

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ANA CAROLINA DALBOSCO

**IMPACTOS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
COM A INTEGRAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV
ENTRE AS SUBESTAÇÕES XINGU E SERRA PELADA**

FLORIANÓPOLIS, 2024.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ANA CAROLINA DALBOSCO

**IMPACTOS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
COM A INTEGRAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV
ENTRE AS SUBESTAÇÕES XINGU E SERRA PELADA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto,
D. Eng.

Coorientador:
Eng. Michel dos Santos Moreale, M. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2024.

Dalbosco, Ana Carolina
IMPACTOS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL COM A
INTEGRAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV ENTRE AS
SUBESTAÇÕES XINGU E SERRA PELADA /Ana Carolina Dalbosco ;
orientador, Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, coorientador,
Michel dos Santos Moreale, 2024.
75 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia
eletrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Xingu. 3. Serra Pelada. 4. Operador
Nacional do Sistema Elétrico. 5. Instrução de Operação. I. Neto,
Edison Antonio Cardoso Aranha. II. Moreale, Michel dos Santos.
III. Instituto Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia eletrica. IV. Título.

IMPACTOS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL COM A INTEGRAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV ENTRE AS SUBESTAÇÕES XINGU E SERRA PELADA

ANA CAROLINA DALBOSCO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 09 de setembro, 2024.

Banca Examinadora:

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Orientador

Eng. Michel dos Santos Moreale, M. Eng
ONS
Coorientador

Eng. Luciene Costa, M. Eng.
ONS

Prof. Murilo Reolon Scuzziato, D. Eng.
IFSC

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema elétrico que conecta usinas geradoras, subestações e linhas de transmissão em quase todo o território brasileiro, garantindo a segurança e a continuidade do fornecimento de energia ao compartilhar recursos energéticos de forma eficiente entre as diversas regiões do país. Nesse contexto, a linha de transmissão (LT) de 500 kV entre as subestações Xingu e Serra Pelada foi concebida para solucionar atrasos em obras de transmissão críticas para o SIN. Localizada na região Norte, essa linha desempenha um papel essencial no escoamento da energia gerada na região, que abriga importantes fontes de geração, como a usina hidrelétrica de Belo Monte. Essa integração trouxe mudanças significativas nos fluxos de energia entre diferentes regiões do SIN, exigindo adaptações na operação e monitoramento do sistema. Nesse sentido, o objetivo principal deste trabalho é aprimorar o entendimento das alterações e seus impactos no monitoramento e na operação dos fluxos de energia na região Norte do SIN. Para isso, foram analisados relatórios da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), além de comparações das Instruções de Operação (IOs) antes e após a nova linha de transmissão entrar em operação, bem como compreensão de como são monitorados esses fluxos. Os resultados indicam que a LT em 500kV entre as subestações Xingu e Serra Pelada solucionou restrições no escoamento de energia, ampliando a capacidade de exportação de energia da região Norte para as regiões Nordeste e Sudeste. As novas IOs adaptaram os parâmetros operacionais do SIN, incluindo ajustes nos procedimentos de controle de tensão e redistribuição dos fluxos de potência ativa, essenciais para manter a operação dentro dos limites de segurança e garantir a continuidade do fornecimento de energia.

Palavras-chave: Serra Pelada. Xingu. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Instrução de Operação.

ABSTRACT

The National Interconnected System (SIN) is an electrical power system that connects generating power plants, substations, and transmission lines across Brazilian territory. It ensures the safety and continuity of energy supply by efficiently sharing energy resources among the country's regions. In this context, the 500 kV transmission line between the Serra Pelada and Xingu substations was conceived to address delays in critical transmission projects for the SIN. This line, located in the Northern region, plays an essential role in channelling the energy generated in the area, which hosts significant generation sources such as the Belo Monte hydroelectric power plant. This integration has brought changes in energy flows between regions, necessitating adaptations in system operation and monitoring. Accordingly, the main objective of this work is to understand these changes and impacts on the system's power flow. Reports from the Energy Research Company (EPE) and the National Electric System Operator (ONS) were analyzed to achieve this objective. Comparisons of the Operating Instructions (OIs) before and after the transmission line became operational were made, along with an examination of how these flows are monitored. The results indicate that the 500 kV transmission line between the Xingu and Serra Pelada substations resolved constraints in energy dispatch, increasing the capacity to export energy from the Northern region to the Northeast and Southeast regions. The new OIs have adapted the operational parameters of the SIN, including adjustments in voltage control procedures and redistribution of active power flows, which are essential for maintaining operation within safety limits and ensuring the continuity of energy supply.

Keywords: Serra Pelada. Xingu. National System Operator. Operational Instruction.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional	12
Figura 2 - Localização da linha de transmissão Xingu - Serra Pelada	16
Figura 3 - Atribuições do ONS.....	25
Figura 4 - Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro	26
Figura 5 - Relacionamento ONS	27
Figura 6 - Fluxograma elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5.....	30
Figura 7 - Divisão do relatório PAR/PEL	31
Figura 8 - Obras atrasadas para o escoamento da UHE Belo Monte	37
Figura 9 - Subestação Serra Pelada e ampliação da subestação Xingu.....	38
Figura 10 - SIN região Norte e Nordeste	40
Figura 11 - Limites definidos no cenário Norte exportador	42
Figura 12 - Linhas de transmissão pertencentes a interligação Norte - Nordeste	44
Figura 13 - Linhas de transmissão pertencentes a interligação Norte - Sudeste	47
Figura 14 - Linhas de transmissão pertencentes a interligação Sudeste - Nordeste	55
Figura 15 - Visor de acesso.....	63
Figura 16 - Visor de telas	63
Figura 17 - Violação de limite de tensão	64
Figura 18 - PI System.....	66
Figura 19 - Limites do SIN no PI Vision.....	69
Figura 20 - Limite do SIN detalhado.....	70

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Comparativo de influências da IO-ON.NNE	45
Quadro 2- Limites FNS anteriores à entrada em operação	47
Quadro 3 - Limites FNS após a entrada em operação	48
Quadro 4 - Limites FNS+FNESE após a entrada em operação	49
Quadro 5 - Limites FNS+FNESE anteriores à entrada em operação	49
Quadro 6 - Reduções aplicados aos limites FNS+FNESE antes e após a entrada em operação.....	50
Quadro 7 - Limites FNS+FNESE em função da carga do SIN após a entrada em operação.....	51
Quadro 8 - Limites FNS+FNESE em função da carga do SIN anteriores à entrada em operação.....	51
Quadro 9 - Limites do somatório FNS+FNESE em função da perda de um Bipolo Madeira.....	52
Quadro 10 - Influências do controle de carregamento das LT Serra da Mesa - Gurupi.....	53
Quadro 11 - Influências do controle de carregamento da LT Miracema - Gurupi.....	53
Quadro 12 - Limites FNESE anteriores à entrada em operação	55
Quadro 13 - Limites FNESE após a entrada em operação	55
Quadro 14 - Reduções nos limites FNESE referentes ao Fator Norte	56
Quadro 15 - Limites FNESE em função do FTUXG	56
Quadro 16 - limites FNESE em função do FNKG.....	56
Quadro 17 - Limites da exportação pela região Norte.....	57
Quadro 18 - Limite fluxo Xingu - Jurupari.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Ande	Administración Nacional de Electricidad
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CAG	Sistema de Controle de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCOI	Comitês Coordenadores da Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador de Operação do Nordeste
CEEE	Comissão Estadual de Energia Elétrica
Cemig	Centrais Elétricas de Minas Gerais
Cesp	Centrais Elétricas de São Paulo
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIER	Comisión de Integración Eléctrica Regional
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EXP_N	Exportação Norte

FNESE	Fluxo de Potência Ativa Nordeste Sudeste
FNNE	Fluxo de Potência Ativa Norte Nordeste
FNS	Fluxo de Potência Ativa Norte Sudeste
FNXG	Fluxo do Norte para Xingu
FXGET	Fluxo Xingu - Estreito
FXGJP	Fluxo Xingu - Jurupari
FXTR	Fluxo Xingu - Terminal Rio
GCOI	Grupos Coordenadores para Operação Interligada
GCPS	Grupos Coordenadores de Planejamento do Sistema Elétrico
GET	Grupos de Estudo de Transmissão
IHM	Interface Gráfica
IO	Instruções de Operação
IO-CG	Instrução de Controle da Geração
IO-EE	Instruções de Esquemas Especiais
IO-OC	Instrução de Operação em Contingência
IO-ON	Instruções de Operação Normal
IO-ON.N.5MM	Instrução de Operação Normal da Área 500/230kV Manaus/Macapá
IO-ON.N.5N	Instrução de Operação Normal da Área 500kV da Região Norte
IO-ON.NNE	Instrução de Operação Normal de Interligação Norte/Nordeste
IO-ON.NSE	Instrução de Operação Normal de Interligação Norte/Sudeste
IO-ON.SENE	Instrução de Operação Normal de Interligação Sudeste/Nordeste
IO-PM	Instruções de Preparação para Manobras
IO-RR	Instrução de Recomposição de Rede
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia

MOP	Mensagem Operacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR/PEL	Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo
PDO	Programação Diária da Operação
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PI AF	PI Asset Framework
PND	Programa Nacional de Desestatização
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
PPS	Proteção de Perda de Sincronismo
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
RAP	Receita Anual Permitida
REGER	Rede de Gerenciamento de Energia
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SE	Subestação
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica

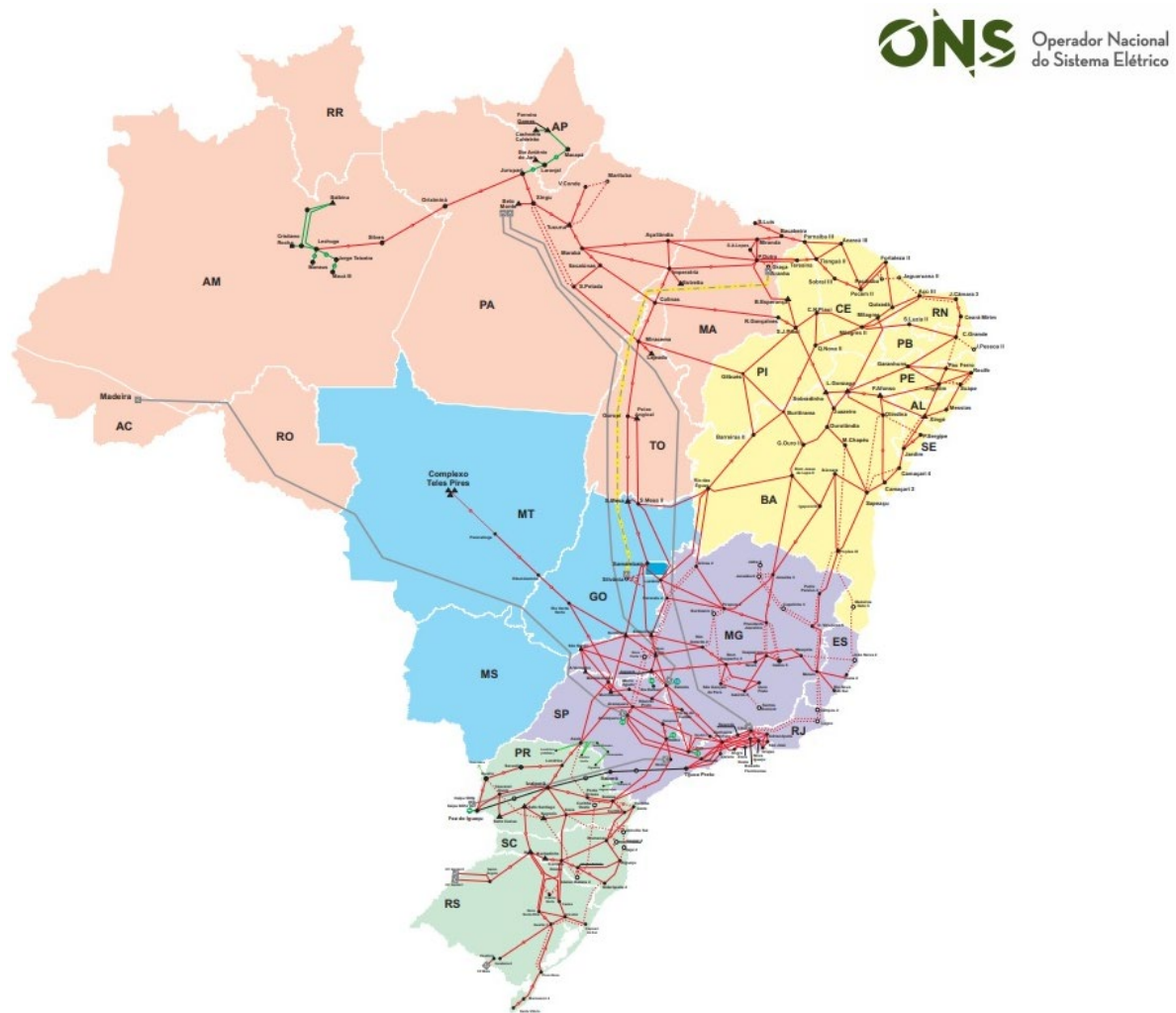
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	14
1.2	Definição do Problema	15
1.3	Objetivo Geral.....	15
1.4	Objetivos Específicos	16
1.5	Estrutura do trabalho.....	17
2	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	18
2.1	Origem do Sistema Interligado Nacional	19
2.2	Sistema Interligado Nacional Atualmente.....	24
2.2.1	Características do Sistema de Transmissão	24
2.2.2	Planejamento do Sistema	27
3	LINHA DE TRANSMISSÃO XINGU - SERRA PELADA	35
3.1	Estudos para Entrada em Operação	35
3.2	Instrução de Operação Atualizadas	41
3.2.1	Fluxo Norte – Nordeste	43
3.2.2	Fluxo Norte – Sudeste	46
3.2.3	Fluxo Sudeste – Nordeste.....	54
3.2.4	Limite de Exportação pela Região Norte.....	57
3.2.5	Área Manaus – Macapá	58
4	MONITORAMENTO DOS FLUXOS DA REGIÃO NORTE.....	60
4.1	SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia	61
4.2	PI System	65
5	CONCLUSÃO	71
	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

O SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2023b). Esse sistema é essencial para assegurar a distribuição eficiente e confiável de energia elétrica em todo o país (Figura 1).

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2024a).

O SIN é composto por quatro subsistemas elétricos interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O subsistema Sul inclui os estados da região Sul e o estado do Mato Grosso do Sul. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste abrange os estados das regiões Sudeste e Centro-Oeste, além dos estados de

Rondônia e Acre. O subsistema Nordeste é composto pelos estados da região Nordeste, e o subsistema Norte abrange a maior parte dos estados da região Norte. Esses subsistemas operam de forma coordenada, possibilitando o intercâmbio de energia entre eles e a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis.

A capacidade instalada de geração do SIN é majoritariamente composta por usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas em várias regiões do país. Nos últimos anos, observou-se um crescimento significativo na instalação de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, o que elevou a importância dessa fonte de energia para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, geralmente situadas próximas aos principais centros de demanda, desempenham um papel estratégico crucial, contribuindo para a segurança operacional do SIN. Elas são acionadas conforme as condições hidrológicas, permitindo uma gestão eficiente dos níveis de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas e garantindo a continuidade do abastecimento futuro (ONS, 2023b).

Atualmente, o Sistema Interligado Nacional possui uma capacidade de geração instalada de 229.687 MW. Esta capacidade é composta aproximadamente por 47% de geração hidráulica, 17% de geração térmica, 14% de geração eólica, 14% de micro e minigeração distribuída, 6% de geração solar e 1% de geração nuclear (ONS, 2024b).

Completando essa infraestrutura, a Rede Básica do SIN se estende por mais de 171 mil km de linhas de transmissão (ONS, 2024b). Esta rede é responsável por interligar os diversos subsistemas e transportar a energia gerada até os centros de carga, garantindo uma distribuição eficiente e confiável de energia elétrica em todo o território nacional.

A operação e a coordenação do SIN são realizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que tem como objetivos garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, monitorar a segurança do sistema elétrico em tempo real e promover o planejamento da expansão da rede, assegurando a continuidade do fornecimento em todo o território nacional.

O planejamento do SIN é um processo contínuo e fundamental para sua operação eficiente. Esse planejamento é conduzido em diferentes horizontes

temporais, sendo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável pelos estudos de longo prazo, enquanto o ONS planeja médio e curto prazo. Tais atividades garantem que o sistema esteja preparado para atender às necessidades futuras de consumo de energia, além de lidar com contingências e variações na demanda. O planejamento adequado do SIN é essencial para a formulação de instruções operacionais que orientam a gestão da rede em tempo real, assegurando que a operação do sistema seja conduzida de maneira confiável e com o menor custo possível.

1.1 Justificativa

No Brasil, a rede de transmissão de energia elétrica desempenha um papel essencial no funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Rede Básica de Transmissão do SIN, que opera em tensões entre 230 kV e 800 kV, tem como principais funções: transmitir a energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; integrar os diversos elementos do sistema elétrico, assegurando a estabilidade e a confiabilidade da rede; interligar bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas, otimizando a geração hidrelétrica e promover a integração energética com países vizinhos (EPE, 2017c).

As interligações inter-regionais, que formam os principais corredores de transmissão do país, permitem a transferência de energia entre os diversos subsistemas. Isso favorece a complementaridade das fontes ao longo do extenso território nacional e promove a otimização do uso das fontes renováveis. A malha de transmissão assegura que os excedentes de energia sejam direcionados para regiões com escassez, reduzindo a dependência de períodos hidrológicos críticos (ONS, 2024f).

Os cenários energéticos do SIN têm se alterado consideravelmente devido às mudanças significativas na matriz elétrica do Brasil, especialmente com o aumento da penetração de fontes eólicas e solares. A região Nordeste, antes importadora de energia, tornou-se uma importante exportadora, abastecendo tanto a região Norte quanto as regiões Sudeste e Centro-Oeste durante praticamente todo o ano. No período úmido, que ocorre no primeiro semestre, a região Norte se une ao Nordeste, e ambas exportam energia para o Sudeste e Centro-Oeste (ONS, 2024f).

Nesse contexto, os limites de intercâmbio de energia entre subsistemas são definidos pela máxima potência transmissível, considerando o desempenho do sistema em regimes permanentes e dinâmicos (ONS, 2024f).

1.2 Definição do Problema

A entrada em operação da linha de transmissão de 500 kV entre as subestações Serra Pelada e Xingu, em março de 2023, trouxe mudanças significativas nos fluxos de intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do SIN, especialmente na região Norte. Essas mudanças foram identificadas e analisadas em relatórios da EPE e do ONS, que evidenciam a necessidade de ajustes operacionais para garantir a estabilidade e a confiabilidade do SIN.

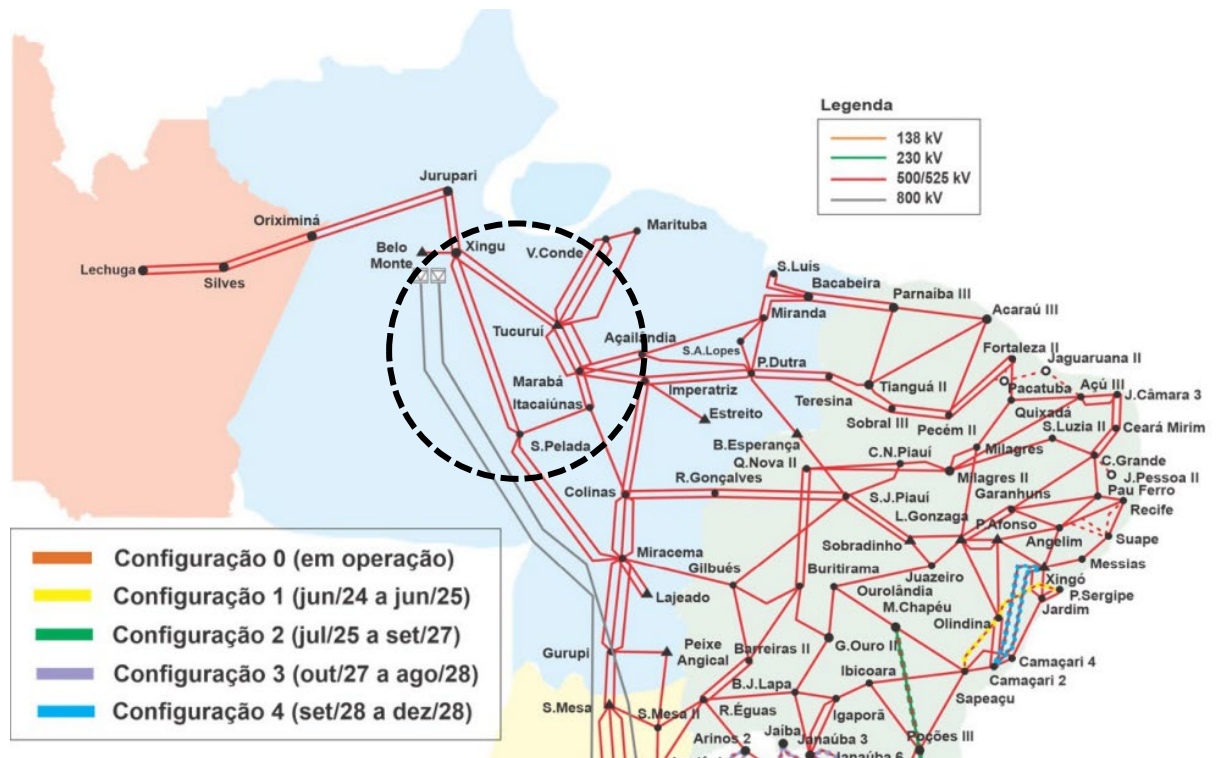
O problema a ser abordado neste trabalho consiste em analisar essas alterações nos fluxos de intercâmbio entre as regiões do SIN após a entrada em operação da linha de transmissão Xingu-Serra Pelada (Figura 2) e compreender os impactos das mudanças no monitoramento e na operação dos fluxos de energia na região Norte. Além disso, é necessário comparar as Instruções de Operação (IO) emitidas antes e após essa expansão, a fim de verificar como as alterações nos fluxos de energia foram incorporadas às práticas operacionais do SIN.

Nesse contexto, este trabalho busca explorar as mudanças nos fluxos de energia e como elas impactam a operação e o monitoramento no SIN, com especial atenção à adaptação das instruções operacionais e à gestão dos fluxos na região Norte, visando assegurar que o sistema continue a operar de forma eficiente e segura.

1.3 Objetivo Geral

Aprimorar o entendimento das alterações nos fluxos de intercâmbio entre as regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN) decorrentes da entrada em operação da linha de transmissão Xingu - Serra Pelada, compreendendo o impacto dessas mudanças no monitoramento e na operação dos fluxos de energia na região Norte.

Figura 2 - Localização da linha de transmissão Xingu - Serra Pelada



Fonte: Adaptado de ONS (2024f).

1.4 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- analisar os relatórios elaborados pela EPE e pelo ONS que evidenciam as mudanças nos fluxos de energia após a entrada em operação da linha de transmissão Xingu - Serra Pelada;
- comparar as instruções de operação dos fluxos de intercâmbio entre as regiões do SIN antes e após a entrada em operação da linha de transmissão Xingu - Serra Pelada;
- compreender os impactos das alterações nos fluxos de energia na região Norte e o monitoramento desses fluxos na operação do SIN.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo, de caráter introdutório, apresenta os objetivos gerais e específicos, a justificativa do estudo e a definição do problema.

O segundo capítulo oferece uma contextualização abrangente do Sistema Interligado Nacional (SIN), abordando desde a origem do sistema até as metodologias atuais de planejamento.

O terceiro capítulo é dedicado à linha de transmissão de 500 kV entre as subestações Serra Pelada e Xingu, detalhando os estudos de planejamento dessa linha e as atualizações das instruções de operação necessárias para sua entrada em operação.

O quarto capítulo descreve o monitoramento dos fluxos de energia na região Norte, com ênfase nos processos e ferramentas utilizados para assegurar a estabilidade e a eficiência do sistema.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões do trabalho, sintetizando os principais resultados.

2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O SIN é a principal infraestrutura de transmissão de energia elétrica do Brasil, cobrindo quase todo o território nacional. Sua principal função é integrar diversas fontes de geração de energia, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares, promovendo a transferência eficiente de eletricidade entre as diferentes regiões do país. A interconexão das redes regionais em um sistema unificado permite o intercâmbio de energia, otimizando o uso dos recursos energéticos disponíveis e garantindo maior segurança e confiabilidade no fornecimento de eletricidade (ONS, 2023b).

A formação do SIN teve início no final do século XIX e início do século XX, com a instalação das primeiras usinas hidrelétricas e redes de transmissão regionais, que operavam de forma isolada, atendendo apenas às demandas locais (GOMES, 2012). O crescimento da demanda por energia elétrica, impulsionado pelo desenvolvimento econômico e social do Brasil, exigiu a expansão dessas redes e sua integração em um sistema nacional único. Essa integração foi essencial para superar as limitações dos sistemas isolados e criar uma rede de energia elétrica mais robusta e eficiente.

Atualmente, o SIN é composto por usinas geradoras distribuídas em 16 bacias hidrográficas, complementadas por fontes térmicas, eólicas e solares, formando uma matriz energética diversificada. As usinas hidrelétricas continuam sendo a maior fonte de geração de energia no Brasil, aproveitando os vastos recursos hídricos do país (ONS, 2023b). No entanto, nos últimos anos, houve um aumento significativo na capacidade instalada de usinas eólicas e solares, especialmente nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, criando novos desafios para o planejamento e operação do SIN.

Estudos de planejamento incluem análises detalhadas do comportamento do consumo de energia elétrica no país, da expansão da capacidade de geração e transmissão e do impacto de novas fontes de energia na rede. Paralelamente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza o planejamento de médio e curto prazo, ajustando as operações do sistema para lidar com contingências e variações imediatas na demanda. A coordenação entre a EPE e o ONS é fundamental para a formulação das Instruções de Operação (IO), que são diretrizes essenciais para a

operação em tempo real do SIN, garantindo segurança, confiabilidade e o menor custo operacional possível (EPE, 2024a; ONS, 2022b).

2.1 Origem do Sistema Interligado Nacional

Na monarquia, a atividade econômica do Brasil era predominantemente agrária, e a indústria era incipiente, ou até mesmo inexistente. Em 1879, motivado pela descoberta da lâmpada incandescente por Thomas Edison, o uso da eletricidade no Brasil voltou-se para a iluminação pública. Devido a isso, foi instalado o primeiro sistema de iluminação pública no país (ROBBA *et al.*, 2020, p. 39).

Em 1883, com o aumento do uso da energia elétrica, surgiu a primeira hidrelétrica da América do Sul, localizada em Minas Gerais, chamada Usina de Marmelos. Esta usina passou a gerar energia para o centro de consumo e, juntamente com sua criação, foi estabelecida a primeira linha de transmissão de 2 km de extensão para transportar a energia gerada. Em 1889, foi criada a Usina Marmelos Zero, em Juiz de Fora, para atender à indústria metalúrgica da Companhia Mineira de Eletricidade, que também era proprietária da usina (PEREIRA, 2024). Esse período, até o início do próximo século, foi caracterizado pela iniciativa de produtores independentes, que instalavam suas usinas próximas aos seus centros de consumo, sem restrições na exploração e comercialização da energia elétrica.

Assim, os sistemas elétricos isolados e independentes marcaram os primórdios do setor elétrico brasileiro no início do século XX. Os serviços de geração, transmissão e distribuição foram construídos preferencialmente para atender à crescente demanda de energia dos maiores centros urbanos do país, por intermédio de concessionárias privadas. A falta de uma coordenação centralizada resultou em sistemas fragmentados e limitados (GOMES, 2012, p. 17).

O Brasil chegou à década de 1930 com uma capacidade instalada de 779 MW, distribuídos entre 1.009 empresas, concentradas em uma área territorial (ROBBA *et al.*, 2020, p. 43). Foi após a Revolução de 1930 que o Estado começou a ter participação no setor.

Em 1934, foi publicado o Decreto n. 24.643, conhecido como Código de Águas, que transferiu ao Estado a concessão de autorizações e a regulamentação

para a instalação e operação de usinas hidrelétricas. Este código, composto por vários livros sobre a utilização da água, restringiu o aproveitamento hidráulico a empresas nacionais sob o controle do governo federal (ROBBA *et al.*, 2020, p. 45).

Em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), que em 1965 se tornou o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). O escopo desse órgão era atuar em todos os assuntos pertinentes ao setor elétrico, regulamentando o funcionamento e as tarifas praticadas pela indústria de produção de energia elétrica. Devido a essa regulamentação, companhias estrangeiras deixaram de investir no país, e, somado à falta de planejamento do setor elétrico, ocorreram sérios problemas de abastecimento e atendimento aos consumidores (ROBBA *et al.*, 2020, p. 47). Em razão disso, o governo federal foi obrigado a adotar medidas de racionamento de energia e a pensar em medidas mais efetivas de planejamento para o setor (GOMES, 2012, p. 18).

A partir de 1940, marcos significativos assinalaram uma participação mais ativa do governo no setor energético brasileiro. Entre eles, destacam-se: a criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) em 1943, visando ao planejamento energético no Rio Grande do Sul; a fundação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) em 1945, encarregada da exploração do rio São Francisco e do abastecimento do Nordeste; a criação da Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig) em 1952 pelo governo mineiro; a instituição, em 1953, de uma série de empresas pelo governo paulista, posteriormente unificadas nas Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp); e a criação da Central Elétrica de Furnas em 1957 pelo governo federal (GOMES, 2012, p. 18).

Além desses marcos, também se sobressaem: a fundação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) em 1952, responsável por coordenar o investimento público na área de energia elétrica; a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960, incumbido de todos os estudos e assuntos relacionados à energia e à produção mineral; e a criação da Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) em 1962 (GOMES, 2012, p. 19). Esses eventos representam passos cruciais na organização e administração do sistema elétrico brasileiro.

Durante o período de 1940 a 1970, o Estado assumiu um papel central no setor elétrico, promovendo um crescimento significativo na capacidade de geração de

energia. A capacidade instalada saltou de 3.599 MW em 1950 para 6.480 MW em 1964, refletindo o impacto das atuações governamentais e políticas específicas (ROBBA *et al.*, 2020, p. 51).

Na década de 1970, a Eletrobras assumiu um papel crucial na formulação dos planos de expansão do setor elétrico. Em 1968, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) foi estabelecida, seguindo o modelo da Chesf no Nordeste e de Furnas no Sudeste. Em 1972, ocorreu a criação da Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), incumbida de coordenar o programa de energia elétrica na Amazônia, incluindo a construção e operação de usinas e sistemas de transmissão (GOMES, 2012, p. 20).

Prevendo um crescimento anual de consumo de energia elétrica acima de 12% entre 1975 e 1980, era necessário ampliar a capacidade de geração de 17.500 MW em 1974 para 30.000 MW até 1980. Esse aumento seria alcançado com a entrada em operação de usinas de grande porte, como Tucuruí (4.245 MW), Itaparica e Sobradinho (1.050 MW), no Nordeste, e Porto Primavera, no Sudeste. Além disso, foi assinado o Tratado de Itaipu em 1973, estabelecendo a criação da Usina de Itaipu, sob uma empresa binacional entre Eletrobras e a Administración Nacional de Electricidad (Ande) do Paraguai (ROBBA *et al.*, 2020, p. 54).

Em 1973, também foi sancionada a Lei de Itaipu (Lei nº 5.899), fortalecendo a Eletrobras como agência coordenadora do planejamento e da operação dos sistemas elétricos brasileiros. A lei dividiu o país em quatro regiões geométricas: Chesf (região Nordeste), Furnas (região Sudeste, Distrito Federal e parte dos estados de Goiás e Mato Grosso), Eletrosul (região Sul) e Eletronorte (região Norte e parte dos estados de Goiás e Mato Grosso) (GOMES, 2012, p. 21).

Considerando que o Brasil expandiu sua rede elétrica sem uma visão sistêmica nacional, as linhas de transmissão regionais foram construídas sem um padrão de tensão. Foi na Lei de Itaipu que se estabeleceu a padronização das tensões com o objetivo de expandir as interligações regionais. Além disso, nesta lei também foram instituídos os Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI), que substituíram os antigos Comitês Coordenadores da Operação Interligada (CCOI), originalmente criados na região Sudeste e na região Sul (PEREIRA; RICO; POZZO, 2015, p. 21; GOMES, 2012, p. 23).

O GCOI foi estabelecido como um colegiado para coordenar as atividades relacionadas à operação interligada do sistema elétrico brasileiro, reunindo representantes de várias entidades do setor. Posteriormente, visando à interligação das regiões, o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON) foi criado. Esse comitê representava um passo importante na busca pela integração e eficiência do sistema elétrico nacional (PEREIRA; RICO; POZZO, 2015, p. 21; GOMES, 2012, p. 23).

Por outro lado, o planejamento centralizado foi questionado, levando à criação dos Grupos Coordenadores de Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) em 1980. O objetivo desse grupo era oferecer uma abordagem mais sistemática ao planejamento do setor elétrico, representando os interesses das empresas estaduais. Reconhecido como o responsável pela expansão dos sistemas elétricos brasileiros, o GCPS desempenhou um papel crucial na definição das estratégias de desenvolvimento do setor elétrico até 1995 (PEREIRA; RICO; POZZO, 2015, p. 21).

As projeções indicavam um aumento no consumo de energia elétrica e o possível esgotamento das reservas até o final da década de 1980. Em resposta, o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL) foi criado em 1985, com o objetivo de reduzir desperdícios. Contudo, nos anos 1990, o setor elétrico enfrentou desafios com o Estado incapaz de investir, o que impulsionou um movimento intenso e desordenado a favor da privatização (MARTINS, 2015).

Em 1990, foi criado o Programa Nacional de Desestatização (PND) pela Lei n. 8.031/1990, com o objetivo de reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades que até então eram exploradas pelo setor público. Esse processo iniciou-se com a venda das distribuidoras federais Escelsa, em 1995, e Light, em 1996, para consórcios formados por empresas nacionais e estrangeiras (LOUREIRO, 2009; GOMES, 2012, p. 27).

Em 1996, o Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu a contratação da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, como parte do projeto denominado Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Esta consultoria baseou-se em modelos internacionais, levando em consideração a predominância da geração hidrelétrica no Brasil. Foi proposto um modelo de segmentação do setor elétrico em

quatro áreas: geração, transmissão, distribuição e comercialização (LOUREIRO, 2009; GOMES, 2012, p. 28).

Em decorrência das recomendações para o novo formato institucional do setor, foi criada, em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pela Lei n. 9.427, sucedendo o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A ANEEL, uma autarquia sob regime especial, tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis ao desenvolvimento do mercado de energia elétrica, assegurando o equilíbrio entre os agentes e beneficiando a sociedade (LOUREIRO, 2009).

Dando continuidade à implementação do novo formato, foi criado, em 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pela Lei nº 9.648. A missão do ONS é garantir o suprimento de energia no país, assegurando qualidade e equilíbrio entre segurança e custo global da operação. Cabe ao ONS coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), além de planejar a operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Como consequência dessa criação, surgiu o conceito de Sistema Interligado Nacional, o qual é um sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil (LOUREIRO, 2009; ONS, 2023a).

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro desde o final do século XIX até o final do século XX foi marcado por um processo de evolução contínua, adaptando-se às necessidades econômicas e sociais do país. A transição de um sistema inicial, caracterizado por iniciativas privadas isoladas e independentes, para um sistema interligado e regulado pelo Estado, demonstra a importância estratégica da energia elétrica para o desenvolvimento nacional. As reformas estruturais e institucionais implementadas ao longo das décadas refletiram os desafios e as oportunidades de cada período, culminando na criação de um setor elétrico moderno, eficiente e capaz de atender à crescente demanda por energia no Brasil.

2.2 Sistema Interligado Nacional Atualmente

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema elétrico que conecta usinas geradoras de energia, subestações (SE) e linhas de transmissão (LT) ao longo de praticamente todo o território brasileiro. Criado com o propósito de garantir a segurança do fornecimento de energia, o SIN possibilita que diferentes regiões do país compartilhem seus recursos energéticos de maneira eficiente (ONS, 2023b).

O planejamento do SIN é uma atividade contínua e multifacetada, conduzida pela EPE e pelo ONS. A EPE foca no planejamento de longo prazo, elaborando estudos que orientam a expansão da capacidade de geração e transmissão, assegurando que o sistema esteja preparado para atender às futuras demandas de maneira sustentável. Em complemento, o ONS realiza o planejamento de médio e curto prazo, abrangendo horizontes de cinco anos até um mês à frente.

A operação do SIN, coordenada pelo ONS, envolve a gestão em tempo real de todas as instalações de geração e transmissão de energia elétrica. A complexidade da operação do SIN é intensificada pela dinâmica das variáveis envolvidas, que mudam constantemente e requerem um monitoramento contínuo e detalhado. Esse processo é realizado por sistemas avançados de supervisão e controle, como o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), que, em conjunto com PI System, permite ao ONS tomar decisões rápidas para manter a estabilidade e continuidade do fornecimento de energia.

2.2.1 Características do Sistema de Transmissão

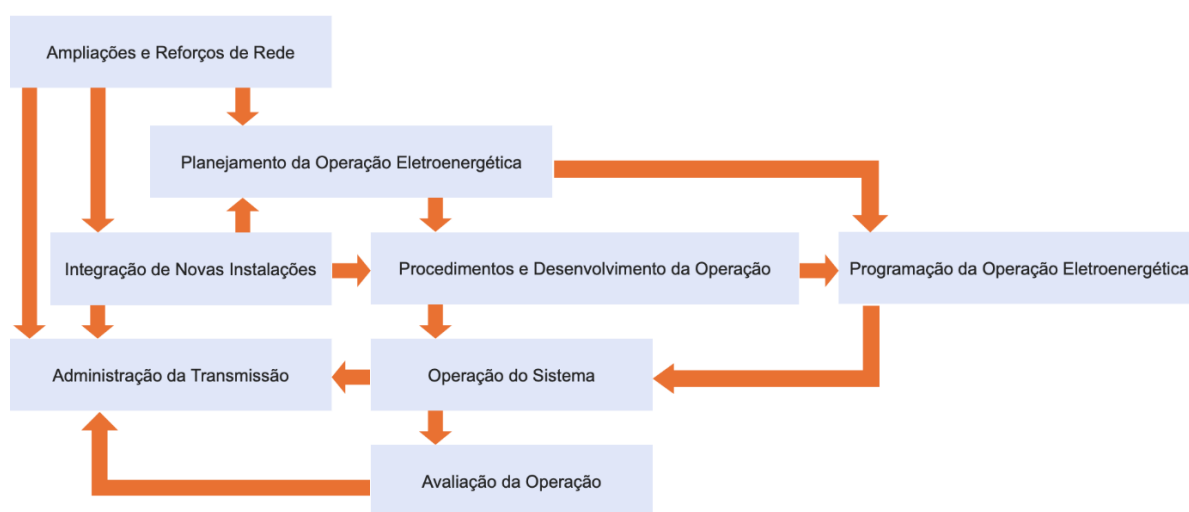
O Sistema Interligado Nacional (SIN) é uma vasta e complexa infraestrutura que integra usinas de geração, linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, formando um sistema único que abrange praticamente todo o território brasileiro. Predominantemente composto por usinas hidrelétricas, o SIN também inclui fontes térmicas, eólicas e solares. A interligação dos subsistemas otimiza o uso dos recursos energéticos, permitindo que o excedente de uma região supra eventuais déficits em outra.

A coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN são atribuídos ao ONS. Além disso, o ONS é

responsável pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país. A regulação e fiscalização de suas atividades são realizadas pela ANEEL (ONS, 2023a).

Para o cumprimento de suas atribuições legais e missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações sobre o sistema e seus agentes proprietários, com o objetivo de gerenciar as diversas fontes de energia e a rede de transmissão (Figura 3). Entre os principais objetivos do ONS estão: promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, buscando o menor custo possível, enquanto observa os padrões técnicos e critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL; assegurar que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória, garantindo equidade e transparência no uso da infraestrutura de transmissão; e contribuir para a expansão do SIN de maneira econômica e eficiente, visando as melhores condições operacionais futuras para atender às crescentes demandas por energia elétrica com eficiência e sustentabilidade (ONS, 2023a).

Figura 3 - Atribuições do ONS

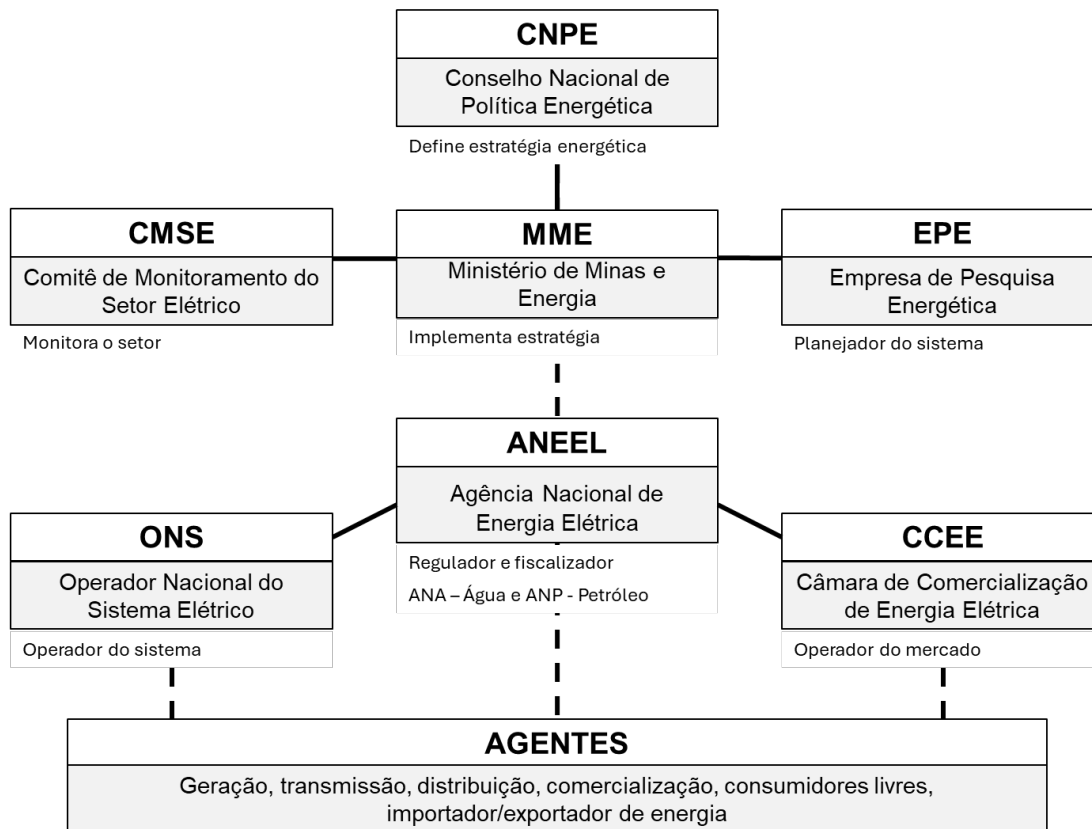


Fonte: ONS (2024c).

Além da atuação do ONS, diversos agentes de diferentes segmentos da sociedade, incluindo empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, órgãos reguladores, instituições de pesquisa, e o governo, trabalham em conjunto para garantir o funcionamento adequado do SIN. Essas entidades colaboram para assegurar que todas as etapas do processo de produção, comercialização, transmissão e distribuição de energia sejam realizadas de forma eficiente, segura e sustentável. A sinergia entre esses agentes é fundamental para manter a estabilidade

e a confiabilidade do sistema elétrico nacional. O arranjo institucional do setor elétrico brasileiro é demonstrado na Figura 4.

Figura 4 - Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro



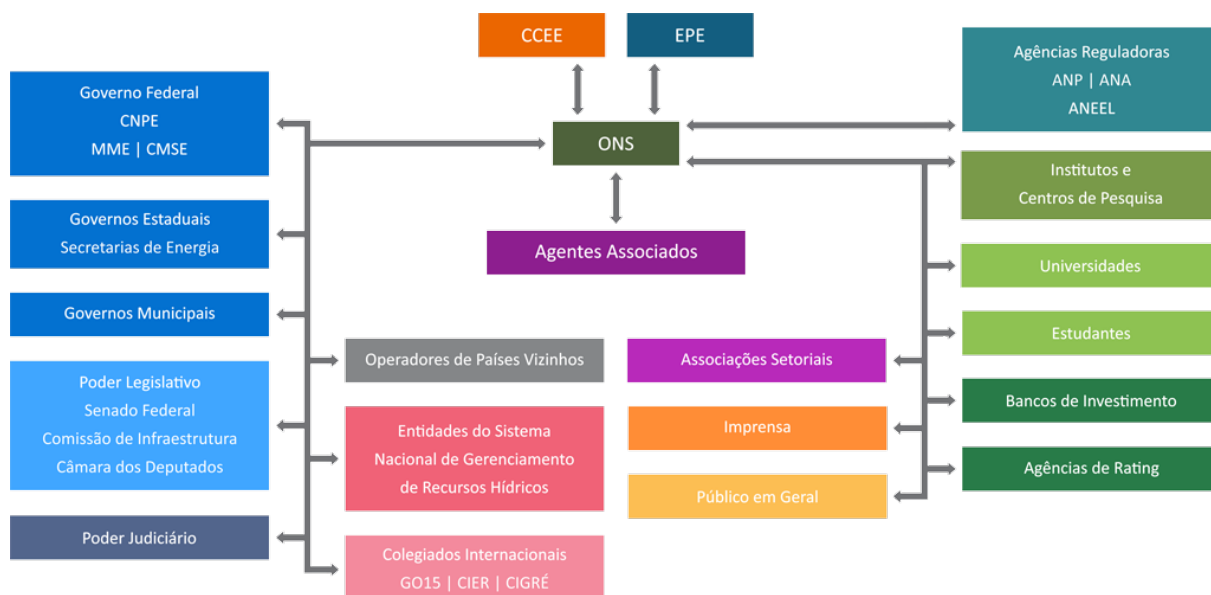
Fonte: Adaptado de Energês (2024).

A participação do Governo Federal, dos Governos Estaduais e Municipais, assim como do Poder Legislativo e Judiciário, está voltada para a implementação de políticas públicas, obras, medidas operativas e análise dos impactos locais relacionados às decisões sistêmicas da operação do SIN. As agências reguladoras, representadas pela ANEEL, ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil) e ANA (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico), dividem-se na fiscalização e regulação da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, nas atividades econômicas da indústria do petróleo e no acompanhamento dos recursos hídricos do país (ONS, 2024d).

O ONS articula suas ações com o Ministério de Minas e Energia, participa do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e segue as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Em suas atividades técnicas, o ONS colabora com geradores, transmissores e distribuidores de

energia, além de importadores, exportadores e consumidores livres, mantendo contato constante com associações setoriais, demonstrado na Figura 5 (ONS, 2024d).

Figura 5 - Relacionamento ONS



Fonte: ONS (2024d).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), juntamente com o ONS, desempenham funções técnicas essenciais. A EPE é responsável pelo desenvolvimento de pesquisas e estudos voltados ao planejamento energético do sistema, enquanto a CCEE se dedica ao processo de comercialização de energia elétrica no país (ONS, 2024d).

No âmbito internacional, o ONS mantém acordos com operadores de sistemas interconectados de países vizinhos, como Uruguai e Argentina, e participa de organismos internacionais como o GO15 e a Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER). No Brasil, o ONS colabora com universidades e institutos de pesquisa, além de manter um programa de relacionamento com a imprensa para garantir transparência e disseminação de informações atualizadas sobre a operação do SIN (ONS, 2024d).

2.2.2 Planejamento do Sistema

O planejamento elétrico de longo prazo do SIN é realizado sob a responsabilidade da EPE. A EPE presta serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) através de estudos e pesquisas que subsidiam o planejamento do setor

energético, abrangendo energia elétrica, petróleo, gás natural, biocombustíveis e seus derivados. Fundada pela Lei 10.847 de 15 de março de 2004 e oficializada por decreto em agosto de 2004, a EPE é uma empresa pública federal financiada pelo Orçamento Geral da União (EPE, 2024a).

A EPE foi criada com o propósito de assegurar o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do Brasil e atua em conformidade com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e pelo MME. Desde sua criação, a EPE tem sido fundamental nas discussões e no planejamento do setor energético nacional, conduzindo estudos e pesquisas que orientam a política de suprimento de energia. Entre suas competências, destaca-se a elaboração de estudos e análises que norteiam as escolhas do Estado, promovendo a prestação eficiente do serviço público e o desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia, visando melhor atender ao bem-estar social, ao interesse coletivo e ao desenvolvimento sustentável (EPE, 2024a).

Os estudos de longo prazo da EPE visam expandir a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica, bem como a compreensão do comportamento de consumo de energia elétrica no país. Eles abrangem análises detalhadas sobre fontes específicas de geração, metodologia e cálculo da garantia física de projetos, além de estudos de planejamento energético em geral (EPE, 2024b). Os resultados dessas análises são compilados em documentos divulgados pela EPE, como o Programa de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP). A partir das definições das diretrizes de política energética, desenvolvem-se estudos e pesquisas que efetivamente orientam o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e pesquisas, quando sistematizados e continuados, constitui o ciclo de planejamento energético integrado, produzindo instrumentos importantes para ações e monitoramento.

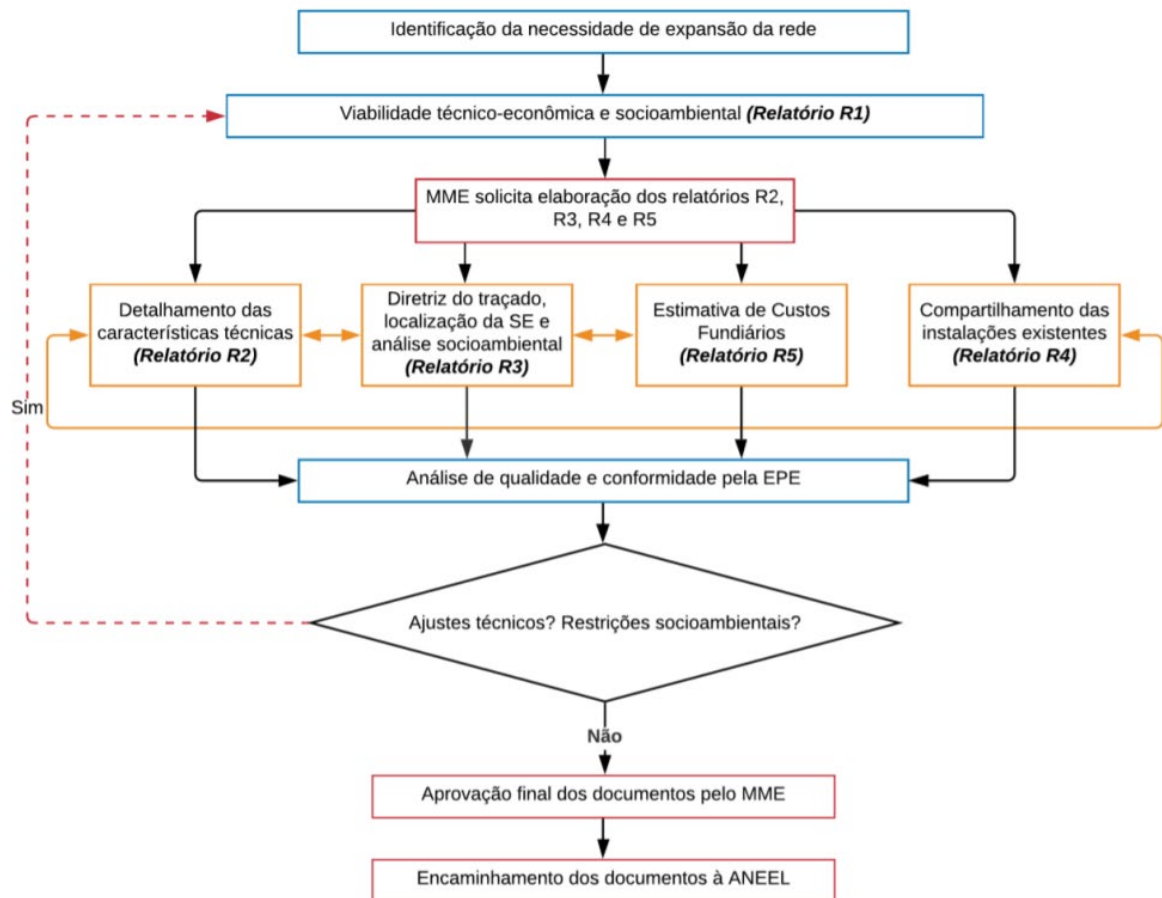
De acordo com a regulamentação do setor elétrico, todas as novas instalações de transmissão a serem integradas à Rede Básica devem ser recomendadas por estudos de planejamento de expansão realizados no âmbito dos Grupos de Estudo de Transmissão (GET), coordenados pela EPE. O processo se inicia com a elaboração dos estudos de planejamento, documentados por meio dos relatórios R1, onde a EPE indica os empreendimentos ou ampliações que compõem a melhor alternativa para atender a uma necessidade do sistema, baseando-se em

análises técnico-econômicas e socioambientais. Na sequência, os empreendimentos vislumbrados são organizados no documento gerencial PET e no PELP, onde a EPE organiza as obras conforme sua natureza e data prevista de implantação. O PET contempla apenas as obras determinativas, definidas para os primeiros seis anos à frente do ano em curso, enquanto o PELP apresenta as obras indicativas, compreendendo o período a partir do sétimo ano. A principal finalidade do documento PET/PELP é subsidiar o MME na priorização das instalações de transmissão a serem outorgadas, além de constituir um importante sinalizador para os agentes setoriais e fornecedores acerca dos investimentos a serem realizados nos próximos anos (EPE, 2024c).

Posterior, o MME emite o documento Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), que relaciona os próximos empreendimentos a serem outorgados pela ANEEL, seja através de licitação ou via autorização. Ressalta-se que esse documento é elaborado a partir da compatibilização da visão do planejamento da EPE (PET/PELP) com a visão operativa do ONS (PAR/PEL – Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo). Tratando de licitações, o processo de planejamento requer ainda, em complemento ao relatório R1, a elaboração de quatro documentos de detalhamento, denominados de R2 a R5, para melhor caracterização de cada empreendimento, visando à instrução do processo licitatório realizado pela ANEEL (EPE, 2024c).

Conforme demonstrado na Figura 6, o relatório R1 demonstra a viabilidade técnico-econômica e socioambiental da nova instalação. Em seguida, o relatório R2 detalha tecnicamente a alternativa de referência. O relatório R3 define o traçado das linhas de transmissão (LTs) e a localização das subestações (SEs), incluindo a análise socioambiental associada. O relatório R4 especifica os requisitos do sistema circunvizinho para garantir o adequado compartilhamento entre as instalações existentes e a nova obra. Completando o detalhamento dos relatórios, o relatório R5 estima os custos fundiários da região onde a nova instalação será implantada (EPE, 2024c).

Figura 6 - Fluxograma elaboração dos relatórios técnicos R1 a R5



Fonte: EPE (2024c).

Por outro lado, o planejamento elétrico de médio prazo do SIN é conduzido pelo ONS, em colaboração com a EPE. Baseando-se nas análises do planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão, o ONS desenvolve o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) com horizonte de cinco anos.

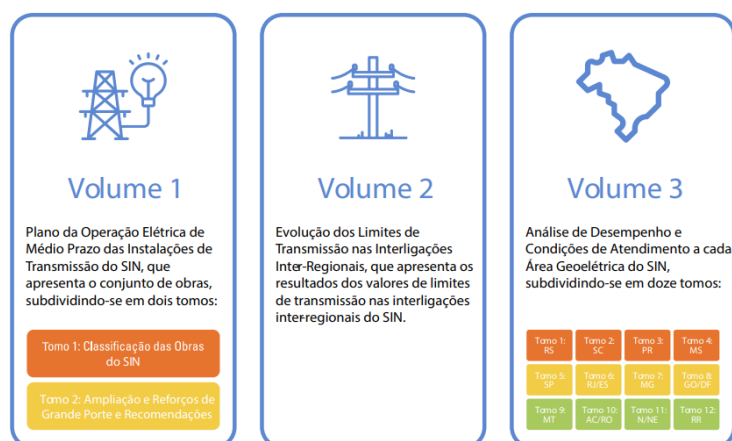
O PAR/PEL é estruturado com dois enfoques: estruturante e conjuntural. O enfoque estruturante abrange os três últimos anos do horizonte de cinco anos, tem como objetivo adequar a cronologia do plano de expansão da transmissão às necessidades de curto prazo. Essas necessidades são determinadas pelas solicitações de acesso, ampliações, reforços e melhorias, além de variações nas previsões de carga que não foram consideradas no planejamento de expansão de geração e transmissão realizado pela EPE. Ademais, esse enfoque visa eliminar possíveis restrições ou estrangulamentos de transmissão identificados tanto na operação em tempo real quanto nos estudos de planejamento de operação (ONS, 2024e).

O enfoque conjuntural do PAR/PEL abrange os dois primeiros anos do período de planejamento, tem como finalidade apresentar recomendações operativas que mitiguem os problemas identificados até que as soluções estruturais estejam disponíveis. Essas recomendações são fundamentadas na avaliação do desempenho do SIN em relação ao atendimento dos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ONS, 2024e).

Além disso, o PAR/PEL estabelece os limites de intercâmbio entre as regiões do SIN e determina os despachos de geração térmica necessários para garantir a segurança elétrica. Esses elementos são fundamentais para o planejamento energético, pois visam alinhar as restrições elétricas com as políticas energéticas, assegurando a operação ao menor custo possível (ONS, 2024e).

O PAR/PEL é estruturado em três volumes principais, conforme ilustrado na Figura 7. O volume I trata do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo das Instalações de Transmissão do SIN, subdividido em dois tomos: classificação das obras do SIN e ampliação e reforços de grande porte e recomendações. O volume II aborda a evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais, apresentando os resultados dos valores de limites de transmissão entre regiões do SIN. O volume III, por sua vez, analisa o desempenho e as condições de atendimento a cada área geoeletrica do SIN, organizado em doze tomos, cada um focado em diferentes regiões do país.

Figura 7 - Divisão do relatório PAR/PEL



Fonte: ONS (2024f).

No âmbito do ONS, a estrutura de estudos para o Planejamento Elétrico do SIN inclui, além do PAR/PEL, duas análises adicionais focadas no curto prazo. Essas

análises são delineadas nos estudos de Diretrizes para Operação Elétrica, abrangendo um horizonte quadrimestral e outro mensal (ONS, 2022b).

O estudo de Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral é fundamental para a avaliação do desempenho elétrico do SIN tanto em condições normais quanto em situações de contingência. Este estudo é detalhado em 18 volumes, que incluem: Interligações Regionais e Elos de Corrente Contínua, Área 525 kV e Interligações Internacionais da Região Sul, Área Paraná, Área Santa Catarina, Área Rio Grande do Sul, Área Mato Grosso do Sul, Área 500 kV da Região Sudeste, Área São Paulo 440 kV e 230 kV, Área São Paulo 345 kV e 230 kV, Área Rio de Janeiro e Espírito Santo, Área Minas Gerais, Área Goiás e Distrito Federal, Áreas Mato Grosso, Acre e Rondônia, Área 500 kV da Região Norte e Área 500 kV da Região Nordeste, Áreas da Região Nordeste, Áreas Pará, Maranhão e Tocantins, Área Manaus e Macapá, e Área Roraima - Sistema Isolado (ONS, 2022b).

A elaboração desses relatórios envolve a avaliação do desempenho elétrico do SIN, com base nos programas de obras de transmissão e geração concedidas pela ANEEL ou informadas ao ONS pelos agentes proprietários dos empreendimentos. Também são consideradas as previsões de carga fornecidas pelos agentes e consolidadas pelo ONS. Os principais objetivos desses estudos incluem indicar as medidas operativas necessárias para garantir o atendimento aos padrões e critérios preconizados nos Procedimentos de Rede, especialmente no Módulo 3, Submódulo 3.4 (Planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral) e no Módulo 2, Submódulo 2.3 (Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos). Além disso, apresentam os limites de transmissão para as áreas geoeletricas, nas interligações regionais e internacionais, indicam os montantes de geração térmica mínima necessária para assegurar a operação dentro dos padrões estabelecidos, identificam restrições de geração térmica, hidráulica ou outras, avaliam o efeito no desempenho do SIN da entrada em operação das obras previstas para o horizonte, bem como os reflexos de possíveis atrasos e/ou antecipações nos respectivos cronogramas (ONS, 2022b).

Ademais, identificam a necessidade de revisão e/ou concepção de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) para garantir a operação segura do SIN, revisam os ajustes de proteções e controles do SIN e subsidiam a elaboração das

Instruções de Operação (IO) utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas atribuições de coordenação e operação do SIN (ONS, 2022b).

Complementando o planejamento de curto prazo, o planejamento elétrico com horizonte mensal tem como objetivo estabelecer as diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral para o mês subsequente, através da avaliação do desempenho da operação elétrica do SIN. Este planejamento é realizado mensalmente, visando atualizar e complementar os estudos previamente publicados (ONS, 2022a).

Mediante essas novas previsões, são determinadas estratégias operacionais para o SIN, visando preservar a sua segurança elétrica. Adicionalmente, são considerados cronogramas mais precisos de manutenção e a indisponibilidade de equipamentos da Rede Básica. O relatório é produzido a partir de simulações e análises realizadas pelo ONS, com a colaboração dos representantes das diversas empresas integrantes do SIN (ONS, 2022a).

Em suma, o planejamento elétrico com horizonte mensal funciona como uma atualização contínua dos estudos quadrimestrais, incorporando análises específicas que não foram contempladas ou que necessitam de revisões. Este planejamento abrange aspectos como a análise de desempenho do SIN e o cronograma de obras, incluindo a entrada de novos equipamentos, bem como atrasos, postergações ou adiantamentos na integração de obras na Rede Básica.

Após a realização dos estudos de planejamento, esses documentos constituem a base para a elaboração das IOs. As IOs são diretrizes detalhadas que os centros de operação do ONS e os demais agentes utilizam para conduzir a operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional. Essas instruções são fundamentais para assegurar que todos os procedimentos necessários sejam rigorosamente cumpridos, garantindo a segurança do sistema.

As IOs abrangem uma vasta gama de situações que podem surgir durante a operação diária do sistema, desde restrições específicas até o controle de diversos elementos da rede elétrica. Para gerir essa complexidade de maneira eficaz, as IOs são organizadas em diferentes categorias, cada uma direcionada a um aspecto particular da operação, assegurando assim a continuidade, a confiabilidade e a capacidade de resposta do SIN diante de quaisquer desafios. Entre as principais

categorias estão: Instruções de Operação Normal (IO-ON), Esquemas Especiais (IO-EE), Preparação para Manobras (IO-PM), Controle da Geração (IO-CG), Operação em Contingência (IO-OC), Recomposição de Rede (IO-RR), entre outras.

A Instrução de Operação Normal (IO-ON) é o documento que orienta a operação do sistema elétrico em condições normais, quando todos os equipamentos da Rede de Operação estão conectados e não há contingências. Essa instrução garante o pleno fornecimento de energia, a manutenção dos níveis de tensão recomendados e o respeito aos limites operacionais dos equipamentos e das linhas de transmissão. Para atingir esses objetivos, os centros de operação do ONS utilizam diversos recursos, como controle de tensão, ajuste da topologia da rede e redespacho de usinas. A IO-ON define as áreas elétricas responsáveis por cada equipamento, especialmente em casos de instalações que atravessam regiões geográficas distintas, e inclui descrições de grandezas e fluxos relevantes para a operação.

Além das Instruções de Operação, o ONS emite também Mensagens Operativas (MOP), documentos destinados a alterar ou complementar, de forma urgente ou temporária, as instruções de operação previamente estabelecidas. O processo de emissão de uma Mensagem Operativa é acionado em resposta a eventos específicos, como ocorrências imprevistas na Rede de Operação, a necessidade de implantar novos procedimentos, a realização de testes ou ensaios em instalações, ou ainda condições especiais e temporárias. Enquanto as Instruções de Operação fornecem a base estruturada para a operação do sistema, as Mensagens Operativas oferecem a flexibilidade necessária para lidar com eventos inesperados e condições temporárias (ONS, 2017).

3 LINHA DE TRANSMISSÃO XINGU - SERRA PELADA

A linha de transmissão de 500 kV entre a subestação Xingu e a subestação Serra Pelada foi projetada para escoar a energia gerada na região Norte, onde está situada a usina de Belo Monte. Esta nova linha de transmissão distribui os fluxos de potência no SIN.

A complexidade da integração dessa linha reside na necessidade de reconfigurar os limites dos fluxos de potência ativa entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, áreas interconectadas que possuem demandas energéticas distintas. Essa reconfiguração serve para prevenir sobrecargas nas linhas existentes e garantir que a energia gerada na região Norte, especialmente durante os períodos de alta produção hidrelétrica, seja eficientemente transmitida para outras regiões do país que apresentam maior demanda, como o Sudeste.

Além disso, a linha Xingu - Serra Pelada tem um impacto direto sobre os limites operacionais de exportação de energia da região Norte. Antes da sua entrada em operação, o SIN enfrentava restrições consideráveis no escoamento de energia do Norte para outras regiões, o que limitava a capacidade de aproveitamento total da energia gerada em períodos úmidos. Com a nova linha, essas restrições são reduzidas.

A integração da linha exige ajustes nas Instruções de Operação (IO), precisaram ser atualizadas para refletir as novas condições operacionais, incluindo a redistribuição dos fluxos de potência e a gestão dos limites de tensão nas diferentes partes do sistema.

3.1 Estudos para Entrada em Operação

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-034/2016 (ONS, 2016) abordou de forma abrangente os impactos dos atrasos nas obras de transmissão de energia da Abengoa no SIN. As obras eram LTs 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema, Parauapebas – Itacaiúnas e SE Parauapebas 500 kV; LTs 500 kV Miracema – Gilbués II, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II; LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III e LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II e Luiz Gonzaga – Milagres II.

A ausência dessas infraestruturas, essenciais para a interligação das regiões Norte, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste, comprometeu o escoamento da energia hidráulica e eólica, afetando a segurança e a eficiência do sistema elétrico nacional. As medidas operativas propostas e as recomendações estratégicas visaram mitigar os efeitos desses atrasos, fornecendo informações essenciais para as decisões do CMSE (EPE, 2016).

No contexto da necessidade de novas obras de transmissão, a linha de transmissão em 500kV entre as subestações Xingu e Serra Pelada foi prevista no relatório EPE-DEE-RE-037-2017, que aborda a recomendação de reforços para mitigar os atrasos em instalações de transmissão concedidas. O objetivo deste relatório foi determinar um conjunto mínimo de reforços necessários para mitigar as restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica, com impactos significativos para o suprimento de energia através do SIN (EPE, 2017a). O relatório destacou, principalmente, os empreendimentos cuja ausência tem maior impacto no escoamento das fontes de geração contratadas, particularmente a UHE Belo Monte e as novas fontes eólicas na região Nordeste. Esses atrasos foram apresentados pela ANEEL no relatório de fiscalização da transmissão, edição de janeiro/março de 2017, que demonstrou que mais de 60% dos empreendimentos de transmissão estavam atrasados (EPE, 2017a).

O escoamento da geração da UHE Belo Monte, especificamente as obras relacionadas à Abengoa (ATE XVI, XVIII, XXI e XXII) e LITE (Figura 8), foram paralisadas e não estarão disponíveis nas datas previstas e sem expectativa de entrada em operação no médio prazo. As obras da ATE XXI (LTs 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema, Parauapebas – Itacaiúnas e SE Parauapebas 500 kV) eram necessárias para o escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte. Sem a presença destas linhas de transmissão nas datas previstas, e sem expectativa de entrada em operação no médio prazo, haverá restrições na exportação dos excedentes de geração hidráulica da região Norte para outros subsistemas (EPE, 2017a).

Estas Linhas de Transmissão foram leiloadas no lote 03 do leilão número 02/2017 da ANEEL. O anexo 6-03 deste leilão detalha as características e requisitos técnicos específicos, prevendo os mesmos equipamentos já indicados pela EPE no relatório EPE-DEE-RE-037-2017. No informe do leilão de transmissão nº 02/2017 publicado pela EPE no dia 18/12/2017, consta que o vencedor do lote 03 foi Sterlite Power Grid Ventures Limited com uma RAP (Receita Anual Permitida) contratada de 313.100.000,00 R\$/ano (EPE, 2017b).

Em 2021, o ONS realizou os estudos pré-operacionais para integração da subestação Serra Pelada e das linhas de transmissão associadas, resultando no relatório RT-ONS DPL 0425/2021 “Estudos Pré-Operacionais Para Integração Da SE Serra Pelada E Linhas De Transmissão Associadas”. Este relatório apresenta uma síntese das principais características do empreendimento e os resultados das análises de desempenho elétrico do sistema, considerando a entrada em operação, a fim de subsidiar o processo de integração desse empreendimento ao SIN e contribuir para a elaboração de instruções de operação (ONS, 2021).

As principais conclusões deste relatório indicam que as novas instalações reduzirão o carregamento da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas (Figura 10), que enfrenta restrições devido aos bancos de capacitores série durante altos níveis de exportação da região Norte, especialmente quando a geração nas UHE Tucuruí e Belo Monte está elevada. Os benefícios serão mais evidentes com a operação da LT 500 kV Xingu – Serra Pelada, mitigando os efeitos das contingências nos elos de corrente contínua e permitindo melhor aproveitamento da geração da UHE Belo Monte (ONS, 2021). Os novos limites de transferência foram publicados posteriormente, próximos à entrada em operação das linhas, nos relatórios com horizonte quadrimestral e mensal.

Aproximando-se da entrada em operação desse empreendimento, o relatório quadrimestral RT-ONS DPL 0591/2022 do ONS com horizonte de janeiro a abril de 2023 apresentou os estudos dos impactos com a entrada em operação dessa linha. Os estudos da área de 500kV da região Norte e da área de 500kV da região Nordeste são detalhados no volume 14.

Assim, um dos principais objetivos do relatório é “subsidiar a atualização das instruções de operação utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas

atribuições de coordenação e operação do SIN.” (ONS, 2022b, p. 10). O relatório descreve que a LT 500 kV Xingu - Serra Pelada circuitos 1 e 2 (C1 e C2), de responsabilidade da Novo Estado Transmissora De Energia S.A., elimina restrições de carregamentos, permite a exploração da geração das UHE da região Norte, além de aumentar os limites de intercâmbio (FNS, FNESE e FNS+FNESE) (ONS, 2022b, p. 15).

No item 2.7, o relatório realiza uma análise do desempenho do sistema em situações de contingência, considerando tanto o período anterior quanto posterior à entrada em operação da Linha de Transmissão Xingu - Serra Pelada. Os resultados indicam que as restrições associadas às contingências são reduzidas após a integração desta linha ao sistema. Já o item 2.8 aborda as inequações que devem ser monitoradas durante a operação normal até a entrada em operação da referida linha (ONS, 2022b).

Com a entrada em operação da Linha de Transmissão Xingu - Serra Pelada, foi emitida a mensagem operativa MOP/ONS 065-S/2023. Esta mensagem operativa define os novos procedimentos para a operação das interligações Norte/Nordeste, Norte/Sudeste, Sudeste/Nordeste e da área de 500 kV da região Norte, baseando-se nos estudos da integração das Linhas de Transmissão Xingu - Serra Pelada C1 e C2 ao sistema. A MOP revisou nove instruções de operação, com ênfase na atualização dos limites de fluxos de energia na região Norte, refletindo as mudanças trazidas pela nova infraestrutura.

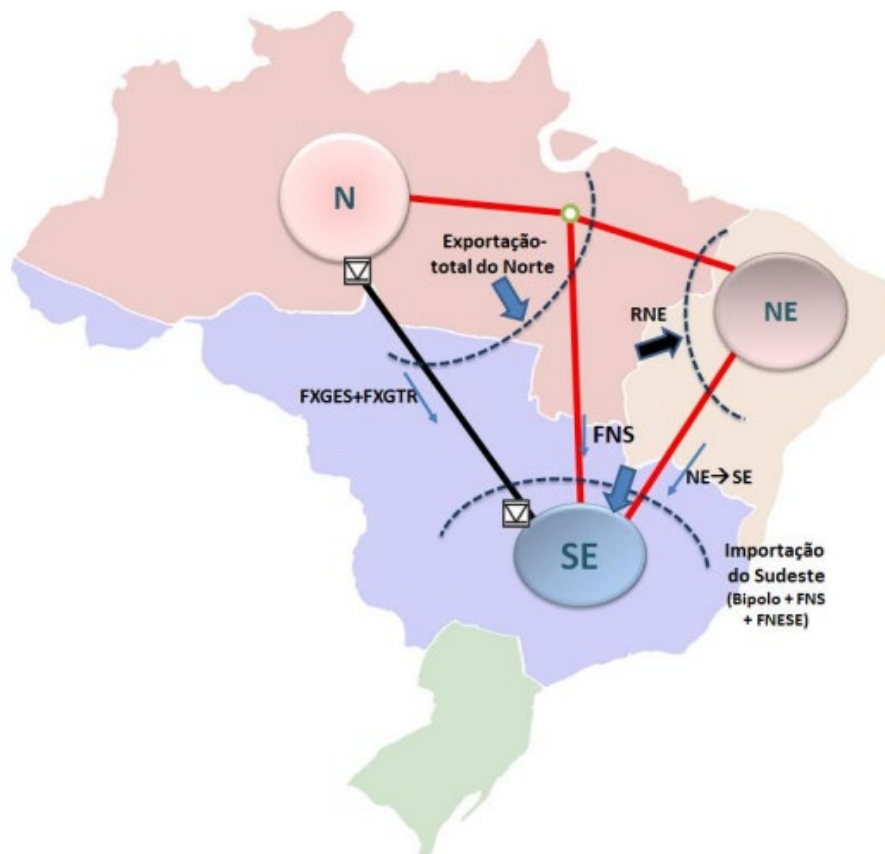
3.2 Instrução de Operação Atualizadas

A linha de transmissão de 500 kV entre a subestação Xingu e a subestação Serra Pelada está situada na área de 500 kV da Região Norte, desempenhando um importante papel na interligação do Sistema Interligado Nacional. A entrada em operação dessa Linha de Transmissão representou um avanço significativo para o reforço da infraestrutura elétrica nessa região, exigindo a implementação de novos procedimentos operacionais para assegurar a estabilidade e segurança do sistema.

Em decorrência dessa expansão, foi introduzida a mensagem operativa MOP/ONS 065-S/2023, estabelecendo novas diretrizes para a operação das

interligações envolvidas, atualizando principalmente os fluxos regionais e sistêmicos da região Norte (Figura 11).

Figura 11 - Limites definidos no cenário Norte exportador



Fonte: ONS (2024f).

A MOP/ONS 065-S/2023 trouxe modificações em diversas Instruções Operativas (IO), ajustando os procedimentos e parâmetros operacionais. As principais instruções alteradas, são:

- IO-ON.NNE – Instrução de Operação Normal de Interligação Norte/Nordeste (Fluxo FNNE): Essa IO foi ajustada para garantir a operação segura e estável da interligação Norte/Nordeste.
- IO-ON.NSE - Instrução de Operação Normal de Interligação Norte/Sudeste (Fluxo FNS): As alterações nesta instrução visaram otimizar o fluxo de energia entre as regiões Norte e Sudeste, assegurando que o sistema opere dentro dos limites de segurança.

- IO-ON.SENE - Instrução de Operação Normal de Interligação Sudeste/Nordeste (Fluxo FNESE): Esta instrução foi modificada para melhorar a operação da interligação entre as regiões Sudeste e Nordeste.
- IO-ON.N.5N - Instrução de Operação Normal da Área 500kV da Região Norte (Inequação EXP_N): Essa instrução foi ajustada para atender às novas condições operacionais da área de 500 kV da região Norte.
- IO-ON.N.5MM - Instrução de Operação Normal da Área 500/230kV Manaus-Macapá (Retirada de Restrição): Alterações foram feitas para remover restrições operacionais na área de 500/230kV Manaus-Macapá.

3.2.1 Fluxo Norte – Nordeste

A IO-ON.NNE tem por objetivo estabelecer procedimentos para o controle de tensão, carregamento e limites da interligação entre a região Norte e a região Nordeste em operação normal. A interligação é constituída pelas instalações SE Bacabeira 500 kV, SE Boa Esperança 500 kV e SE Ribeiro Gonçalves 500 kV (ONS, 2023e).

As linhas de transmissão que pertencem a interligação Norte – Nordeste são (Figura 12): LT 500 kV Gilbués II (Norte) - Miracema C3 (Nordeste), LTs 500 kV Presidente Dutra (Norte) - Teresina II C1 e C2 (Nordeste), LT 500 kV Bacabeira - Miranda II (Norte), LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba II (Nordeste), LT 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança (Norte), LT 500 kV Boa Esperança - São João do Piauí (Nordeste), LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C1 e C2 (Norte) e LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C1 e C2 (Nordeste) (ONS, 2023e).

Figura 12 - Linhas de transmissão pertencentes a interligação Norte - Nordeste



Fonte: Adaptado de ONS (2024f).

O fluxo FNNE (fluxo Norte/Nordeste) é composto pelo somatório dos fluxos (MW) das LTs 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, Presidente Dutra - Teresina II C1 e C2, Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2, Bacabeira - Parnaíba III C1 e C2, Miracema - Gilbués II C3 e pelas LTs 230 kV Coelho Neto - Teresina e Dianópolis II - Barreiras II.

Com a entrada em operação da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada, a mensagem operativa MOP 065-S/2023 foi introduzida, modificando o item 5.6 da IO-ON.NNE, que trata dos limites de segurança para garantir a estabilidade dinâmica do SIN. Anteriormente, o fluxo era monitorado pela inequação 1 (ONS, 2023f).

$$\text{FGBMC} + 0,21 \cdot \text{FRGCO} - 0,17 \cdot \text{Gcorte} \leq 1.400 \text{ MW} \quad (1)$$

onde: FGBMC é fluxo de potência ativa na LT 500 kV Gilbués II - Miracema, FRGCO é o fluxo de potência ativa na LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas, Gcorte é a geração disponível na UHE Sobradinho, nas UFVs Nova Olinda e São João do Piauí e na EOL Lagoa dos Ventos para corte pelo SEP de perda dupla e 1.400 MW é

o limite dinâmico calculado a partir da relação entre os fluxos das LT 500 kV Gilbués II - Miracema e Ribeiro Gonçalves - Colinas (ONS, 2023f).

Esta equação tem o objetivo de evitar a perda de sincronismo da região Nordeste com o SIN, e consequente atuação da PPS (Proteção de Perda de Sincronismo), em caso de perda dupla das LTs 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2 ou das LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C1 e C2 (ONS, 2023e).

Após a entrada em operação da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2 (ONS, 2023e), esta equação passou a ser monitorada conforme a inequação 2.

$$\text{FGBMC} + 0,19 * \text{FRGCO} - 0,21 * \text{Gcorte} \leq 1.500 \text{ MW} \quad (2)$$

Há procedimentos a serem adotados caso haja violação dessa inequação. Deve-se redespachar geração de acordo com a tabela de influências da IO, observando diretamente as recomendações oriundas da programação. O Quadro 1 compara o procedimento anterior e após a entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada.

Quadro 1- Comparativo de influências da IO-ON.NNE

Antes		Após	
100 MW na UHE ou Bipolo	Varição em MW (referência: Ilha Solteira)	100 MW na UHE ou Bipolo	Varição em MW (referência: Ilha Solteira)
UHE Lajeado	-13	UHE Lajeado	-13
UHE Balbina, UHE Tucuruí, UHE Belo Monte	-11	UHE Balbina, UHE Tucuruí, UHE Belo Monte	-11
UHE Peixe Angical, UHE Estreito	-9	UHE Serra da Mesa, UHE Cana Brava, UHE São Salvador	-10
UHE Serra da Mesa, UHE Cana Brava, UHE São Salvador	-5	UHE Peixe Angical, UHE Estreito	-9
Bipolo Xingu/Estreito, Bipolo Xingu/Terminal Rio	13	Bipolo Xingu/Estreito, Bipolo Xingu/Terminal Rio	13
EOL/UFV NE (Exceto: UFVs Nova Olinda e São João do Piauí e a EOL Lagoa dos Ventos - fazem parte do SEP de perda dupla).	3	EOL/UFV NE (Exceto: UFVs Nova Olinda e São João do Piauí e a EOL Lagoa dos Ventos - fazem parte do SEP de perda dupla), UHE Pedra do Cavalo.	3
UHE Luiz Gonzaga, UHE Xingó, UHE Paulo Afonso 4 UHE Irapé, UHE Itapebi, UHE Pedra do Cavalo.	2	UHE Luiz Gonzaga, UHE Xingó, UHE Paulo Afonso 4 UHE Irapé, UHE Itapebi. (UHE Sobradinho não foi considerada -faz parte do SEP de perda dupla)	2

Fonte: Adaptado de ONS (2023e; 2023f).

A inequação monitorada (inequação 2) após a entrada em operação da LT 500kV Xingu - Serra Pelada apresentou um incremento de 100 MW quando comparada à equação anterior à entrada da LT. Apesar do aumento do parâmetro multiplicador de G_{corte} , que passou de 0,17 para 0,21, o parâmetro multiplicador do fluxo de potência ativa da LT Ribeiro Gonçalves – Colinas (FRGCO) reduziu de 0,21 para 0,19, indicando que o peso de G_{corte} se tornou ligeiramente superior ao do FRGCO. Além disso, o limite dinâmico, calculado a partir da relação entre os fluxos das LT 500 kV Gilbués II - Miracema e Ribeiro Gonçalves - Colinas, aumentou de 1.400 MW para 1.500 MW. Este incremento se deve ao fato de que as LTs Gilbués II – Miracema e Ribeiro Gonçalves – Colinas passaram a operar mais longe da capacidade de transmissão após a entrada em operação da LT 500kV Xingu - Serra Pelada.

Conclui-se que o fluxo FNNE tornou-se menos restritivo em relação à inequação monitorada após a entrada em operação das Linhas de Transmissão Xingu - Serra Pelada C1 e C2. Esta alteração não apenas ampliou a capacidade de transferência de energia entre as regiões Norte e Nordeste, como também permitiu uma gestão mais eficiente dos fluxos de energia.

3.2.2 Fluxo Norte – Sudeste

A Instrução de Operação IO-ON.NSE visa definir procedimentos específicos para o controle de tensão, carregamento e limites operacionais da interligação Norte/Sudeste durante a operação normal. O fluxo FNS, conforme descrito por essa Instrução de Operação, é o somatório dos fluxos em megawatts (MW) das Linhas de Transmissão (LTs) 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 e C2 e Peixe 2 - Serra da Mesa 2 (ONS, 2023g).

A interligação Norte/Sudeste é composta pelas seguintes instalações (Figura 13): SE Dianópolis II, SE Gurupi 500 kV, SE Lajeado, UHE Lajeado, SE Palmas, SE Peixe 2, UHE Peixe Angical, SE Serra da Mesa 2 e UHE/SE Serra da Mesa 500 kV. Além disso, incluem-se os equipamentos e linhas de transmissão: LTs 500 kV Gurupi - Miracema C1, C2 e C3, Autotransformadores 500/230 kV da UHE/SE Serra da Mesa e LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Rio das Éguas (ONS, 2023g).

Quadro 3 - Limites FNS após a entrada em operação

Somatório FXGET + FXGTR (MW)	Limites de FNS (MW)		
	Carga SIN $\leq$ 72.000 MW	72.000 MW < Carga SIN $\leq$ 92.000 MW	Carga SIN > 92.000 MW
$FXGET + FXGTR \leq 6.000$	4.100		
$6.000 < FXGET + FXGTR \leq 7.000$	4.000	4.100	
$7.000 < FXGET + FXGTR \leq 8.000$	3.600	3.800	4.000

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

Os parâmetros FXGET e FXTR referem-se, respectivamente, aos fluxos de energia nos Bipolos Xingu - Estreito (FXGET) e Xingu - Terminal Rio (FXTR), que são elementos críticos na transmissão de energia do sistema interligado. Inicialmente, os limites operacionais desses fluxos estavam restritos a intervalos de 500 MW, o que implicava em uma faixa mais estreita para o gerenciamento da transmissão de energia. No entanto, com a revisão operacional, esses limites foram ampliados para intervalos de 1.000 MW.

Além disso, a capacidade de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi incrementada em 10.000 MW ao se comparar os dados entre o Quadro 2 e o Quadro 3. No Quadro 2, as faixas de carga estavam definidas com um limite máximo de 82.000 MW, enquanto no Quadro 3, esse limite foi elevado para 92.000 MW. Essa mudança demonstra que o sistema elétrico agora pode operar com cargas significativamente maiores antes de ser necessário transitar para a próxima faixa de controle, o que é fundamental para atender à crescente demanda energética do país.

Devido à mudança nos limites, houve também alterações nas condicionantes e reduções que devem ser aplicadas aos valores dos limites de FNS (item 5.1.3.1). Essas alterações estão relacionadas ao montante de geração na UHE Serra da Mesa, ao número de Unidades Geradoras sincronizadas na UHE Serra da Mesa, e ao número de máquinas sincronizadas nas UHEs Lajeado e Peixe Angical. As modificações foram necessárias devido à alteração no somatório de FXGET + FXGTR.

As demais restrições contidas no item 5.1 da IO-ON.NSE, anteriores à entrada em operação das novas linhas de transmissão, foram transferidas para um novo item que trata exclusivamente do limite de FNS+FNESE. O fluxo FNESE é definido na Instrução de Operação Normal da Interligação Sudeste/Nordeste (IO-ON.SENE) e é o oposto do fluxo FSENE, o qual é o somatório dos fluxos de potência ativa das LTs 500kV Luziânia - Rio das Éguas, Serra da Mesa 2 - Rio das Éguas,

Arinos 2 - Rio das Éguas, Padre Paraíso 2 - Poções III C1 e C2, Janaúba 3 - Bom Jesus da Lapa II e Janaúba 3 - Igaporã III (ONS, 2023h).

O novo item 5.2.1 (Quadro 4) aborda os limites do somatório de FNS + FNESE em função do fluxo do Norte para Xingu (FNXG). O FNXG é definido como o somatório dos fluxos (MW) das Linhas de Transmissão 500kV de Tucuruí para Xingu C1 e C2 e de Serra Pelada para Xingu C1 e C2 (ONS, 2023d).

Esses limites foram estabelecidos para prevenir que a perda simultânea das LTs 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2 acione a Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) na interligação Norte/Sudeste (ONS, 2023g). O item equivalente anterior à implementação da MOP era o item 5.1.4 (Quadro 5).

Quadro 4 - Limites FNS+FNESE após a entrada em operação

FNXG (MW)	Limite do Somatório de FNS+FNESE (MW)
$\text{FNXG} \leq 3.000$	12.100
$3.000 < \text{FNXG} \leq 3.500$	11.600
$3.500 < \text{FNXG} \leq 4.000$	11.100
$4.000 < \text{FNXG} \leq 4.500$	10.600
$4.500 < \text{FNXG} \leq 5.000$	10.000
$5.000 < \text{FNXG} \leq 5.500$	9.000
$5.500 < \text{FNXG} \leq 6.000$	7.200

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

Quadro 5 - Limites FNS+FNESE anteriores à entrada em operação

FTUXG (MW)	Limite do Somatório de FNS+FNESE (MW)
$0 < \text{FTUXG} \leq 1.000$	10.800
$1.000 < \text{FTUXG} \leq 1.500$	10.300
$1.500 < \text{FTUXG} \leq 2.000$	9.800
$2.000 < \text{FTUXG} \leq 2.500$	9.300
$2.500 < \text{FTUXG} \leq 3.000$	7.900
$3.000 < \text{FTUXG} \leq 3.500$	7.200
$3.500 < \text{FTUXG} \leq 4.000$	6.700

Fonte: Adaptado de ONS (2023j).

Com a nova infraestrutura, houve necessidade de ajustes nas reduções aplicáveis aos limites do somatório de FNS+FNESE, como ilustrado no Quadro 6. Essas modificações se devem ao impacto significativo da entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada, que alterou todas as reduções anteriores.

Quadro 6 - Reduções aplicados aos limites FNS+FNESE antes e após a entrada em operação

ANTES			APÓS			
1. Reduções referente ao GCorte disponível na UHE Tucuruí			1. Reduções referente ao GCorte disponível na UHE Tucuruí			
G Corte	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)		G Corte	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)		
≥ 1.360	Não há redução		≥ 680	Não há redução		
< 1.360	1.195 - 0,94 * Gcorte		< 680	300 - 0,49 * Gcorte		
2. Reduções referente ao número de UGs sincronizadas na UHE Tucuruí			2. Reduções referente ao número de UGs sincronizadas na UHE Tucuruí			
Nº de UGs sincronizadas na UHE Tucuruí (gerador ou síncrono)		Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	Nº de UGs sincronizadas na UHE Tucuruí (gerador ou síncrono)		Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	
≤ 18		Não há redução	≤ 15		Não há redução	
> 18		500	> 15		500	
3. Reduções referente ao montante de geração na UHE Serra da Mesa			3. Reduções referente ao montante de geração na UHE Serra da Mesa			
Geração da UHE Serra da Mesa (MW)		Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	Somatório (FXGET + FXGTR) (MW)	Geração da UHE Serra da Mesa (MW)	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	
Geração > 1.000		500	> 4.500	Geração > 1.000	500	
720 < Geração ≤ 1.000		300		720 < Geração ≤ 1.000	300	
480 < Geração ≤ 720		200		480 < Geração ≤ 720	200	
Geração ≤ 480		Não há redução		Geração ≤ 480	Não há redução	
4. Reduções referentes ao Somatório de FXGET + FXGTR e ao número de UGs sincronizadas na UHE Serra da Mesa			4. Reduções referentes ao Somatório de FXGET + FXGTR e ao número de UGs sincronizadas na UHE Serra da Mesa			
Somatório (FXGET + FXGTR) (MW)	Nº de UGs sincronizadas (gerador ou síncrono)	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	Somatório (FXGET + FXGTR) (MW)	Nº de UGs sincronizadas (gerador ou síncrono)	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	
> 5.000	3	Não há redução	> 4.500	3	Não há redução	
	2	200		2	200	
	1	300		1	300	
	0	600		0	600	
≤ 5.000		Não há redução	≤ 4.500		Não há redução	
5. Reduções referente as faixas de tensão, para valores de EXP_NE superiores a 3.500 MW			5. Reduções referente as faixas de tensão, para valores de EXP_NE superiores a 3.500 MW			
Subestação	Faixas de tensão para EXP_NE > 3.500 MW	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)	Somatório (FXGET + FXGTR) (MW)	Subestação	Faixas de tensão para EXP_NE > 3.500 MW	Redução nos limites de FNS+FNESE (MW)
Imperatriz	535 a 550	100 MW (para cada intervalo de até 5 kV abaixo do limite inferior da faixa de tensão)	> 4.500	Imperatriz	535 a 550	100 MW (para cada intervalo de até 5 kV abaixo do limite inferior da faixa de tensão)
Buritirama	520 a 550			Buritirama	520 a 550	
Padre Paraíso 2	520 a 550			Padre Paraíso 2	520 a 550	
			≤ 4.500	Não há redução		

Fonte: Adaptado de ONS (2023j).

As reduções aplicadas aos limites de FNS + FNESE tornaram-se mais restritivas em termos de intervalos de operação, mas, ao analisar o limite do somatório desse fluxo, observa-se um aumento significativo de 1.300 MW. Esse ganho se deve à alteração no critério de monitoramento: anteriormente, o limite era restrito apenas ao FTUXG (fluxo de potência ativa de Tucuruí para Xingu C1 e C2). Com a nova

configuração após a entrada em operação, o monitoramento passou a considerar o FNXG, permitindo um aumento na capacidade total de fluxo, refletindo uma otimização das condições operacionais do sistema.

Outro item que também sofreu alterações foi o 5.2.2, que trata dos limites do somatório de FNS+FNESE em função da carga do SIN e da potência transmitida pelos Bipolos Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio. O Quadro 7 apresenta as alterações decorrentes da MOP 065-S/2023, enquanto o Quadro 8 mostra os limites antes da entrada em operação.

Quadro 7 - Limites FNS+FNESE em função da carga do SIN após a entrada em operação

Somatório FXGET + FXGTR (MW)	Limites de FNS+FNESE (MW)		
	Carga SIN $\leq$ 72.000 MW	72.000 MW < Carga SIN $\leq$ 92.000 MW	Carga SIN > 92.000 MW
$FXGET + FXGTR \leq 4.000$	12.100		
$4.000 < FXGET + FXGTR \leq 5.000$	11.100	11.300	11.700
$5.000 < FXGET + FXGTR \leq 6.000$	10.100	10.500	11.100
$6.000 < FXGET + FXGTR \leq 7.000$	9.100	9.700	10.200
$7.000 < FXGET + FXGTR \leq 8.000$	8.600	9.500	10.000

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

Quadro 8 - Limites FNS+FNESE em função da carga do SIN anteriores à entrada em operação

Somatório FXGET + FXGTR (MW)	Limites de FNS+FNESE (MW)		
	Carga SIN $\leq$ 63.000 MW	63.000 MW < Carga SIN $\leq$ 82.000 MW	Carga SIN > 82.000 MW
$FXGET + FXGTR \leq 4.000$	10.800		
$4.000 < FXGET + FXGTR \leq 5.000$	10.300	10.800	
$5.000 < FXGET + FXGTR \leq 6.000$	9.100	9.400	10.100
$6.000 < FXGET + FXGTR \leq 7.000$	8.100	8.400	9.100
$7.000 < FXGET + FXGTR \leq 8.000$	7.100	8.100	8.500

Fonte: Adaptado de ONS (2023j).

Observa-se que a faixa do somatório dos fluxos permaneceu inalterada; no entanto, o limite de carga do SIN aumentou em 10.000 MW, e o limite do somatório dos fluxos FNS + FNESE aumentou em até 1.300 MW. Em consequência dessas alterações, os condicionantes e reduções aplicáveis aos valores dos limites do somatório FNS+FNESE foram ajustados. Essas mudanças referem-se ao número de máquinas sincronizadas como geradoras no subsistema Norte, ao montante de geração da UHE Serra da Mesa e ao somatório de FXGET + FXGTR, bem como ao número de Unidades Geradoras (UGs) sincronizadas na UHE Serra da Mesa (ONS, 2023g).

Outros novos limites foram estabelecidos: limites do somatório de FNS+FNESE em função da perda de um Bipolo do Madeira (Quadro 9), limites do somatório de FNS+FNESE em função de perda dupla da LT 765 kV do mesmo trecho, limites do somatório de FNS+FNESE em função da perda da UTE Angra 2 e limites do somatório de FNS+FNESE em função de perda dupla das LT 500 KV Araraquara - Araraquara 2 C1 E C2.

Quadro 9 - Limites do somatório FNS+FNESE em função da perda de um Bipolo Madeira

Bipolo do Madeira com maior potência (MW)	Limites de FNS+FNESE (MW)
Bipolo ≤ 2.000	12.100
$2.000 < \text{Bipolo} \leq 3.150$	11.500

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

O item 6.2 aborda procedimentos específicos para o controle de carregamento, que não existiam antes da entrada em operação da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada. Após a entrada em operação, foram estabelecidos dois controles de carregamento.

O item 6.2.1 controle de carregamento das LT 500 kV Serra Da Mesa - Gurupi C1 E C2, o qual é monitorado pela Equação 3 e tem o objetivo de evitar sobrecarga inadmissível após atuação do SEP, nos Bancos de Capacitores Série das LTs 500 kV Serra da Mesa - Gurupi, em caso de contingência na LT 500 kV Peixe 2 - Serra da Mesa 2 (ONS, 2023g).

$$\text{FNS} \leq 5.000 + 0,4 \text{ Gcorte (TUC)} + 0,5 \text{ Gcorte (LAJ)} + 0,6 \text{ Gcorte (PXA)} \quad (3)$$

onde: FNS é o fluxo (MW) na interligação Norte/Sudeste, Gcorte (TUC) é a potência ativa de uma máquina na UHE Tucuruí (1ª etapa), caso esteja com 5 ou mais UGs em operação, como gerador. Gcorte (LAJ) é a potência ativa de uma máquina na UHE Lajeado, caso esteja com 4 ou mais UGs em operação e Gcorte (PXA) é a potência ativa de uma máquina na UHE Peixe Angical, caso esteja com 3 UGs em operação (ONS, 2023g).

Caso haja violação da inequação anterior, deve-se adotar o procedimento de redespachar a geração, observando diretamente as recomendações oriundas da programação, conforme o Quadro 10. As reprogramações feitas a partir do Quadro 10 são automaticamente compensadas, para a manutenção do equilíbrio de carga x geração, pela regulação das demais usinas do SIN e pelo CAG (Controle Automático Geração).

Quadro 10 - Influências do controle de carregamento das LT Serra da Mesa - Gurupi

Redução de 100 MW na UHE ou Bipolo	Variação em MW (referência: Ilha Solteira)
UHE Peixe Angical	-75
UHE Lajeado	-60
UHE Estreito, UHE Tucuruí e UHE Belo Monte UTE Suzano, UTE Tocantinópolis, UTE Nova Olinda, UTE Paranaíba IV, UTE Maranhão III, UTE Maranhão IV, UTE Maranhão V, UTE Porto Itaquí	-45
Eólicas, Fotovoltaicas e Térmicas conectadas nos estados Maranhão, Rio Grande Norte e Ceará	-35
UHEs Sobradinho, Luiz Gonzaga, Xingo e Paulo Afonso IV	-30
Eólicas, Fotovoltaicas e Térmicas conectadas na região Nordeste (exceção do Maranhão, Rio Grande Norte e Ceará)	-25
Bipolo Xingu – Estreito ou Xingu – Terminal Rio	45

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

Já o item 6.2.2 trata sobre controle de carregamento das LT 500 kV Miracema - Gurupi C1, C2 E C3, que deve ser monitorado pela Equação 4 com o objetivo de evitar, no cenário Norte Exportador, sobrecarga inadmissível, após atuação do SEP, nos Bancos de Capacitores Série das LTs 500 kV Miracema - Gurupi remanescentes, quando da contingência de uma delas (ONS, 2023g).

$$FMCGU \leq 5.500 + 0,45 \text{ Gcorte (TUC)} + 0,55 \text{ Gcorte (LAJ)} \quad (4)$$

onde: FMCGU é o somatório dos fluxos nas LTs 500 kV Miracema / Gurupi C1, C2 e C3 no sentido Miracema para Gurupi, medido em Miracema.

Caso haja violação da inequação anterior, deve-se adotar o procedimento de redespachar a geração, observando diretamente as recomendações oriundas da programação, conforme a Quadro 11.

Quadro 11 - Influências do controle de carregamento da LT Miracema - Gurupi

100 MW na UHE ou Bipolo	Variação em MW nas LT 500 kV Miracema / Gurupi (referência: Ilha Solteira)
UHE Lajeado	61
UHE Estreito, UHE Tucuruí, UHE Belo Monte	48
UHE Sobradinho, UHE Luiz Gonzaga, UHE Xingó, UHE Paulo Afonso 4	29
UHE Peixe Angical	-23
Bipolo Xingu-Estreito, Bipolo Xingu-Terminal Rio	-49

Fonte: Adaptado de ONS (2023g).

Em resumo, observa-se um grande volume de alterações na Instrução de Operação Normal da interligação Norte/Sudeste devido ao impacto significativo no sistema provocado pela entrada em operação da Linha de Transmissão Xingu - Serra Pelada C1 e C2. Embora novas restrições tenham sido introduzidas no monitoramento desse fluxo, observa-se um aumento significativo na capacidade de monitoramento da carga do SIN. Isso permite que o sistema suporte cargas maiores antes de atingir os limites estabelecidos.

3.2.3 Fluxo Sudeste – Nordeste

A IO-ON.SENE, Instrução de Operação Normal da Interligação Sudeste/Nordeste, estabelece procedimentos para o controle de tensão, carregamento e limites da interligação Sudeste/Nordeste durante a operação normal (ONS, 2023h). Esta instrução define o fluxo FNESE, que é o inverso do fluxo FSENE. O fluxo FSENE é o somatório dos fluxos de potência ativa das LTs 500kV Luziânia - Rio das Éguas, Serra da Mesa 2 - Rio das Éguas, Arinos 2 - Rio das Éguas, Padre Paraíso 2 - Poções III C1 e C2, Janaúba 3 - Bom Jesus da Lapa II e Janaúba 3 - Igaporã III (ONS, 2023h).

A Interligação Sudeste/Nordeste é composta pelas seguintes instalações (Figura 14): SE Arinos 2, SE Governador Valadares 6 500 kV, SE Janaúba 3 500 kV, SE Padre Paraíso 2 e SE Rio das Éguas. Além disso, fazem parte as linhas de transmissão: LT 500 kV Serra da Mesa 2 - Rio das Éguas, LT 500 kV Luziânia - Rio das Éguas, LT 500 kV Arinos 2 - Pirapora 2, LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, LT 500 kV Igaporã III - Janaúba 3, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2 e LT 500 kV Janaúba 3 - Presidente Juscelino (ONS, 2023h).

A primeira condicionante e redução aplicada aos valores dos limites de FNESE não foi modificada. No entanto, o Quadro 14 apresenta uma nova condicionante adicionada após a MOP-ONS 65-S-2023.

Quadro 14 - Reduções nos limites FNESE referentes ao Fator Norte

Fator Norte	Somatório FXGET + FXGTR (MW)	Redução nos limites de FNESE (MW)
≥ 7	< 5.000	Não há redução
	≥ 5.000	600
< 7	≤ 8.000	Não há redução

Fonte: Adaptado de ONS (2023h).

O Fator Norte é calculado como o número de UG na UHE Belo Monte mais 0,5 vezes o número de UG principais na UHE Tucuruí, mais 0,3 vezes o número de UG na UHE Estreito, todas operando como geradoras (ONS, 2023h).

O item 5.1.3 foi completamente revisado. Antes da MOP-ONS 65-S-2023, o item tratava dos limites de FNESE em função do FTUXG (Quadro 15). Após a implementação da MOP, o foco passou a ser nos limites de FNESE em função do fluxo do Norte para Xingu (FNXG) (Quadro 16).

Quadro 15 - Limites FNESE em função do FTUXG

FTUXG (MW)	Limites de FNESE (MW)
$FTUXG \leq 1.500$	Não é estabelecido um valor limite para o fluxo FNESE, sendo a limitação dada em função do desempenho de tensão e carregamento do sistema em condição normal de operação
$1.500 < FTUXG \leq 4.000$	7.200

Fonte: Adaptado de ONS (2022c).

Quadro 16 - limites FNESE em função do FNXG

FNXG (MW)	Limites de FNESE (MW)
$0 < FNXG \leq 4.500$	Não é estabelecido um valor limite para o fluxo FNESE, sendo a limitação dada em função do desempenho de tensão e carregamento do sistema em condição normal de operação
$4.500 < FNXG \leq 6.000$	7.200

Fonte: Adaptado de ONS (2023h).

Em conclusão, as alterações introduzidas pela MOP-ONS 65-S-2023, particularmente nos itens 5.1.2 e 5.1.3 da IO-ON.SENE, resultaram em ajustes significativos nos limites de FNESE, refletindo a nova capacidade de escoamento de energia proporcionada pela entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada. O aumento de 600 MW nos limites, quando o somatório FXGET + FXGTR está entre

5000 MW e 8000 MW, evidencia uma maior transferência de energia entre as regiões, mitigando restrições previamente existentes. A mudança de referência de FTUXG para FNXG, no monitoramento dos fluxos, proporciona uma abordagem mais abrangente e adaptável às novas configurações do sistema, permitindo um monitoramento com maiores fluxos de energia suportados.

3.2.4 Limite de Exportação pela Região Norte

A IO-ON.N.5N (Instrução de Operação Normal da Área 500kV da Região Norte) tem por objetivo estabelecer procedimentos para o controle de tensão, carregamento e limites da área 500kV da região Norte em operação normal. O item 5.2 dessa instrução trata sobre os limites de exportação pela região Norte (EXP_N), a qual é definida no item 2.2 conforme mostra a Equação 5.

$$\text{EXP_N} = \text{FNNE} + \text{FGUSM} + \text{FPXSD} + \text{FSTVR} \quad (5)$$

Em que FNNE é o fluxo Norte/Nordeste, FGUSM é o fluxo Gurupi - Serra da Mesa, FPXSD é o fluxo Peixe II - Serra da Mesa 2 e FSTVR é Fluxo Santana do Araguaia - Vila Rica.

Anteriormente à entrada em operação da LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1 e C2, o limite de exportação pela região norte era limitada pelo carregamento no capacitor série da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas, limite físico do equipamento de 1.900 A (ONS, 2023d). Com a entrada do empreendimento, a exportação pela região Norte foi limitada para garantir o desempenho da rede de transmissão da região Norte frente a perda dos bipolos de Xingu (ONS, 2023c). Devido a isso, a mensagem operativa 065-S/2023 alterou o item 5.2 da IO-ON.N.5N conforme mostrado no Quadro 17.

Quadro 17 - Limites da exportação pela região Norte

Carga N + NE (MW)	EXP_N (MW)
Carga > 17.000	8.600
Carga ≤ 17.000	8.000

Fonte: Adaptado de ONS (2023c).

A carga N+NE representa a carga da região Norte somada com a carga da região Nordeste, quando esta carga ultrapassar a 17.000 MW a EXP_N fica limitada

a 8.600 MW, já se a carga for menor ou igual a 17.000 MW a EXP_N limita-se a 8.000 MW.

Em síntese, antes da entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada C1 e C2, a exportação Norte era limitada ao carregamento no capacitor série da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas. Após a entrada em operação, a restrição passou a ser sobre a carga do Norte somada com o Nordeste, o que permitiu a região Norte contribuir de maneira mais efetiva para a distribuição de energia no SIN.

3.2.5 Área Manaus – Macapá

A IO-ON.N.5MM, Instrução de Operação Normal da Área 500/230 kV Manaus-Macapá, estabelece procedimentos para o controle de tensão, carregamento e limites na área 500/230 kV Manaus - Macapá durante a operação normal (ONS, 2023i).

A área Manaus-Macapá é composta por diversas instalações, incluindo as subestações SE Jurupari, SE Oriximiná, SE Silves, SE Lechuga, SE Laranjal, SE Macapá, SE Manaus, SE Presidente Figueiredo, SE Jorge Teixeira, SE Mauá 3, e várias usinas hidrelétricas e termelétricas como UHE Balbina, UHE Santo Antônio do Jari, UHE Ferreira Gomes, UHE Cachoeira Caldeirão, UTE Cristiano Rocha, UTE Mauá 3, UHE Coaracy Nunes, UTE Aparecida, UTE Jaraqui, UTE Manauara, UTE Ponta Negra e UTE Tambaqui (ONS, 2023i). Além dessas instalações, a linha de transmissão 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2 também faz parte dessa área.

A MOP-ONS 65-S-2023 resultou na exclusão do item 5.1.3 desta IO, que anteriormente tratava dos limites de fluxo no trecho 500 kV Xingu - Jurupari, no sentido de Xingu para Jurupari (FXGJP), em função da carga Manaus - Macapá e dos fluxos nos Bipolos Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio (Quadro 18).

Quadro 18 - Limite fluxo Xingu - Jurupari

Fluxo nos Bipolos Xingu – Estreito + Xingu – Terminal Rio (MW) (Sentido Estreito para Xingu e Terminal Rio para Xingu)	Fluxo Xingu – Jurupari (FXGJP) (Sentido Xingu para Jurupari)	
	Carga (Manaus + Macapá) < 1.500 MW	Carga (Manaus + Macapá) ≥ 1.500 MW
$2.500 \leq \text{FETXG} + \text{FTRXG} \leq 3.270$	0 MW	200 MW
$1.000 \leq \text{FETXG} + \text{FTRXG} < 2.500$	300 MW	500 MW
$200 \leq \text{FETXG} + \text{FTRXG} < 1.000$	450 MW	700 MW

Fonte: Adaptado de ONS (2023k).

Com a entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada, a necessidade de monitoramento de fluxo nesse trecho foi eliminada, resultando na exclusão dessa restrição.

4 MONITORAMENTO DOS FLUXOS DA REGIÃO NORTE

Após a implementação das novas IOs, que ajustaram os parâmetros operacionais para lidar com as alterações causadas pela expansão da transmissão, o ONS precisou atualizar os sistemas de monitoramento dos fluxos de energia. As atualizações do monitoramento garantem que o SIN continue operando de forma segura, adaptando-se às mudanças nos fluxos de potência ativa entre as regiões.

Esses fluxos são monitorados por dois sistemas principais: o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) e o PI System. O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), desenvolvido pelo Cepel, desempenha um papel essencial na supervisão e controle em tempo real dos sistemas de energia elétrica, sendo amplamente utilizado na operação do Sistema Interligado Nacional. Com uma arquitetura modular altamente flexível, o SAGE adapta-se a uma ampla gama de funções operacionais, como a comunicação de dados, supervisão de equipamentos, e gestão integrada de múltiplos centros de controle.

À medida que a complexidade do SIN aumentou, a operação do sistema elétrico passou a exigir um nível de detalhamento e monitoramento muito maior por parte dos operadores. Inicialmente, os limites térmicos dos equipamentos, como a capacidade de cabos e enrolamentos, eram os principais parâmetros a serem observados. No entanto, com a evolução da rede de transmissão e o crescimento das demandas, os limites de estabilidade tornaram-se cada vez mais críticos. Esses limites, que visam manter a segurança elétrica e evitar falhas como o ilhamento de subsistemas, são influenciados por uma vasta gama de variáveis, incluindo fluxos de energia entre subsistemas, tensões em barras do sistema e configurações de unidades geradoras. Essa variabilidade constante representou um desafio significativo para os operadores, que passaram a despender grande parte de seu tempo monitorando esses limites dinâmicos, o que reduziu sua disponibilidade para outras tarefas na sala de controle (OLIVEIRA; MOREALE; ROSA, 2014).

Para enfrentar esse desafio, o PI System foi integrado ao processo de monitoramento, oferecendo uma solução robusta para o acompanhamento de fluxos detalhados. Os dados gerados e armazenados no SAGE são integrados ao PI System, criando uma base sólida para análises detalhadas e monitoramento contínuo em

tempo real. A organização desses dados ocorre no PI AF, enquanto a visualização e monitoramento são realizados através do PI Vision.

Assim, o SAGE, em conjunto com o PI System, consolidam-se como ferramentas indispensáveis para a operação do SIN, garantindo que as complexidades crescentes da rede de transmissão sejam gerenciadas assegurando a continuidade, a estabilidade e a confiabilidade da operação.

4.1 SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) é uma solução de supervisão e controle desenvolvida pelo Cepel, projetada especificamente para o gerenciamento e monitoramento em tempo real da operação de sistemas de energia elétrica. Com uma arquitetura modular altamente flexível, o SAGE adapta-se a diversas funções, incluindo a comunicação de dados, supervisão local ou regional, e gestão integrada de múltiplos centros de controle. Além de executar a coleta e o processamento de dados do sistema elétrico, o SAGE disponibiliza ferramentas robustas para a análise e otimização das operações, contribuindo significativamente para a prevenção e correção de problemas na rede. A característica expansível do sistema permite que ele seja facilmente atualizado com novos módulos ou servidores, à medida que as necessidades do sistema evoluem (CEPEL, 2024).

Baseado na vasta experiência do Cepel no desenvolvimento de algoritmos para a análise de redes elétricas, o SAGE incorpora um conjunto abrangente de funções que monitoram e determinam a condição operativa do sistema elétrico em tempo real. Essas funções também estão disponíveis em modo de estudo, permitindo a simulação e análise de condições operativas passadas, presentes ou hipotéticas. Em ambas as modalidades, o SAGE oferece ferramentas avançadas para a análise da segurança operativa do sistema, além de instrumentos de otimização que auxiliam na tomada de decisões, sugerindo medidas corretivas e preventivas para assegurar a estabilidade e confiabilidade do sistema (CEPEL, 2024).

Desenvolvido com base em conceitos de sistemas distribuídos e expansíveis, o SAGE é constantemente aprimorado por meio da adição de novos módulos de *software*. A necessidade de aumento da capacidade computacional pode ser facilmente atendida pela incorporação de novos servidores à infraestrutura

existente, seguida de uma reconfiguração do sistema, o que garante sua longevidade e adaptabilidade às novas demandas operacionais (CEPEL, 2024).

Além das funcionalidades principais, o SAGE inclui diversos módulos complementares que ampliam significativamente suas capacidades. Entre esses módulos estão o CAG, a Interface Gráfica (IHM), e suporte para sistemas *multi-site*, que possibilitam a sincronização de dados e o contingenciamento entre centros de controle (CEPEL, 2024).

O SAGE é a base da Rede de Gerenciamento de Energia (REGER) do ONS, um sistema que coordena as operações em tempo real do SIN. O Reger, desenvolvido em parceria entre o Cepel e a Siemens, utiliza a robustez e a capacidade de processamento do SAGE para lidar com a complexidade do sistema elétrico brasileiro, assegurando que o ONS possa tomar decisões rápidas e precisas, mantendo a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia. A arquitetura do Reger, apoiada no SAGE, representa uma solução central de tempo real para a operação do SIN, oferecendo recursos e funcionalidades modernos que garantem a eficiência, segurança e confiabilidade do sistema elétrico nacional, mesmo em cenários de alta responsabilidade e complexidade operacional.

O SAGE possui uma série de visores essenciais que mantêm o operador constantemente informado sobre a situação do sistema elétrico em tempo real. Entre os visores mais utilizados no Operador Nacional do Sistema estão o visor de acesso, visor de telas, visor de alarmes, visor de *logs* e o visor de cálculo. Esses visores são fundamentais para a operação segura e eficiente do sistema, oferecendo diferentes perspectivas e níveis de detalhe sobre os dados e eventos monitorados.

O visor de acesso (Figura 15) facilita a interação dos usuários com os módulos do sistema, permitindo a navegação entre diferentes funcionalidades, como visualização de telas, gestão de alarmes e visualização de cálculos. Ele serve como ponto central para o acesso a diversas ferramentas do SAGE, proporcionando uma interface intuitiva para o gerenciamento das operações.

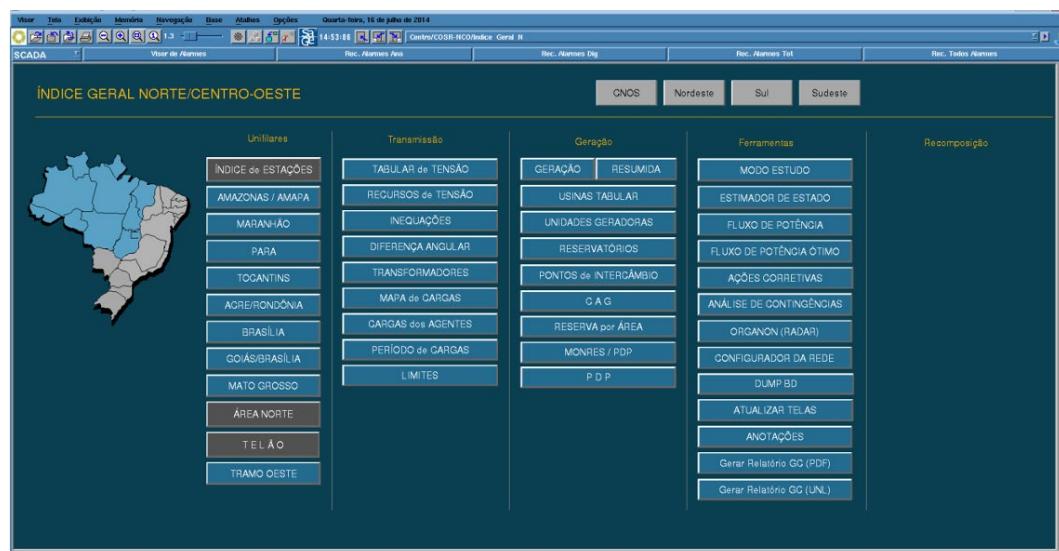
Figura 15 - Visor de acesso



Fonte: CEPEL (2010).

O visor de telas (Figura 16) oferece uma visão detalhada dos diagramas unifilares de subestações, áreas, recursos de controle de tensão, monitoramento de inequações, entre outras telas e ferramentas de acompanhamento que auxiliam na identificação rápida de problemas e na tomada de decisões. Este visor é essencial para a supervisão e controle eficientes, garantindo que os operadores possam monitorar o estado dos equipamentos e responder prontamente a quaisquer irregularidades.

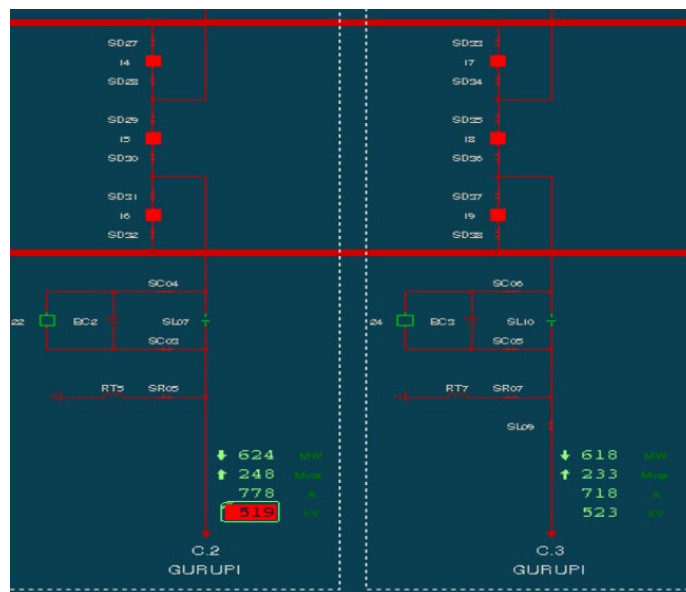
Figura 16 - Visor de telas



Fonte: ONS (2018).

Adicionalmente, o visor de telas permite a visualização dos limites operacionais em três níveis distintos: advertência, violação e emergência, todos alinhados aos parâmetros definidos nas instruções de cadastro de equipamentos do ONS. Em caso de ultrapassagem de qualquer um desses limites, o sistema aciona sinalizações visuais para alertar os operadores por meio da alteração da cor de fundo do equipamento nas telas de supervisão (Figura 17) ou por meio do visor de alarmes (OLIVEIRA; MOREALE; ROSA, 2014).

Figura 17 - Violação de limite de tensão



Fonte: Oliveira, Moreale e Rosa (2014).

O visor de alarmes monitora em tempo real os alarmes e eventos do SIN, permitindo ao operador reconhecer e gerenciar esses alarmes de forma eficiente, utilizando um código de cores para indicar a severidade dos eventos.

O visor de *logs* é uma ferramenta simples, mas eficaz, para a visualização de arquivos históricos, incluindo mensagens de alarmes e eventos do sistema elétrico e do sistema computacional. Ele permite listar arquivos e diretórios e gravar esses arquivos, facilitando o acesso e a análise de eventos passados.

O visor de cálculos permite a definição e monitoramento de pontos calculados dinamicamente. Esses pontos podem ser analógicos, digitais ou totalizados e são organizados em abas de acordo com seu tipo. Cada aba contém uma lista de pontos disponíveis, exibindo o estado do cálculo, identificador, descrição

e valor atual. Este visor serve para acompanhar e analisar os cálculos em tempo real, garantindo que os operadores tenham acesso a dados precisos e atualizados.

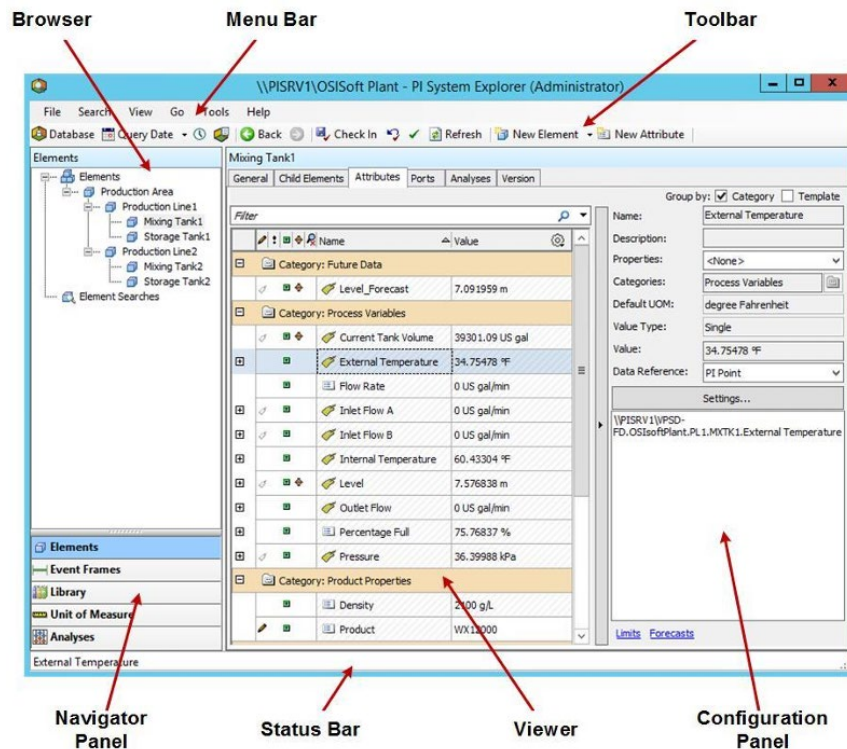
Essas diversas aplicações possibilitam que limites, que não exigem configurações complexas do sistema, sejam definidos e monitorados pelo SAGE, como no caso do Fluxo Norte-Nordeste (FNNE). O FNNE é configurado no visor de cálculo e visualizado no visor de telas de inequação. Após a entrada em operação da LT Xingu - Serra Pelada, a equação correspondente ao FNNE passou a ser calculada pelo fluxo de potência ativa na linha de transmissão (LT) 500 kV Gilbués II - Miracema, somado a 0,19 do fluxo de potência ativa na LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas, e subtraído de 0,17 da geração disponível na usina hidrelétrica Sobradinho, nas usinas fotovoltaicas Nova Olinda e São João do Piauí, e na usina eólica Lagoa dos Ventos, para corte pelo Sistema Elétrico de Potência (SEP) em caso de perda dupla. Este cálculo não pode ultrapassar o valor de 1500 MW, que é o limite dinâmico estabelecido a partir da relação entre os fluxos das LT 500 kV Gilbués II - Miracema e Ribeiro Gonçalves - Colinas. Cada item desta equação corresponde a um ponto específico do sistema, monitorado em tempo real, permitindo o cálculo e a visualização da equação de forma instantânea.

4.2 PI System

O PI System, desenvolvido pela OSIsoft (atualmente parte da AVEVA), é um sistema robusto e sofisticado que coleta, armazena e gerencia dados provenientes de plantas industriais ou processos diversos. Sua principal função é integrar dados de múltiplas fontes, disponibilizando-os de forma centralizada para análise, monitoramento e otimização de operações em tempo real.

A arquitetura do PI System (Figura 18) é composta por diversas camadas que garantem a eficiência do sistema. Essas camadas incluem interfaces responsáveis pela coleta de dados de sensores e equipamentos, um repositório central conhecido como *Data Archive*, onde esses dados são armazenados, e o *Asset Framework* (AF), que organiza e estrutura as informações de modo que possam ser facilmente acessadas e analisadas (OSISOFT, 2017).

Figura 18 - PI System



Fonte: OSISOFT (2017).

Dentro dessa estrutura, as *tags* desempenham um papel crucial. Uma *tag* no PI System é um ponto de dados que representa informações específicas coletadas de sensores, instrumentos, ou outros dispositivos. Cada *tag* é um identificador único que corresponde a uma medição ou valor individual, como temperatura, pressão, fluxo, ou status de um equipamento. Essas *tags* são essenciais para o funcionamento do sistema, pois são as unidades básicas de armazenamento e recuperação de dados. As *tags* podem ser categorizadas como *tags* de dados em tempo real, que capturam dados continuamente, *tags* de dados históricos, que armazenam dados passados para análise, e *tags* de dados futuros, usadas para armazenar previsões ou estimativas de valores futuros (OSISOFT, 2017).

A criação de uma *tag* envolve a definição de várias propriedades que especificam como o dado será capturado, armazenado e acessado. Cada *tag* precisa ter um nome único que a identifique no sistema, geralmente seguindo uma convenção de nomenclatura que facilita a identificação do dado que ela representa. Além disso, são configurados atributos da *tag*, como descritor, unidades de medida, limites de zero e a fonte de dados, que define a origem das informações que a *tag* vai armazenar. A *tag* é então associada a uma fonte de dados específica, através das interfaces do PI

System, e começa a coletar e armazenar os dados no *Data Archive*, onde podem ser acessados para monitoramento e análise (OSISOFT, 2017).

O PI System tem várias finalidades fundamentais nas operações industriais. Ele permite o monitoramento contínuo e em tempo real dos processos, capturando dados de sensores e outros dispositivos em toda a planta. Além disso, o sistema oferece a capacidade de armazenar grandes volumes de dados históricos, que podem ser acessados e analisados posteriormente para identificar padrões, ineficiências e oportunidades de otimização (OSISOFT, 2017).

Outra função do PI System é a análise e visualização de dados, utilizando ferramentas avançadas que possibilitam a criação de gráficos, tabelas e outras formas de representação visual, facilitando a interpretação dos dados e a tomada de decisões informadas. O sistema também suporta a previsão e planejamento, permitindo a análise de dados futuros, o que é essencial para o planejamento de manutenção, previsões de demanda e outras atividades críticas (OSISOFT, 2017).

O *Asset Framework* (AF) é uma camada de *software* fundamental dentro do PI System, responsável por organizar os dados de maneira hierárquica e lógica. Ele atua como um modelo de dados para representar equipamentos, processos e outras entidades de uma planta industrial de forma estruturada e acessível. No AF, cada equipamento, processo ou local é representado por um "elemento" ou "ativo", que pode incluir propriedades ou "atributos". Esses atributos podem ser valores fixos, como o diâmetro de um tanque, ou dados dinâmicos, como leituras de sensores em tempo real. Além disso, o AF permite criar hierarquias de ativos e utilizar *templates*, garantindo consistência e eficiência na modelagem de novos ativos ou processos. Também possibilita a integração de dados externos, como bancos de dados SQL, proporcionando uma visão completa do ambiente operacional (OSISOFT, 2017).

O PI Vision é a ferramenta de visualização do PI System, baseada em navegador, que permite ao usuário criar e visualizar displays gráficos interativos dos dados coletados. Ele é projetado para ser intuitivo e acessível, facilitando o monitoramento de operações e a análise de dados em tempo real e históricos. Como é acessado via navegador, o PI Vision oferece alta acessibilidade, permitindo que usuários visualizem dados de qualquer dispositivo conectado à internet. Ele possibilita a criação de displays personalizados, combinando diferentes tipos de gráficos,

tabelas, medidores e outros símbolos dinâmicos que representam dados em tempo real ou históricos. Além disso, o PI Vision suporta a visualização de dados de previsões, permitindo que os usuários comparem previsões com dados reais e ajustem operações conforme necessário (OSISOFT, 2017).

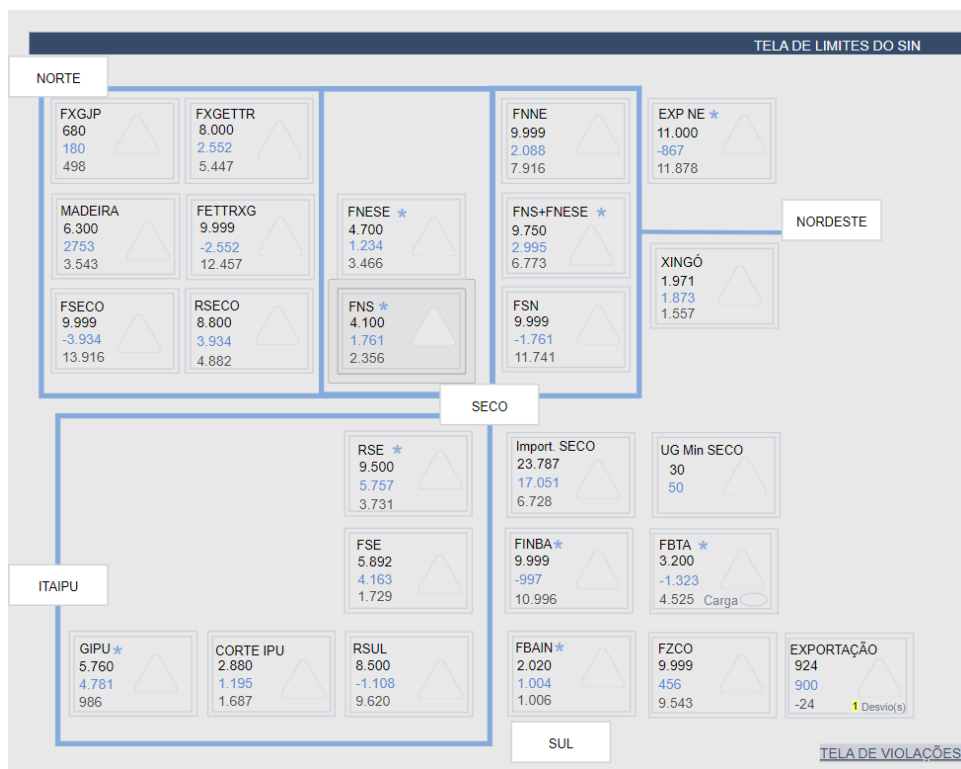
A integração entre o AF e o PI Vision é essencial para a eficácia do PI System. O AF fornece a estrutura lógica e a organização dos dados, enquanto o PI Vision oferece as ferramentas para visualização e análise desses dados. Essa combinação poderosa permite que as empresas monitorem seus processos de forma eficiente, identifiquem problemas rapidamente e tomem decisões baseadas em dados precisos e contextualizados.

Quando aplicado ao monitoramento do SIN, o PI System oferece alta eficiência no acompanhamento de fluxos que envolvem múltiplas variáveis críticas. Os dados gerados e armazenados no SAGE são integrados no PI System, criando uma base sólida para análises detalhadas e monitoramento contínuo em tempo real, o que assegura maior confiabilidade e precisão na gestão do sistema. A organização e estruturação desses dados ocorrem no PI AF, enquanto sua visualização e monitoramento são realizados através do PI Vision.

O fluxo Norte–Sudeste e a exportação pelo Norte (EXP_N) envolvem cálculos e restrições complexas em seu dimensionamento, pois possuem múltiplos valores de fluxos envolvidos com múltiplos limites, o que torna inviável a utilização do sistema SAGE para essa finalidade. Em virtude disso, esses fluxos são desenvolvidos e gerenciados utilizando o PI Asset Framework (AF), o que permite um controle detalhado e eficiente. Para que o ONS possa monitorar esses fluxos sistêmicos, é necessário seguir algumas etapas fundamentais no PI System. Inicialmente, é imperativo identificar os ativos críticos que compõem o sistema de transmissão de energia, tais como subestações, linhas de transmissão e transformadores. No PI Asset Framework, esses ativos são representados como elementos, onde, por exemplo, uma subestação pode ser um elemento no AF, com as linhas de transmissão associadas a essa subestação sendo outros elementos interligados. Cada elemento serve como uma representação digital, possibilitando uma modelagem detalhada do sistema. Para cada elemento criado, são definidos atributos que correspondem aos parâmetros a serem monitorados, como potência, tensão e corrente, os quais são mapeados para *tags*, permitindo o armazenamento e cálculo de dados em tempo real.

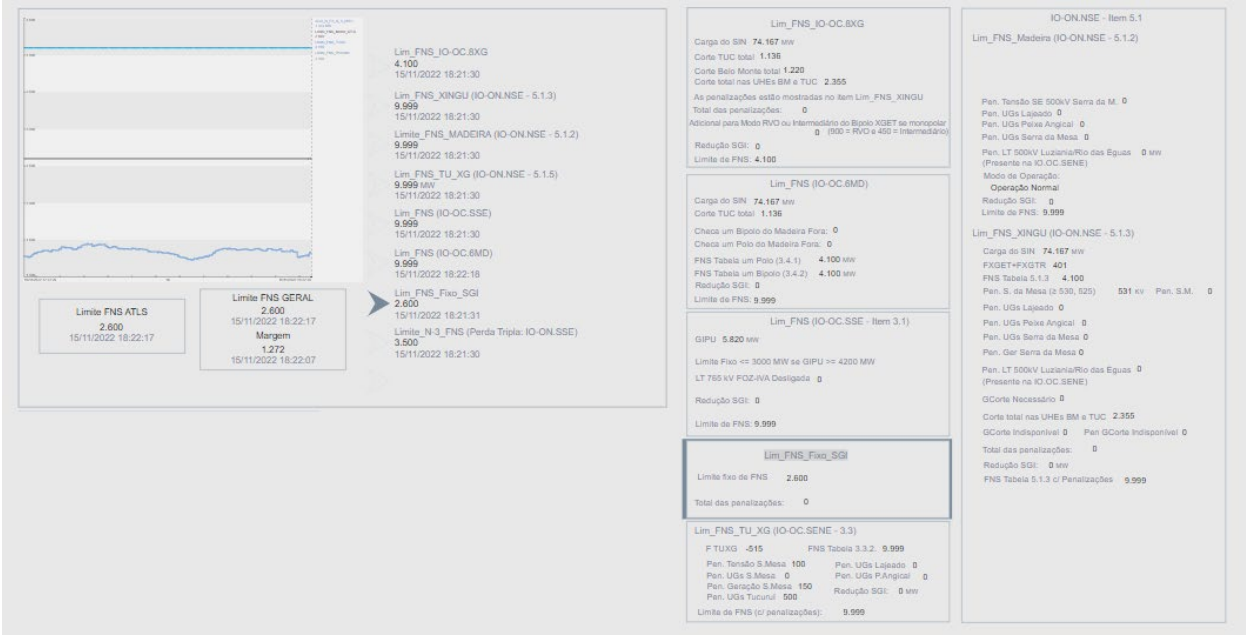
Após a construção dos fluxos e a definição dos elementos no PI AF, o monitoramento em tempo real desses fluxos é realizado através do PI Vision, que possibilita aos operadores do ONS acompanharem de maneira intuitiva (Figura 19) e detalhada (Figura 20) os dados de fluxo de energia. No PI Vision, os operadores podem criar painéis personalizados que exibem os fluxos Norte–Sudeste e EXP_N em tempo real, incluindo alertas configurados para notificar quando os fluxos se aproximam de limites críticos.

Figura 19 - Limites do SIN no PI Vision



Fonte: Moreale e Peres Junior (2023).

Figura 20 - Limite do SIN detalhado



Fonte: Moreale e Peres Junior (2023).

5 CONCLUSÃO

A linha de transmissão de 500 kV entre as subestações Serra Pelada e Xingu foi essencial para melhorar a eficiência e a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao resolver desafios relacionados ao escoamento de energia na região Norte, especialmente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, essa nova infraestrutura reduziu as restrições operacionais, facilitando o fluxo de energia entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Com a introdução da linha Serra Pelada - Xingu, houve um aumento significativo nos limites de fluxo de energia os quais foram atualizados pela MOP/ONS 065-S/2023, como o incremento de 100 MW no fluxo Norte-Nordeste e o ganho de 1.300 MW no fluxo Norte-Sudeste, devido à inclusão do critério FNXXG. Além disso, o fluxo Sudeste-Nordeste registrou um aumento de 600 MW, com o monitoramento ajustado de FTUXG para FNXXG, refletindo a adaptação do sistema.

Essas mudanças das atualizações nas Instruções de Operação, exigiram atualizações desses fluxos nos sistemas de monitoramento, como SAGE e PI System, permitindo um controle mais preciso e seguro do sistema elétrico nacional. A linha Serra Pelada - Xingu também reforçou a resiliência do SIN, promovendo uma maior integração entre as regiões e garantindo a continuidade do fornecimento de energia em caso de falhas locais.

Em síntese, a implantação de novas linhas e subestações como este projeto da linha de transmissão Serra Pelada - Xingu não apenas expandem a capacidade de intercâmbio de energia entre as regiões do SIN, mas também introduzem melhorias significativas na operação do SIN. Além disso, estes projetos servem como um modelo para futuras expansões e atualizações no SIN, destacando a necessidade contínua de modernização e adaptação do sistema para atender às demandas energéticas em constante evolução do país, tanto no crescimento da carga, como nas inúmeras soluções de geração que o Brasil tem recebido.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Módulo 2 – Classificação das Instalações**. 01 ago. 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_1.pdf. Acesso em: 03 ago. 2024.

AVEVA. **What is PI Asset Framework?** 15 jan. 2021. Disponível em: <https://www.aveva.com/en/perspectives/blog/easy-as-pi-asset-framework/>. Acesso em: 04 jun. 2023.

CEPEL. **Visão Geral**. Disponível em: <https://sage.cepel.br/index.php/pt/home/visao-geral>. Acesso em: 04 ago. 2024.

CEPEL. **Manual do Usuário**: 1 Visor de Acesso. Rio de Janeiro, 2010.

ENERGÊS. **ANEEL, CCEE, ONS, EPE – As Instituições de Energia**. Disponível em: <https://energes.com.br/instituicoes-de-energia/> Acesso em: 04 ago. 2024.

EPE. **EPE-DEE-NT-034/2016 (ONS NT-021/2016)**: Análise do Impacto do Atraso das Obras da Abengoa e Priorização de Obras. 13 abr. 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-249/EPE-DEE-NT-034_2016-rev0%20\(An%C3%A1lise%20do%20Impacto%20do%20Atraso%20das%20Obras%20da%20ABENGOA%20e%20Prioriza%C3%A7%C3%A3o%20de%20Obras\)\[1\].pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-249/EPE-DEE-NT-034_2016-rev0%20(An%C3%A1lise%20do%20Impacto%20do%20Atraso%20das%20Obras%20da%20ABENGOA%20e%20Prioriza%C3%A7%C3%A3o%20de%20Obras)[1].pdf). Acesso em: 06 abr. 2023.

EPE. **EPE-DEE-RE-037/2017**: Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão. 29 set. 2017a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-348/EPE-DEE-RE-037-2017-rev1.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2023.

EPE. **O Leilão de Transmissão no 02/2017 e os Estudos de Expansão**. 18 dez. 2017b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-266/Informe%20Leil%C3%A3o%20de%20Transmiss%C3%A3o%2002-2017.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2023.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Jul. 2017c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-70/Cap4_Texto.pdf. Acesso em: 16 set. 2024.

EPE. **Quem Somos**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 07 ago. 2024a.

EPE. **Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica>. Acesso em: 07 ago. 2024b.

EPE. **Planejamento da Transmissão**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao>. Acesso em: 07 ago. 2024c.

GOMES, R. (Org.). **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil**. Rio de Janeiro: FGV, 2012.

LOUREIRO, Paulo Gerson Cayres. **CUSTO MARGINAL DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA: HISTÓRICO, AVALIAÇÃO E PROPOSTA DE UMA NOVA METODOLOGIA**. 2009. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Paulo_Gerson_Cayres_Loureiro.pdf. Acesso em: 20 maio 2024.

MARTINS, Criciéle Castro. **DESAFIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**. 2015. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2015. Disponível em: <https://dspace.unipampa.edu.br/bitstream/riu/1044/1/Desafios%20do%20planejamento%20da%20expans%C3%A3o%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20do%20sistema%20el%C3%A9trico%20brasileiro.pdf>. Acesso em: 20 maio 2024.

MOREALE, Michel dos Santos; PERES JUNIOR, Roberto Gomes. Mudança de Filosofia na Operação de CAG em Tempo Real. **XIX Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE**, Foz do Iguaçu, Paraná, 21 a 25 de maio de 2023.

OLIVEIRA, Bruno de Almeida; MOREALE, Michel dos Santos; ROSA, Lúcio Flávio Gomes. Monitoramento em tempo real de limites dinâmicos a múltiplas variáveis. **XIII Encontro para Debates de Assuntos de Operação (EDAU)**. Belo Horizonte, 2014.

ONS. **Mapa do Sistema de Transmissão**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 03 ago. 2024a.

ONS. **O Sistema em Números**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 03 ago. 2024b.

ONS. **Atuação**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>. Acesso em: 03 ago. 2024c.

ONS. **Relacionamentos**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/relacionamentos>. Acesso em: 03 ago. 2024d.

ONS. **Submódulo 3.1: Planejamento da operação elétrica de médio prazo**. Revisão 2024.07. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%203.1-PR_2024.07.pdf. Acesso em: 08 ago. 2024e.

ONS. **Sumário Executivo PAL/PEL 2023**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2024f.

ONS. **O que é ONS**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 06 abr. 2023a.

ONS. **O que é o SIN**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 06 abr. 2023b.

ONS. **MOP/ONS 065-S/2023** - Entrada em operação das LTs 500 kV Xingu / Serra Pelada C1 e C2. 28 fev. 2023c.

ONS. **IO-ON.N.5N_Rev.08** - Operação Normal da Área 500 KV da Região Norte. 02 fev. 2023d.

ONS. **IO-ON.N.NNE_Rev.117** - Operação Normal de interligação Norte/Nordeste. 09 mar. 2023e.

ONS. **IO-ON.N.NNE_Rev.116** - Operação Normal de interligação Norte/Nordeste. 28 jan. 2023f.

ONS. **IO-ON.N.NSE_Rev.86** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 09 mar. 2023g.

ONS. **IO-ON.N.SENE_Rev.60** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 09 mar. 2023h.

ONS. **IO-ON.N.5MM_Rev.46** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 09 mar. 2023i.

ONS. **IO-ON.N.NSE_Rev.85** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 02 fev. 2023j.

ONS. **IO-ON.N.5MM_Rev.45** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 08 fev. 2023k.

ONS. **RT-ONS DPL 0678/2022** - Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal Janeiro de 2023. dez. 2022a.

ONS. **RT-ONS DPL 0561/2022** - Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Janeiro – Abril 2023. nov. 2022b.

ONS. **IO-ON.N.SENE_Rev.59** - Operação Normal da interligação Norte/Sudeste. 17 dez. 2022c.

ONS. **RT-ONS DPL 0425/2021** - Estudos Pré-operacionais para Integração da SE Serra Pelada e Linhas de Transmissão Associadas. dez. 2021.

ONS. **Procedimentos para Uso e Navegação do Reger por Operadores do COSR-NCO**. Ago. 2018.

ONS. **Submódulo 10.17** - Padronização e revisão do Manual de Procedimentos da Operação. 01 jan. 2017. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2010%2FSubm%C3%B3dulo%2010.17%2FSubm%C3%B3dulo%2010.17.pdf>. Acesso em: 06 ago. 2023.

OSISOFT. **PI Vision**. 2021. Disponível em: <https://techsupport.osisoft.com/Products/PI-Visualization/PI-Vision/Overview>. Acesso em: 04 jun. 2023.

OSISOFT. **Visualizando Dados do PI System**. Versão 2017.

PEREIRA, G. M. **História das usinas hidrelétricas**. Brasília: Universidade de Brasília, [s.d.]. Disponível em: <https://www.abge.org.br/downloads/9%20-%20HIST%C3%93RIA%20DAS%20USINAS%20HIDREL%C3%89TRICAS.pdf>. Acesso em: 12 maio 2024.

PEREIRA, S. S.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. de Y. **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. Revista USP, São Paulo, n. 104, p. 13-36, jan./fev./mar. 2015.

ROBBA, Ernesto João *et al.* **Análise de sistemas de transmissão de energia elétrica**. São Paulo: Blücher, 2020.