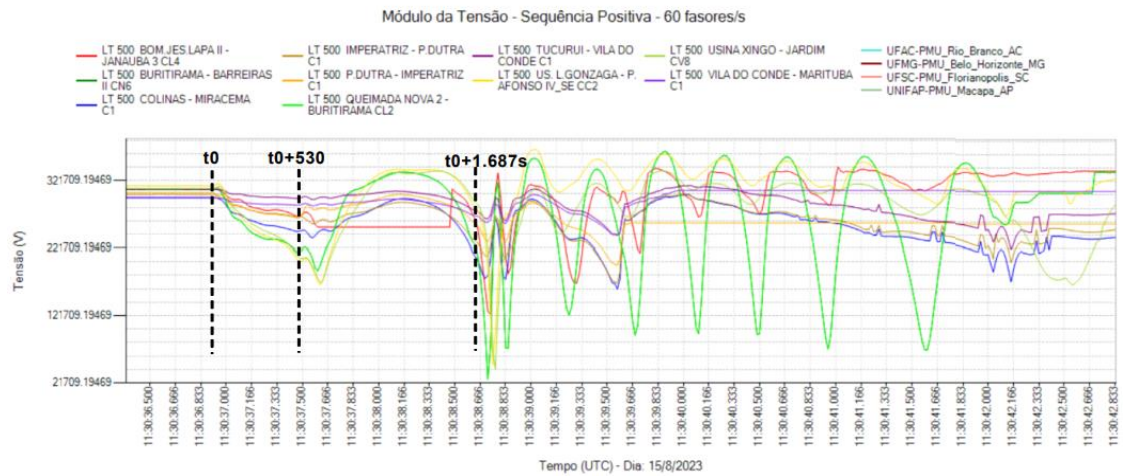


Fonte: (ONS, 2023).

A atuação do PPS também desencadeou na abertura da LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina C1 e C2 e LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2 para realizar uma separação entre os subsistemas Nordeste e Norte e controlar a tensão da região. A interligação do Norte com o Sudeste foi mantida pelo sistema 500 kV através das barras de Miranda II e Imperatriz e a parte Norte da região Nordeste continuou conectada ao Norte (ONS, 2023).

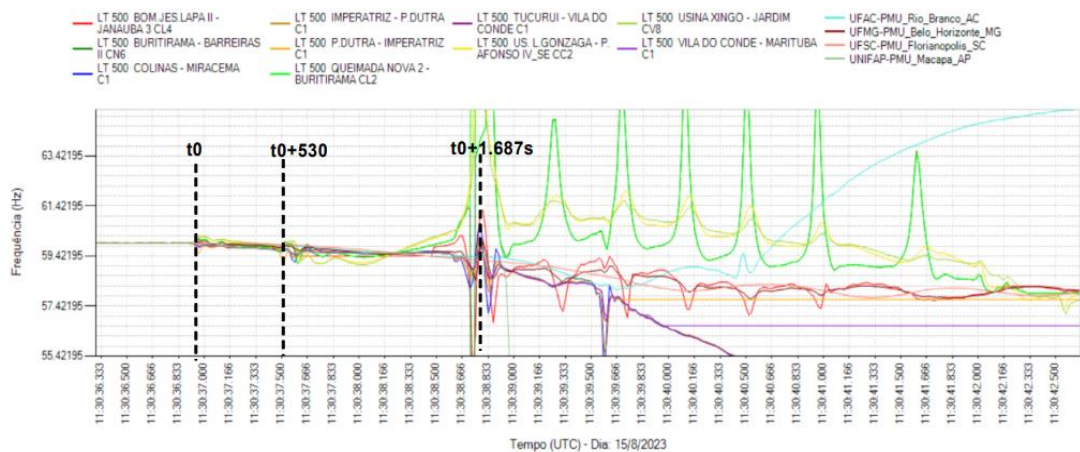
Após 1,687 ms, em função de diversos desligamentos, ocorreu a formação de um centro elétrico na SE 500 kV Gilbués II, ponto no qual o ângulo entre as fontes equivalentes que estão fora de sincronismo atingem 180 graus de defasagem angular e a tensão vai a zero no ponto médio da rede elétrica entre essas fontes, provocando desligamento por atuação da proteção da LT 500 kV Miracema - Gilbués II, desencadeando na perda de sincronismo do Subsistema Nordeste com o SIN e a formação de outros centros elétricos na região. As Figuras 23 e 24 ilustram a progressão de oscilação da tensão e frequência desde o início do evento (ONS, 2023).

Figura 23 - Progressão da tensão durante a ocorrência do evento.



Fonte: (ONS, 2023).

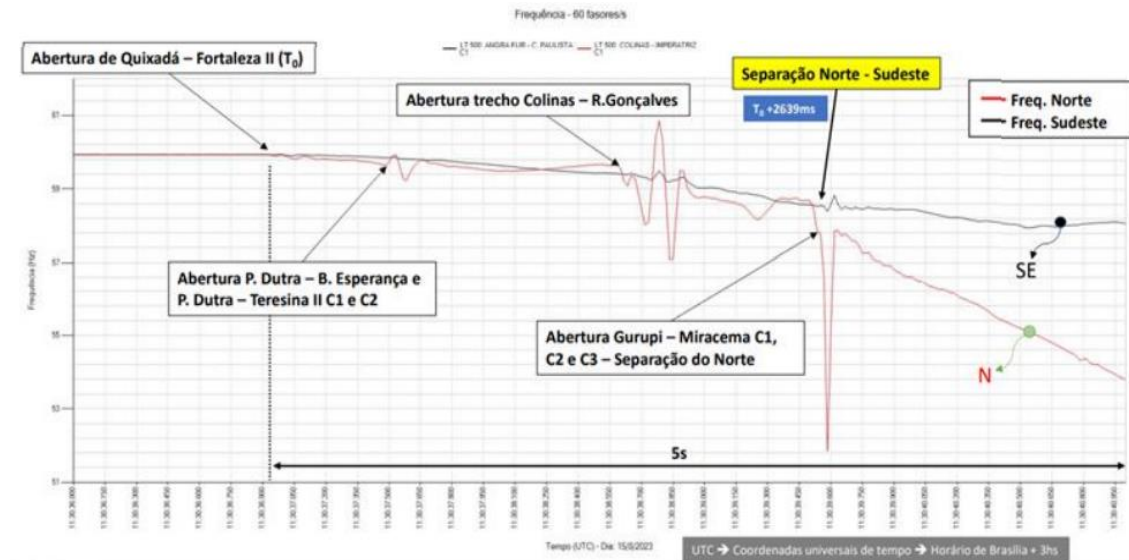
Figura 24 - Progressão da frequência durante a ocorrência do evento.



Fonte: (ONS, 2023).

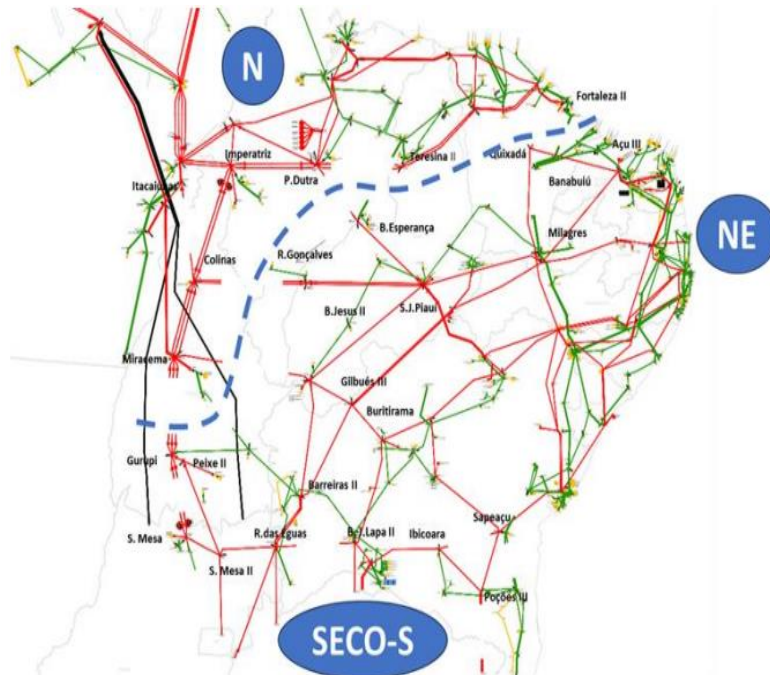
A cadeia de oscilações continuou a se expandir, e, com ela, a formação de centros elétricos migrava e por onde se estendia o efeito era de atuações de proteções levando a aberturas de linhas, agravando a situação de operação. Após 2,636s do início da perturbação o tronco Gurupi - Miracema C1, C2 e C3 sofre desligamento que gera o isolamento do Subsistema Norte, junto a algumas cargas do Ceará e Piauí, do SIN acarretando um cenário de déficit de geração e subfrequência, ilustrado na Figura 25. A Figura 26 expõe a configuração das interligações entre os Subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste no momento de ilhamento do Norte (ONS, 2023).

Figura 25 - Frequência do Norte e Sudeste durante o evento.



Fonte: (ONS, 2023).

Figura 26 - Configuração de rede das interligações no momento da separação do Subsistema Norte do SIN.

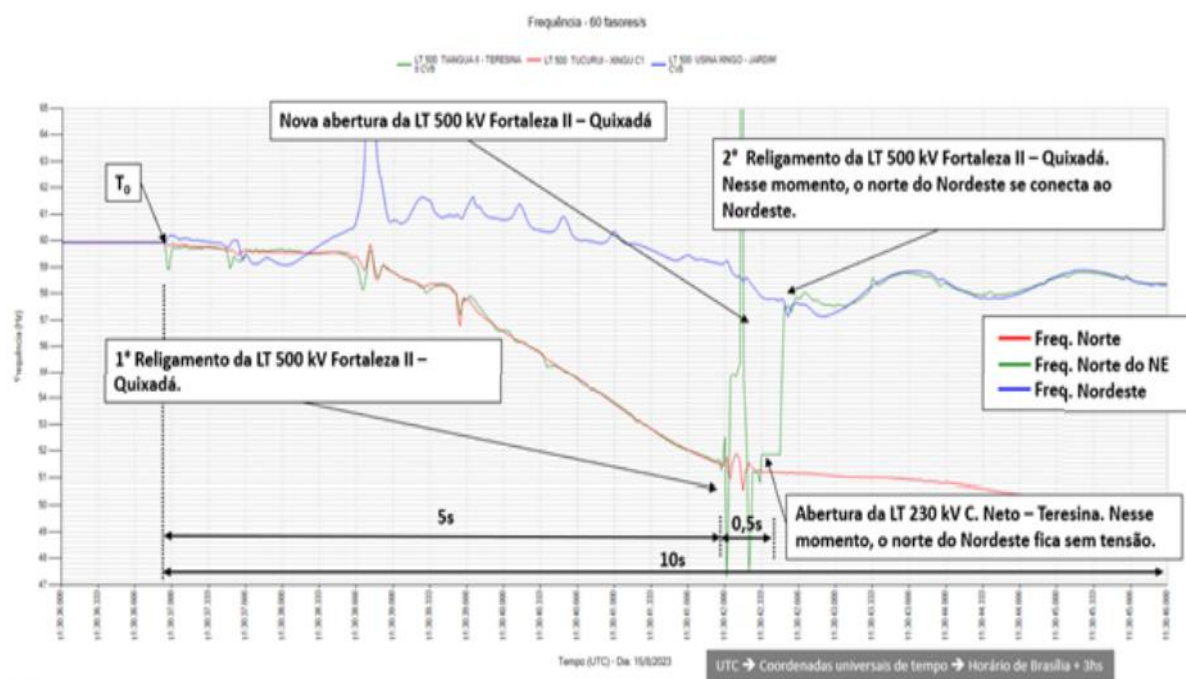


Fonte: (ONS, 2023).

Depois de 5,030s do início da perturbação a LT 500kV Quixadá - Fortaleza II é religada pela primeira vez, neste momento o Subsistema Norte restabeleceu a interligação com o Subsistema Nordeste, mas essa conexão provoca a perda de seu sincronismo com o SIN. Contudo, 153 ms depois a LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II

volta a ser desligada devido a atuação da proteção SOTF em razão da presença de uma corrente de 2.600A, superior ao limite de operação, separando novamente os subsistemas e agravando as oscilações e causando mais desligamentos e um blecaute nas cargas do Ceará e Piauí, que ficam isoladas dos dois subsistemas. Depois de 358 ms da reabertura ocorreu a 2ª tentativa de religamento automático que conseguiu restabelecer a conexão da linha, inclusive as cargas do Ceará e Piauí que estavam isoladas, a Figura 27 ilustra o comportamento da frequência entre Nordeste e Norte durante as tentativas de religamento da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II (ONS, 2023).

Figura 27 - Comportamento da frequência durante religamentos da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II.



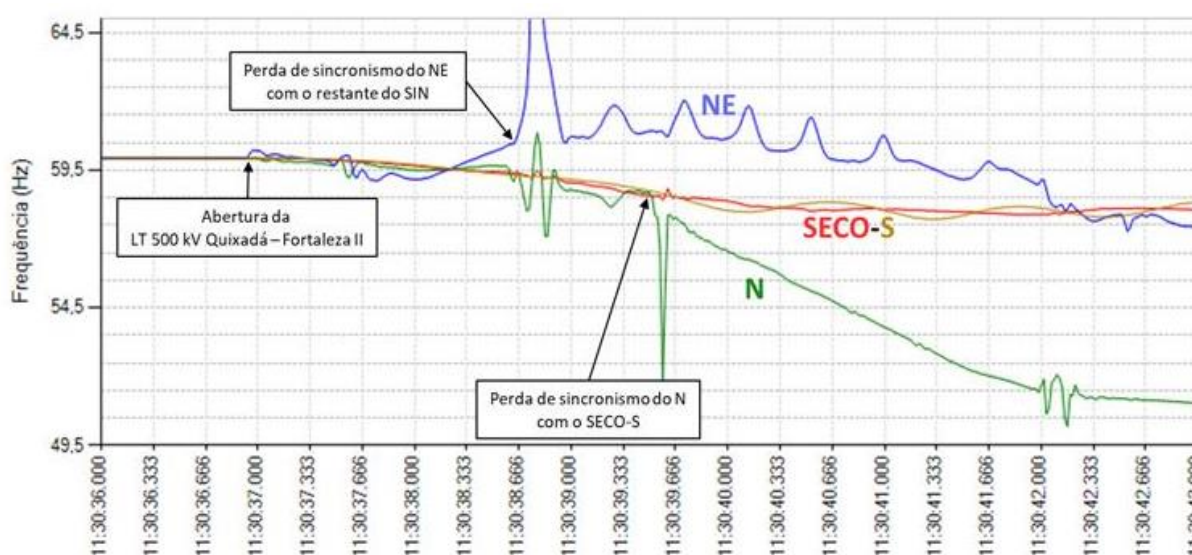
Fonte: (ONS, 2023).

O Subsistema Nordeste consegue retornar a operar em sincronismo com os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, contudo com a presença de sobretensões em suas barras ocorrem mais desligamentos de linha por atuação de proteção até que 19,759s após o início da perturbação as LT 230 kV Cícero Dantas - Catu C1, LT 230 kV Cícero Dantas - Alagoinhas II e LT 230 kV Itabaiana - Itabaianinha são abertas provocando novamente a separação do Nordeste do SIN (ONS, 2023).

Durante a ocorrência do evento o ERAC foi acionado devido à oscilação da frequência nos subsistemas, conforme ilustrado na Figura 28, visto que o

desligamento das linhas e interrupção do intercâmbio de energia desbalanceou a quantidade de carga e geração em cada região. O Subsistema Nordeste era o único exportador no momento da perturbação, como os desdobramentos da ocorrência impossibilitou o escoamento de sua geração excedente, foi vivenciada uma sobrefrequência. Por outro lado, os Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Sul, que tinha um fluxo de potência importador, passaram por subfrequência, uma vez que tinham mais carga do que geração sincronizada. Importante salientar que o Nordeste passou por subfrequência enquanto estava conectado ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, isto posto, teve o ERAC acionado e corte de suas cargas (ONS, 2023).

Figura 28 - Evolução da oscilação de frequência nos subsistemas durante o evento de 15/08/2023.



Fonte: (ONS, 2023).

O ERAC passava por alterações em seus ajustes na data da ocorrência e atingiu diferentes estágios e suspendeu porcentagem de cargas entre os parâmetros antigos e novos, conforme é informado na Tabela 3. Ao todo, cerca de 23,368 GW de carga foram cortados durante a atuação do ERAC, dos quais 12,689 GW provinham do Norte/Nordeste e 10,68 GW do Sul/Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2023).

Tabela 3 - Estágios e Percentuais de cortes praticados pelo ERAC durante o dia 15/08/2023.

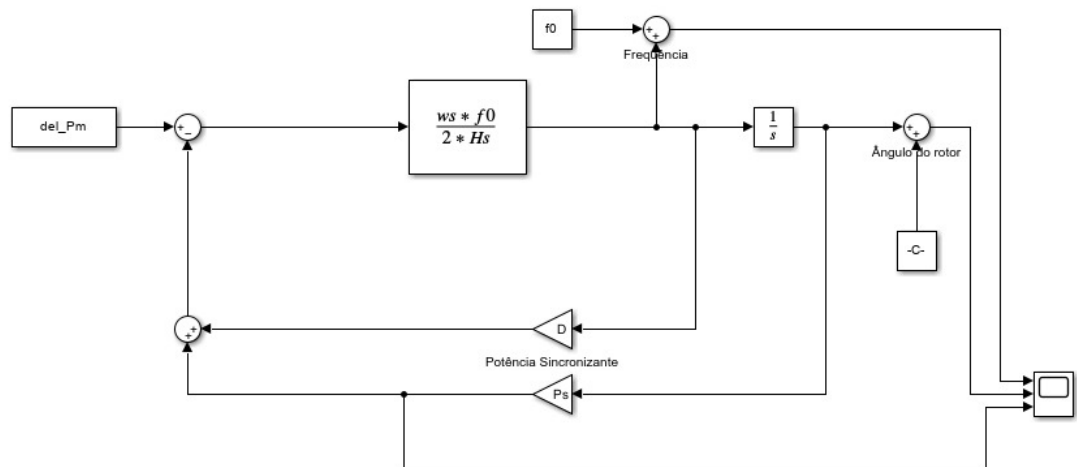
Subsistema	Estágios atingidos	Corte de carga (%)
Acre/Rondônia	1º e 2º estágios	25%
Sudeste/Centro-Oeste	1º ao 3º estágio	21%
Sul	1º ao 3º estágio	25%
Nordeste	1º ao 5º estágio	55%
Norte	1º ao 3º estágio	24%

Fonte: (ONS, 2023).

3.2 PERDA DE ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA: SIMULANDO DESBALANÇO ENTRE CARGA E GERAÇÃO.

A fim de demonstrar o processo de instabilidade de frequência que afetou o SIN no dia 15/08/2024, foi simulado no *Simulink* um sistema modelo, representado na Figura 29, de um exemplo adaptado do material didático de Estabilidade de Sistema de Potência da disciplina Fluxo de Carga e Estabilidade (EL402) elaborado pelo Professor Augusto C. C. de Oliveira (OLIVEIRA, 2023) que apresenta um caso didático que emula um sistema composto por um gerador conectado a uma carga. Foram simulados três cenários: Operação normal, operação com ocorrência de uma pequena perturbação e operação com ocorrência de grande perturbação.

Figura 29 - Sistema de gerador conectado a carga.



Fonte: Própria autora.

O sistema modelado no *Simulink* foi baseado na aplicação da equação de oscilação da máquina, desenvolvida a partir das seguintes equações (OLIVEIRA, 2023):

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\sigma}{dt^2} - P_m + P_{max} * \sin \sigma + D \frac{d\sigma}{dt} = 0, \quad (14)$$

$$\sigma = \sigma_0 + \Delta\sigma, \quad (15)$$

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2(\sigma_0 + \Delta\sigma)}{dt^2} - P_m + P_{max}(\sin \sigma_0 * \cos \Delta\sigma + \cos \sigma_0 * \sin \Delta\sigma) + D \frac{d(\sigma_0 + \Delta\sigma)}{dt} = 0. \quad (16)$$

Como $\Delta\sigma$ tem um valor pequeno,

$$\cos \Delta\sigma \cong 1, \quad (17)$$

$$\sin \Delta\sigma \cong \Delta\sigma, \quad (18)$$

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\sigma_0}{dt^2} - P_m + P_{max} * \sin \sigma_0 + D \frac{d(\sigma_0 + \Delta\sigma)}{dt} + \frac{2H}{w_s} \frac{d^2\Delta\sigma}{dt^2} + P_{max} * \cos \sigma_0 \Delta\sigma = 0. \quad (19)$$

Visto que, no ponto de operação inicial,

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\sigma_0}{dt^2} - P_m + P_{max} * \sin \sigma_0 + D \frac{d\sigma_0}{dt} = 0, \quad (20)$$

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\Delta\sigma}{dt^2} + P_{max} * \cos \sigma_0 \Delta\sigma + D \frac{d\Delta\sigma}{dt} = 0. \quad (21)$$

Considerando que,

$$P_s = P_{max} * \cos \sigma_0 \quad (22)$$

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2\Delta\sigma}{dt^2} + P_s * \Delta\sigma + D \frac{d\Delta\sigma}{dt} = 0. \quad (23)$$

Nas quais,

H : Constante de inércia (s),

w_s : Frequência angular (rad/s),

σ : Ângulo do rotor (rad),

σ_0 : Ângulo inicial do rotor (rad),

$\Delta\sigma$: Diferença entre o ângulo do rotor inicial e final (rad),

P_m : Potência mecânica (W),

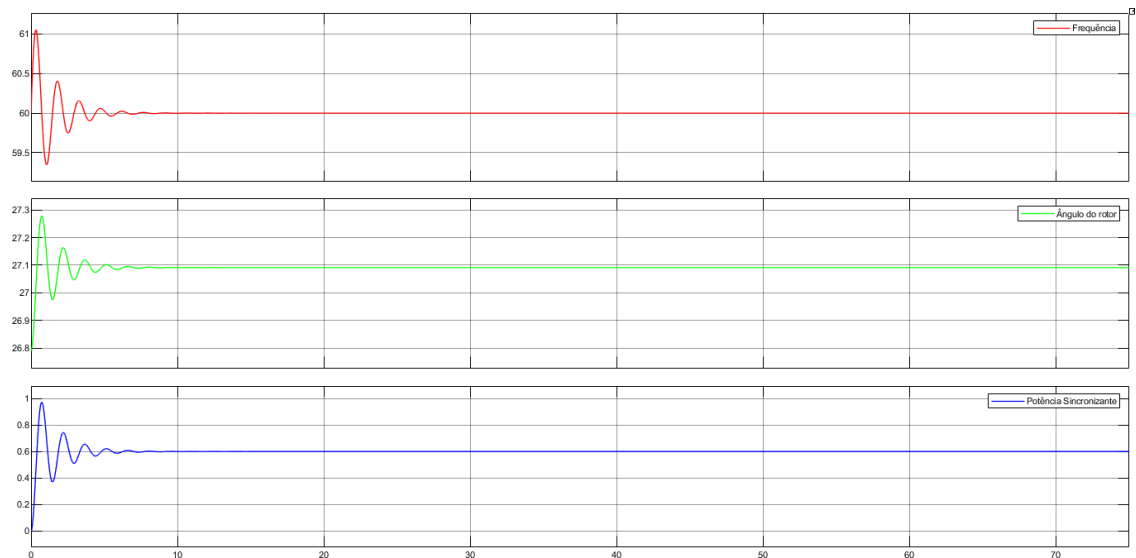
P_{max} : Potência máxima (W),

D : Coeficiente de amortecimento,

P_s : Potência de sincronizante (W).

A Figura 30 ilustra o caso em estado normal de operação, no qual o sistema responde a potência elétrica e potência mecânica equilibradas com frequência na faixa de 60 Hz, representada pela curva vermelha, ângulo de rotor abaixo de 90° , representado pela curva verde, e potência sincronizante superior a zero, representada pela curva azul, todas características que correspondem a um sistema estável.

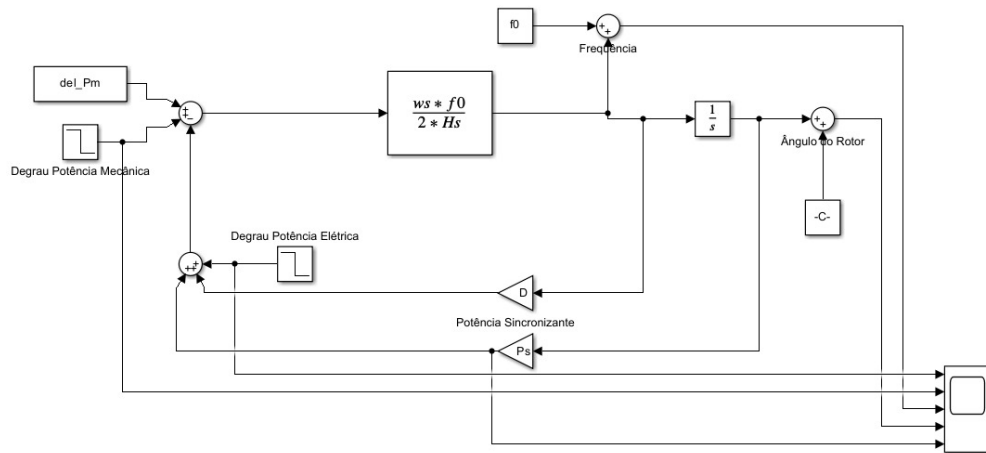
Figura 30 - Frequência, ângulo do rotor e potência sincronizante durante operação normal.



Fonte: Própria autora.

Já no segundo caso, ao sofrer uma perturbação, o valor de potência elétrica é alterado, representado na simulação, ilustrada na Figura 31, por uma aplicação de degrau negativo na potência elétrica, representando a saída de carga, e posteriormente um degrau na potência mecânica, retratando a saída de geração.

Figura 31 - Sistema de gerador conectado a carga com aplicação de degrau nos valores de potência.



Fonte: Própria autora.

Conforme é ilustrado na Figura 31, tais mudanças consequentemente alteram o ponto de equilíbrio entre potência mecânica e potência elétrica que provoca uma aceleração do rotor do gerador e um aumento de seu ângulo interno, uma vez que:

$$P_a = P_m - P_e, \quad (24)$$

em que,

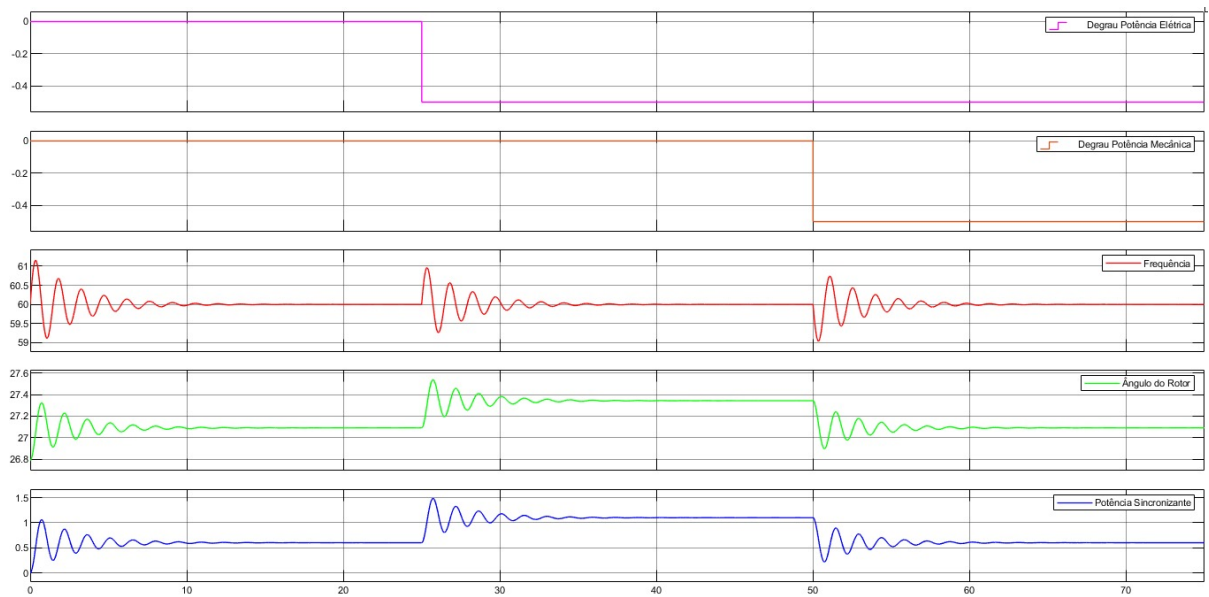
P_a : Potência acelerante (W),

P_m : Potência mecânica (W),

P_e : Potência elétrica (W).

O segundo caso, representa um evento de resposta estável, no qual os valores de inércia equivalente continuaram no mesmo patamar do sistema íntegro e não há perda de amortecimento, refletindo em uma resposta com presença de oscilação devido à perturbação, mas que logo é estabilizada retornando à frequência de 60 Hz, como é apresentada pela curva vermelha na Figura 32. O ângulo do rotor também permanece abaixo de 90° , a curva verde da Figura 32, e a potência sincronizante positiva, a curva azul da Figura 32.

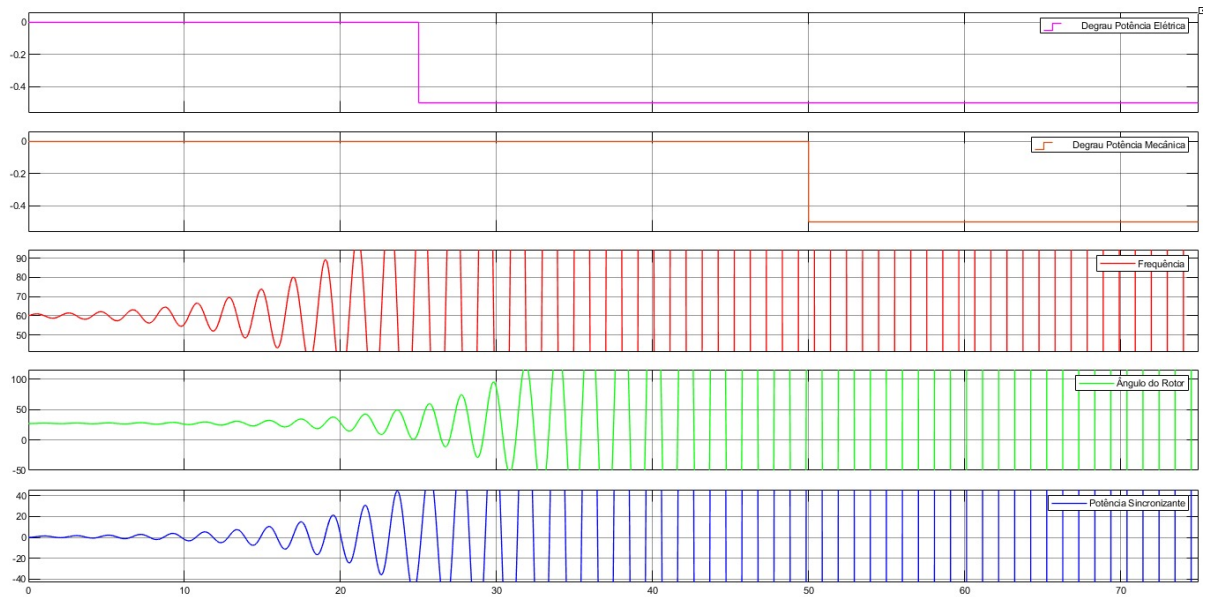
Figura 32 – Respostas da simulação com aplicação de perturbação permanecendo na estabilidade.



Fonte: Própria autora.

Já no terceiro caso, representou uma situação mais severa de perturbação, desta vez com a saída de equipamentos de controle, como compensadores estáticos e síncronos, provocando uma eventual perda de amortecimento e alteração da inércia equivalente. Deste modo, a resposta obtida foi sobrefrequência, a curva vermelha da Figura 33, ângulo de rotor superior a 90° , a curva verde da Figura 33, e potência sincronizante negativa, curva azul da Figura 33, todas características de um quadro de instabilidade.

Figura 33 - Respostas da simulação com aplicação de perturbação mais severa, promovendo caso de instabilidade.



Fonte: Própria autora.

O caso três apresenta uma situação semelhante ao ocorrido no dia 15/08/2023, visto que devido os múltiplos acionamentos de proteção e desligamentos de linhas agregados a falta de suporte necessário para o sistema retornar aos patamares de equilíbrio entre carga e geração os subsistemas Nordeste e Norte entraram em instabilidade de frequência, perdendo o seu sincronismo com o SIN.

3.3 ALTERAÇÕES PÓS-ERAC PARA AUMENTO DE CONFIABILIDADE NA OPERAÇÃO DIÁRIA

Um ponto crucial para entender as razões por trás da ocorrência do evento é a análise dos motivos do carregamento histórico na LT Quixadá - Fortaleza II, originada essencialmente pela forte presença de geração fotovoltaica e eólica na região. Na manhã do dia 15/08/2023 até foi necessária uma reprogramação de geração eólica a fim de controlar o Fluxo Nordeste-Norte, para evitar atingir os níveis de violação do sistema (ONS, 2023).

A partir do desligamento da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, houve uma elevação dos fluxos de potência ativa e subtensão em algumas linhas de transmissão da região, que começaram a operar acima de suas potências naturais,

se comportando como um reator para o sistema e absorvendo grandes quantidades de potência reativa. Contudo, durante o evento, o sistema não proporcionou o suporte de potência reativa suficiente requerido, desta forma não conseguindo restabelecer as tensões nas barras e agravando o colapso de tensão no sistema. Tal situação não era esperada pelo ONS, uma vez que nos modelos matemáticos apresentados nas simulações as gerações eólicas e fotovoltaicas presentes na região forneciam suporte de potência reativa suficiente, evidenciando a existência de erros nos dados dos equipamentos enviados pelos integradores de geradores (ONS, 2023).

Outro tópico a se atentar é o uso de ferramentas em tempo real com capacidade de alertar os operadores da proximidade de uma região insegura de operação, uma vez que mesmo com o ONS tendo ciência do carregamento histórico na LT Quixadá - Fortaleza II e a ultrapassagem do limite de fluxo entre Nordeste e Norte, as ações tomadas não foram suficientes para manter o sistema em operação segura.

Esses dois pontos tendem a serem tópicos de atenção com o crescimento das gerações eólicas e solares no Nordeste, visto que cada vez mais o montante de geração e carga no Subsistema Nordeste não serão equilibrados internamente sendo necessário garantir ferramentas para o seu equilíbrio em operação normal e com ocorrências. A solicitação de intercâmbio entre as interligações também terá um crescimento em seu fluxo e garantir uma eficiente estrutura física de transmissão e planejamento de atuação em ocasiões de contingência é de extrema importância.

Conforme relatado anteriormente, o ONS já estava em processo de alteração de alguns parâmetros do ERAC no Norte e Nordeste quando o evento de 15/08/2023 ocorreu, tal fato ocasionou uma revisão mais detalhada sobre os ajustes e a filosofia por trás do funcionamento do sistema de proteção (ONS, 2023).

Uma das mudanças adotadas foi a alteração da premissa de atuação do ERAC, que anteriormente possuía como principal parâmetro a taxa de variação da frequência, seguido pela frequência absoluta como retaguarda. Já nos ajustes atuais, os estágios são acionados ao atingir uma frequência absoluta. Apenas algumas áreas elétricas, como a de Manaus e Macapá, permanecem utilizando a filosofia antiga (ONS, 2023). A Tabela 4 detalha a reformulação do ERAC entre as

regiões, a cada novo estágio atingido uma nova porcentagem de carga é desligada, de forma acumulativa (ONS, 2024).

Tabela 4 - Ajustes do ERAC por região.

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga
Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste		
1º	58,50	5%
2º	58,20	6%
3º	57,90	7%
4º	57,70	8%
5º	57,50	9%
Acre e Rondônia		
1º	58,50	15%
2º	58,20	10%
3º	57,90	10%
4º	57,70	10%
5º	57,50	10%
Norte e Maranhão		
1º	58,50	5%
2º	58,20	6%
3º	57,90	7%
4º	57,70	8%

Fonte: (ONS, 2024).

Consoante ao citado anteriormente, o suporte de potência reativa fornecido pelos geradores eólicos e fotovoltaicos não foram compatíveis aos modelos matemáticos presentes na base de dados do ONS, portanto havia uma disparidade entre as informações dos equipamentos enviados pelos geradores e a sua atuação em campo. Desta forma, o ONS solicitou que os agentes revissem os modelos de âmbito pré-operacional em relação ao efetivamente implantado em campo, com o propósito de corrigir os dados antigos e montar modelos matemáticos mais confiáveis (ONS, 2023).

Além disso, uma série de modificações nas proteções das SEs, linhas de transmissão e geradores foram solicitadas pelo ONS através do Relatório de Análise

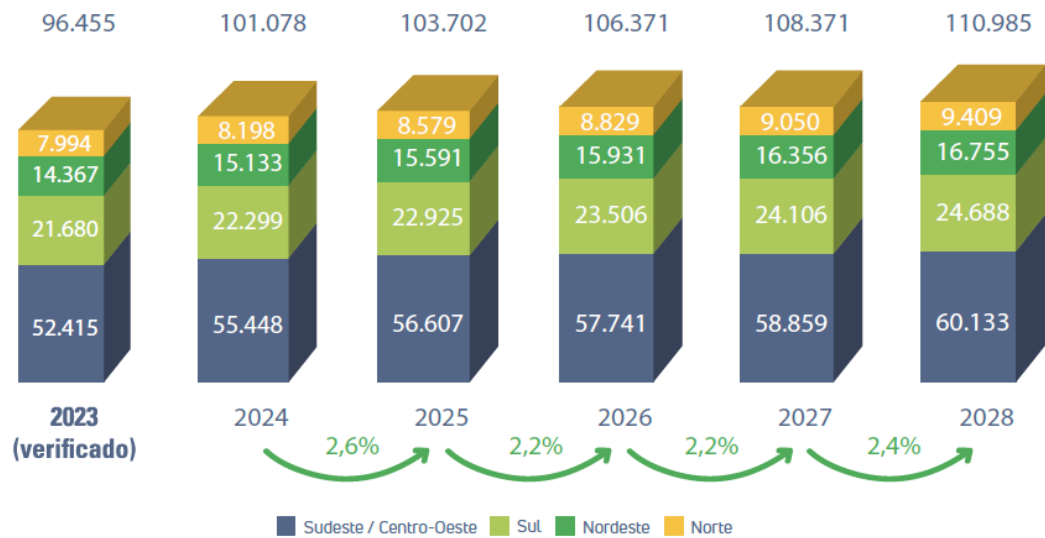
de Perturbação a serem realizadas pelos seus responsáveis competentes, sejam o próprio ONS, distribuidoras ou agentes livres (ONS, 2023).

Como discutido previamente, a quantidade de inércia presente no sistema influencia na estabilidade do mesmo, de maneira que é preciso ter uma atenção maior à operação diária de geração solar e eólica, que não contribuem para a inércia do sistema, garantindo que a rede sempre esteja com a inércia adequada. Durante o evento de 15/08/2024 os valores globais de inércia estavam satisfatórios e eles não foram uma das motivações para a atuação do ERAC, uma vez que início da perturbação ocorreu por colapso de tensão e apenas posteriormente houve uma alteração da frequência (ONS, 2023).

3.4 O FUTURO DA ESTABILIDADE DE OPERAÇÃO DO SIN

O ONS anualmente divulga o Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL, que avalia o desempenho do funcionamento do SIN, em um horizonte de 5 anos, com o propósito de garantir uma operação de forma segura e de acordo com os Procedimentos de Rede. Neste documento, as recomendações de obras e alterações operacionais para uma execução segura são apresentadas e embasadas com a publicação de dados atuais do sistema elétrico brasileiro, bem como previsões futuras dentro do horizonte de cinco anos. A Figura 34, ilustra o crescimento da carga máxima no SIN dentro desse ciclo, evidenciando uma previsão de expansão de 15% em relação a carga verificada em 2023 (ONS, 2024).

Figura 34 - Evolução da carga máxima no SIN.



Fonte: (ONS, 2024).

Segundo o último PAR/PEL, de ciclo 2024-2028, a matriz elétrica brasileira em dezembro/2023 contava com 214,4 GW de capacidade instalada, dos quais cerca de 64,2 GW provinham de eólicas, fotovoltaicas e de Micro e Minigeração Distribuídas (MMGD), gerações variáveis, representando 29,9% do total da matriz. De acordo com a previsão de expansão de oferta de geração do PAR/PEL 2023, que considera os geradores que já possuem Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST assinados, a capacidade instalada ao final de 2027 será de 276 GW, conforme é detalhada na Tabela 5 (ONS, 2024).

Tabela 5 - Evolução da matriz energética 2023 – 2027 (GW).

Tipo	2023	2024	2025	2026	2027
Hidráulica	101.617	101.167	101.217	101.217	101.217
Térmica	26.281	26.296	26.915	27.545	26.337
PCH	7.286	7.396	7.598	7.774	7.889
MMGD	26.022	32.608	36.218	39.039	42.260
Biomassa	15.504	16.347	16.630	16.693	16.713
Eólica	27.428	35.630	37.030	38.180	38.180
Solar	10.754	31.810	40.480	44.220	44.220
Total	214.892	251.254	266.088	274.668	276.816

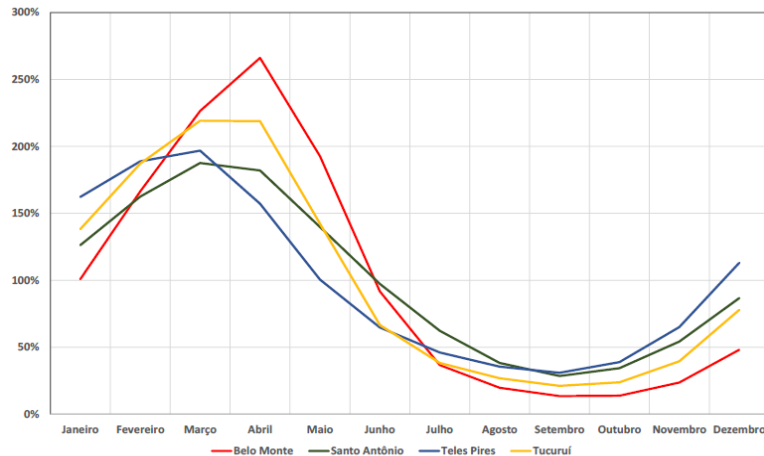
Fonte: (ONS, 2024).

Para um melhor aproveitamento do montante de geração, com menor custo e maior confiabilidade, as transferências elétricas são essenciais e o operador deve estar atento às restrições para o pleno funcionamento diário. Os limites das transferências de energia entre as regiões são calculados considerando vários cenários energéticos, e procuram maximizar a troca entre os subsistemas levando em consideração as características hidrológicas, de disponibilidade de vento, de irradiação solar e a safra de cana de açúcar em cada região.

Considerando o contexto de uma matriz de geração predominantemente de recursos hidráulicos, que representava quase 90% da geração em 2001, os cenários energéticos eram determinados de acordo com o comportamento das grandes bacias. Desta forma, no primeiro semestre, o Norte (N) exportava para o Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO) e deste para o Sul (S), e durante o segundo semestre, no período de seca do Norte, o Sul exportava para o SE-CO e deste para o Norte/Nordeste (N/NE), a Região Nordeste era predominantemente importadora durante todo o ano.

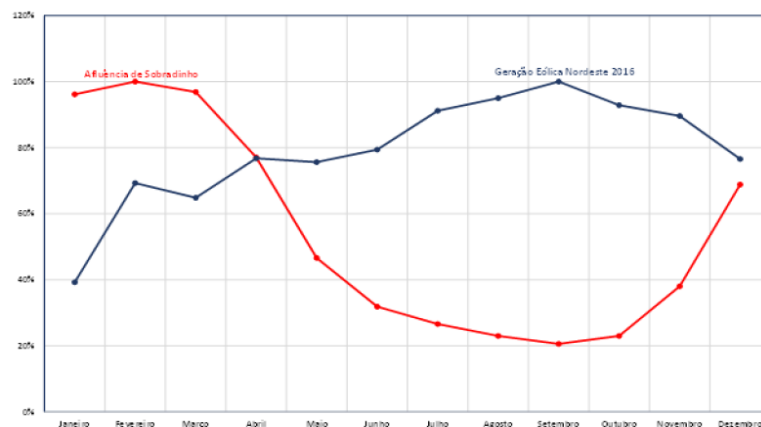
Entretanto, com a alteração do perfil elétrico de geração brasileiro devido ao crescimento das eólicas e solares, a Região Nordeste atualmente é exportadora durante todos os meses do ano. Posto isto, adicionado à complementaridade sazonal do período úmido no Norte, no qual as vazões naturais dos rios tendem a serem maiores, como demonstrado na Figura 35, e o período de ventos intensos no Nordeste, ilustrado pela Figura 36, durante o primeiro semestre o Norte é exportador e durante o segundo semestre o Nordeste é exportador (ONS, 2023).

Figura 35 - Vazões Naturais Afluentes Médias Mensais em (% MLT) das Usinas Amazônicas.



Fonte: (ONS, 2023).

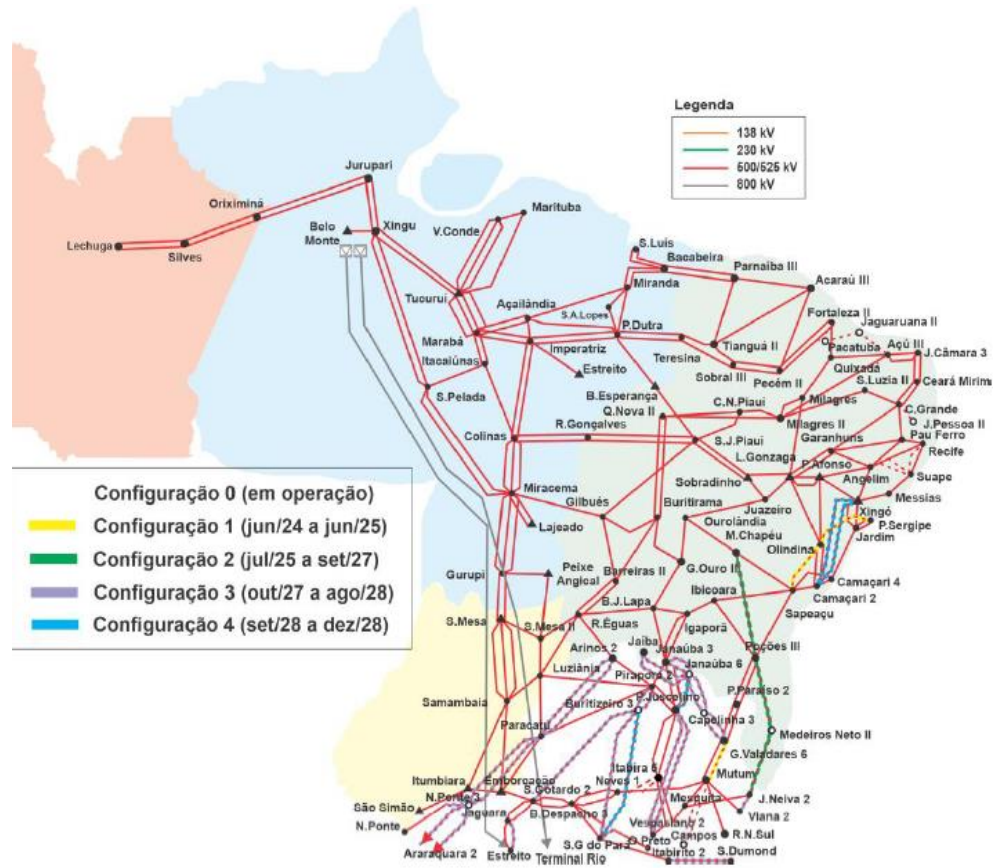
Figura 36 - Afluência Média no Reservatório de Sobradinho x Regime de Geração Eólica na Região Nordeste Médio Verificado em 2016.



Fonte: (ONS, 2023).

Apresentando este contexto de aumento da geração variável no Nordeste, a exportação de energia entre os subsistemas deve aumentar durante os próximos anos. Desta forma, é necessário um incremento da capacidade de transmissão desta energia entre as regiões. A Figura 37 ilustra a evolução da configuração das interligações entre N/NE, Norte-Sul (N/S) e Sudeste/Centro-Oeste-Nordeste (SE-CO/NE) de acordo com a conclusão do calendário de obras já previstas neste ciclo (ONS, 2023).

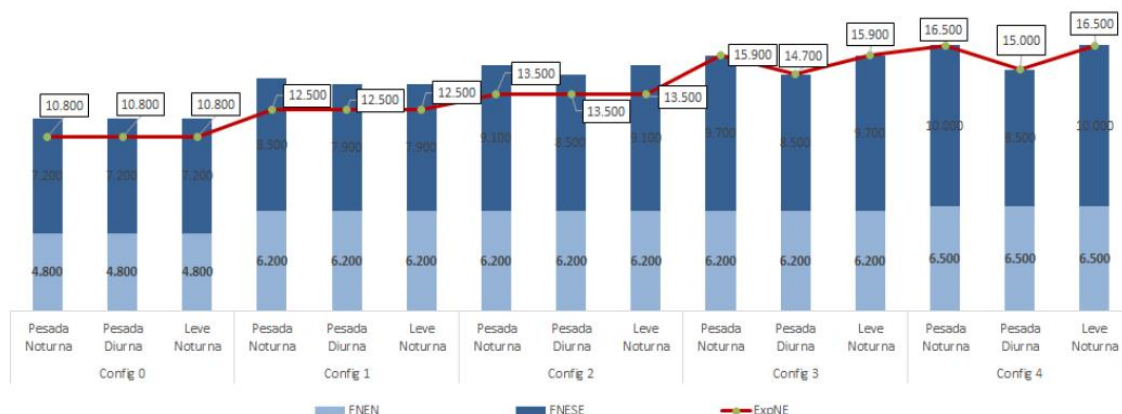
Figura 37 - Interligação Norte/Nordeste, Norte-Sul e Sudeste/CO-Nordeste - Localização Geográfica - Horizonte 2028.



Fonte: (ONS, 2023).

Colocando em foco a exportação de energia provida do Nordeste no período seco, os valores vão crescendo no horizonte do ciclo 2024-2028, conforme a Figura 38, devido ao excedente de geração na região e a utilização do intercâmbio como forma de manter a estabilidade do sistema e proporcionar o melhor uso dos recursos elétricos evitando perdas. Ao fim de 2028, projeta-se um aumento de 52% na capacidade de exportação em relação aos valores atuais (ONS, 2023).

Figura 38 - Evolução do FNEN, FNESE e ExpNE em MW.



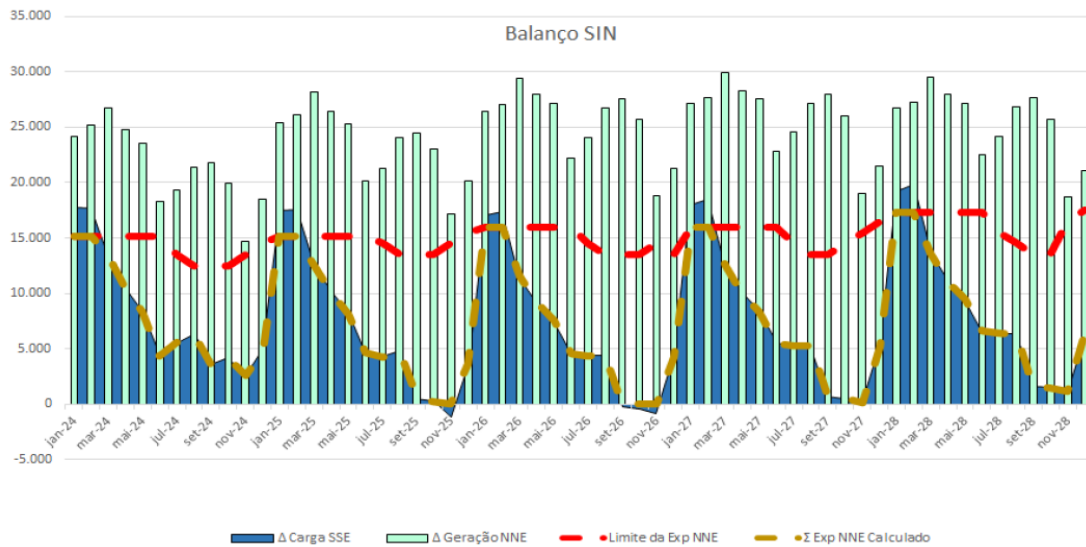
Fonte: (ONS, 2023).

Analisando o aumento das gerações variáveis, destaca-se o crescimento de Usinas Solares e MMGD conectadas ao SIN até o fim do ciclo. Este acréscimo de geração variável será o principal desafio para um funcionamento seguro do SIN, devido aos excedentes de geração e ao desequilíbrio entre demanda requerida e geração disponível no subsistema que pode acarretar numa perda de estabilidade, conforme discorrido no Referencial Teórico.

A sobra de geração é demonstrada nos Balanços Estáticos entre carga e geração do PAR/PEL 2023, que apresenta em todos os anos do ciclo, avaliações durante três horários do dia em diferentes subsistemas, N/N, S e SE-CO, bem como a variação entre os meses. Para realização dos balanços foram utilizados os valores médios horários da geração hidráulica durante 2022 (ONS, 2023).

Analisando o balanço estático de carga e geração às 8:00h, presente na Figura 39, é possível notar que há excedentes de geração do N/NE em todos os meses do ano, principalmente no período úmido do Norte, no primeiro semestre, devido a maior geração hidráulica na região. Além disso, existe uma quantidade considerável de geração vertida do N/NE pela indisponibilidade de exportação para o S/SE-CO devido ao limite de transmissão, representado pela linha vermelha, ou pela falta de cargas para a energia ser alocada. Também é possível notar a diferença entre os três primeiros meses do ano e os três últimos, no qual nos três últimos coincidem com meses de maiores despachos das usinas hidrelétricas do Sul e cargas menores no S/SE-CO, enquanto os três primeiros possuem uma importação de energia do S/SE-CO nos limites máximos (ONS, 2023).

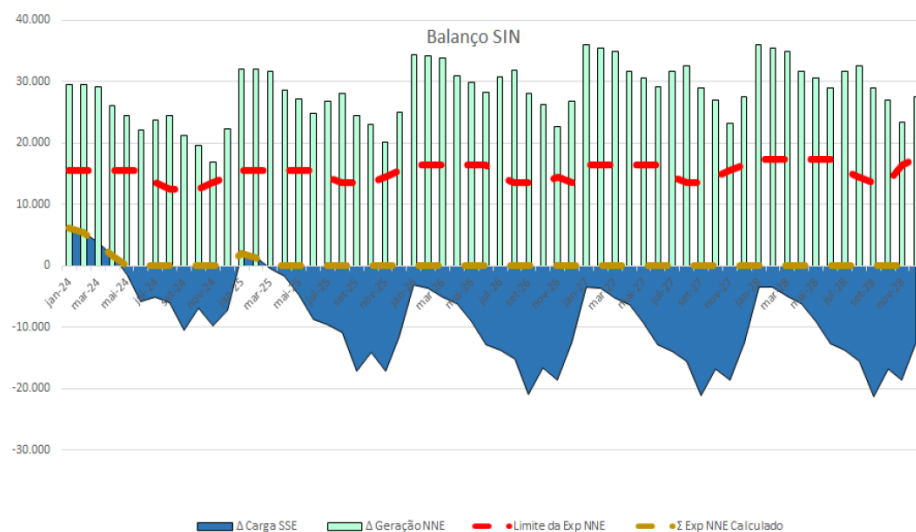
Figura 39 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO – Dia Útil - Período Diurno (MW) 8:00h - Base Elétrica.



Fonte: (ONS, 2023).

Já no horário de 13:00h (Figura 40), como a irradiação solar está em patamares melhores, a produção fotovoltaica é maior do que se comparada às 08:00h e o S/SE-CO não possui carga disponível para ser atendida pelo excedente do N/NE, uma vez que devido a sua própria geração variável, destacando-se a MMGD, os próprios subsistemas apresentam excedentes de geração também (ONS, 2023).

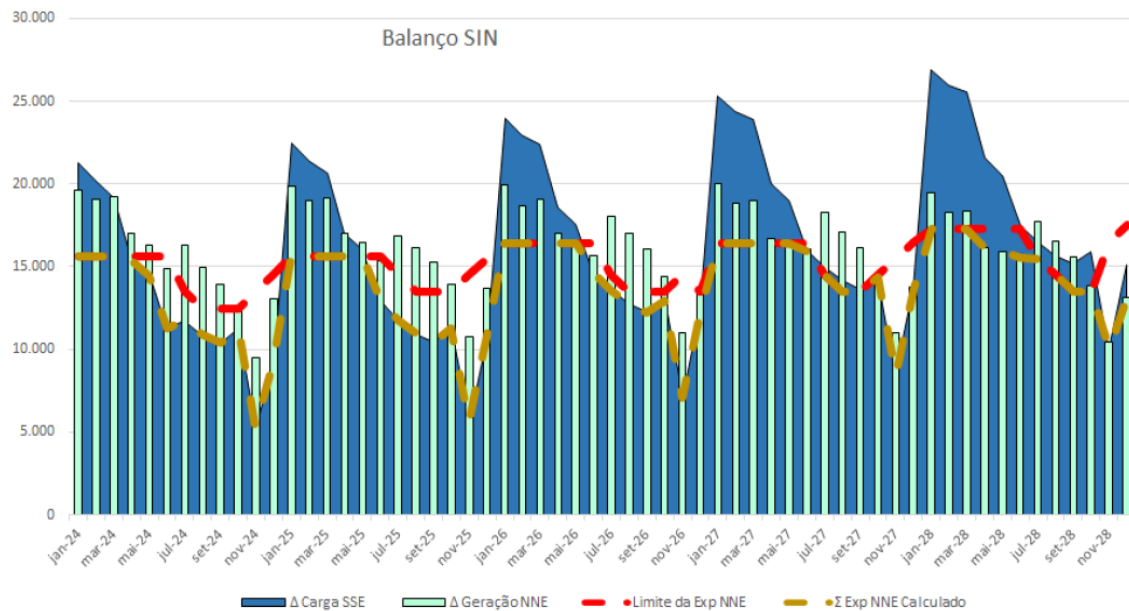
Figura 40 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO - Dia Útil - Período Diurno (MW) 13:00h - Base Elétrica.



Fonte: (ONS, 2023).

O balanço estático às 20:00h apresenta um comportamento mais diferenciado por não ter a presença da geração fotovoltaica, dito isto, no S/SE-CO a carga supera a geração, fazendo-se necessária a importação do excedente de energia do N/NE que apesar de menor ainda é existente devido ao aumento do despacho das eólicas no período noturno. Contudo, neste horário, nos primeiros meses do ano, já não é mais possível atender toda demanda de carga com a importação, conforme é ilustrado na Figura 41 (ONS, 2023).

Figura 41 - Balanço Estático das Regiões Norte/Nordeste e Sul-Sudeste/CO – Dia Útil Período Noturno (MW) 20:00h - Base Elétrica



Fonte: (ONS, 2023).

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A confiabilidade da operação do SIN está estreitamente ligada à capacidade do ONS de adaptar-se às mudanças do setor elétrico brasileiro e como a relação entre geração de energia elétrica e o atendimento às cargas se comporta com o decorrer das alterações. Atualmente, o Brasil está passando por um crescimento da inserção de gerações fotovoltaicas e eólicas, que possuem particularidades de operação que são responsáveis por promover a modificação em como o sistema elétrico do país deve funcionar para continuar garantindo uma operação com segurança e qualidade.

No presente trabalho, foram apresentados dados que exibem o impacto do crescimento da geração renovável no Nordeste na confiabilidade da operação do sistema elétrico brasileiro, entre eles o evento de atuação do ERAC em 15/08/2024 foi um grande expoente da fragilidade na confiabilidade de operação do SIN e de alguns pontos que devem receber mais atenção para evitar problemas operacionais.

Considerando as previsões sobre carga e geração para os próximos anos, com a tendencia do crescimento de geração eólica e solar, é preciso elaborar um plano para evitar que a segurança do sistema de operação do SIN decaia com o tempo, bem como para tratar das repercussões que as decisões que serão tomadas têm nos diferentes agentes participantes. O caso da Califórnia já demonstra que os problemas podem ser divididos em dois tópicos principais: estratégia para o melhor aproveitamento da geração de energia e os recursos adotados para manter o sistema em operação segura.

Em relação ao primeiro ponto, com o aumento percentual de potência produzida pelas gerações eólicas e fotovoltaicas em relação aos geradores síncronos, o ONS tende a priorizar o despacho de suas produções com o objetivo de fazer o melhor aproveitamento das fontes não despacháveis e variáveis, em detrimento das que são despachadas e podem ter sua produção programada, muitas vezes, durante a operação diária, os geradores despacháveis recebem pedidos de redução de produção durante o dia e aumento em rampas grandes no final da tarde, a fim de substituir a geração solar que está saindo. A tendência é que nos próximos anos ocorra a diminuição da carga mínima durante o dia refletindo no

agravamento da Curva Pato e a solicitação de rampas cada vez maiores na operação diária.

Espelhando-se nas ações adotadas na Califórnia, a implementação de baterias para armazenar a geração excedente produzida pelas fontes não despacháveis é uma ótima estratégia, uma vez que poderia fazer a utilização desta energia nos momentos que as gerações diminuem ajudando nas rampas de fornecimento ao final da tarde. O Ministério de Minas e Energia já está em tramites de consulta pública para a realização do 1º leilão de armazenamento, em 2025, para a contratação de sistema de baterias para o armazenamento da geração excedente (ENERGIA, 2024).

No que diz respeito a recursos a serem adotados para a segurança da operação, é essencial destacar que geradores fotovoltaicos e eólicos não contribuem para a inércia do sistema. Por isso, é primordial a adoção de estratégias que mantenham a inércia global do sistema em patamares satisfatórios. Uma das opções é a expansão do sistema de transmissão, uma vez que aumentando o fluxo de intercâmbio entre os subsistemas também influencia no suporte de inércia entre eles. Outra opção que vem sendo discutida no setor é a implementação da inércia virtual, quando um conversor é controlado para emular o comportamento de uma máquina síncrona contribuindo com inércia para o sistema.

Outro tópico a ser ressaltado é a necessidade do crescimento do suporte reativo para evitar o colapso de tensão, como ocorreu no evento do dia 15/08/2023. Desta maneira, a implementação de compensadores síncronos pode contribuir com a elevação da potência de curto-circuito auxiliando na segurança do sistema (ONS, 2023). Equipamentos pertencentes ao grupo de Sistema de transmissão flexível em corrente alternada (FACTS), como os compensadores síncronos estáticos (STATCOM) e compensador VAR estático (SVC), são capazes de desempenhar este papel, visto que fornecem ou retiram potência reativa de acordo com a solicitação da rede.

Durante a produção deste estudo vários materiais foram analisados e temas surgiram nas discussões que não foram contemplados, desta maneira, são deixadas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo sobre viabilidade da instalação de baterias para o armazenamento da geração solar e eólica excedente, como recurso de auxílio das rampas ao final da tarde;
- Análise de possibilidades de medidas que assegurem o patamar desejável de inércia, como a implementação da inércia virtual no sistema de transmissão brasileiro;
- Demonstração simulada em ANATEM do evento do dia 15/08/2024;
- Estudos da prestação e precificação dos serviços ancilares com vistas a estruturação da política de remuneração desta prestação de serviços.

REFERÊNCIAS

ALDERETE, G. B. **Western Energy Imbalance Market Benefits and Market Update Q1 2024**. CAISO. [S.l.], p. 11. 2024.

ASSOCIADOS, C.-S. E. et al. **Atlas Eólico**: Bahia. Curitiba: Camargo-Schubert, 2013.

BOLLEN, M.; HASSAN, F. **Integration of distributed generation in the power system**. [S.l.]: IEEE Press, 2011.

CAISO. Fast Facts: What the duck curve tells us about managing a green grid. **California ISO**, 2016. Disponível em:
<https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf>. Acesso em: 07 Junho 2024.

CAISO. Managing the evolving grid. **California ISO**, 2024. Disponível em:
<<https://www.caiso.com/about/our-business/managing-the-evolving-grid#resources>>. Acesso em: 03 Junho 2024.

CEPEL. Estabilidade de Sistemas de Potência. **DSE - Departamento de Sistemas Eletroenergéticos**, 2024. Disponível em:
<<https://see.cepel.br/manual/anatem/introducao/teoria/estabilidade.html#:~:text=Estabilidade%20%C3%A9%20uma%20propriedade%20do,praticamente%20todo%20o%20sistema%20permane%C3%A7a>>. Acesso em: 30 Maio 2024.

DO AMARANTE, O. A. C. D. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: [s.n.], 2001.

ENBPAR, E. B. D. P. E. E. N. B.-. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. **Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional**, 2024. Disponível em: <<https://enbpar.gov.br/areas-de-atuacao/programas-setorias/proinfa/>>. Acesso em: 01 Junho 2024.

ENERGIA, M. D. M. E. MME recebe contribuições sobre armazenamento de energia em baterias no sistema elétrico. **gov.br**, 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-recebe-contribuicoes-sobre-armazenamento-de-energia-em-baterias-no-sistema-eletrico>>. Acesso em: 24 Outubro 2024.

EPE. Expansão de Geração: Fontes, 2024. Disponível em:
<<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>>. Acesso em: 05 Maio 2024.

GOVERNO DO RIO GRANDE DO NORTE. **Atlas Eólico e Solar do Rio Grande do Norte**. Natal: ISI-ER, 2022.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

LIANG, X.; CHAI, H.; RAVISHANKAR, J. Analytical Methods of Voltage Stability in Renewable. **Electricity**, Brasília, p. 33, Fevereiro 2022.

MURTAUGH, G. Storage surpasses 5,000 MW on the CAISO grid. **California ISO**, 2023. Disponível em: <<https://www.caiso.com/about/news/storage-surpasses-5-000-mw-on-the-caiso-grid>>. Acesso em: 07 Junho 2024.

NEIVA, A. C. D. B. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.

OLIVEIRA, A. C. C. D. **Estabilidade de Sistemas de Potência**. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p. 20. 2023.

ONS. **Análise da Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min: Relatório de Análise de Perturbação - RAP**. ONS. Rio de Janeiro, p. 572. 2023.

ONS. **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL 2023 - Ciclo 2024-2028**. ONS. Rio de Janeiro, p. 137. 2023.

ONS. Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulos 5.12. **ONS**, 29 Julho 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em: 15 Agosto 2024.

ONS. **Sumário Executivo PAR/PEL 2023: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2024 -2028**. ONS. Rio de Janeiro, p. 50. 2024.

ONS. **Sumário Executivo PAR/PEL 2023: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2024 -2028**. ONS. Rio de Janeiro. 2024.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

RICHARD BOWERS, E. F. K. A. As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California. **Independent Statistics and Analysis U.S. Energy Information Administration**, 2023. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>>. Acesso em: 07 Junho 2024.

ROTHLEDER, M. Our evolving grid. **California ISO**, 2022. Disponível em: <<https://www.caiso.com/about/news/our-evolving-grid>>. Acesso em: 07 Junho 2024.

SIOSSHANSI, F. P. El Mercado eléctrico de California y el futuro de las compañías eléctricas tradicionales, 2016. Disponível em: <https://www.enerclub.es/wp-content/uploads/2016/09/cen49_02_fereidoonpsioshansi.pdf>. Acesso em: 07 Junho 2024.

TIELENS, P.; HENNEAUX, P.; COLE, S. **Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system**. Luxemburgo: Publications Office of the European Union, 2020.