

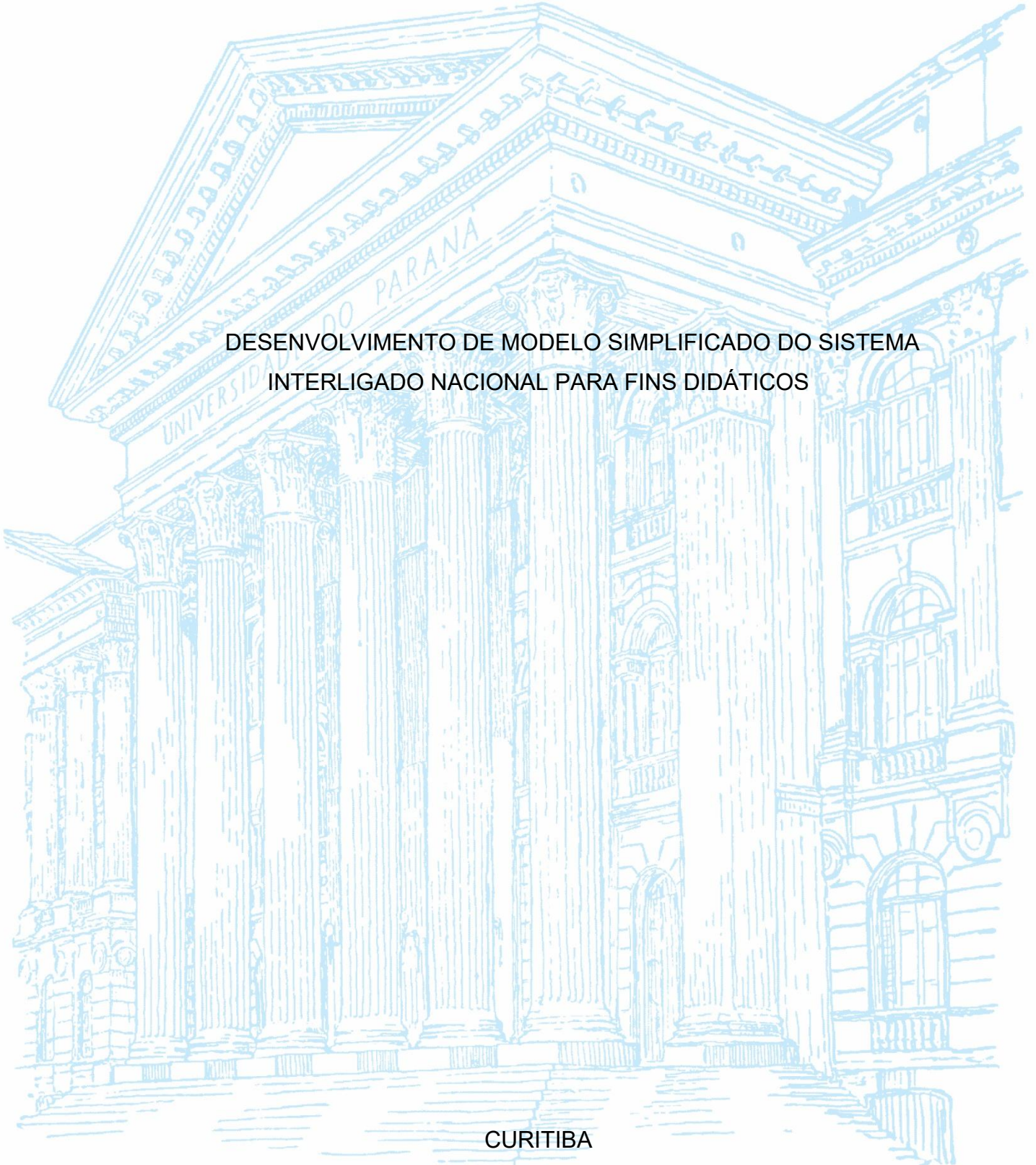
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

Douglas Schons

DESENVOLVIMENTO DE MODELO SIMPLIFICADO DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL PARA FINS DIDÁTICOS

CURITIBA

2025



Douglas Schons

DESENVOLVIMENTO DE MODELO SIMPLIFICADO DO SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL PARA FINS DIDÁTICOS

TCC apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof(a). Dr(a). Kristie Kaminski Kuster

CURITIBA

2025

TERMO DE APROVAÇÃO

DOUGLAS SCHONS

DESENVOLVIMENTO DE MODELO SIMPLIFICADO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL PARA FINS DIDÁTICOS

TCC apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof(a). Dr(a). Kristie Kaminski Kuster
Orientador(a) – Departamento Engenharia Elétrica, UFPR.

Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Departamento Engenharia Elétrica, UFPR.

Msc. Andressa Lorayne Monteiro
Departamento Engenharia Elétrica, UFPR.

Curitiba, 03 de julho de 2025.

Dedico este trabalho aos meus pais, por todo o tempo dedicado à educação, pelos conselhos sempre sábios que me guiaram e, acima de tudo, pelos valores e princípios que me formaram e me trouxe até aqui. Sem vocês, nada disso seria possível.

Agradeço também aos professores, por compartilharem seu conhecimento e me orientar durante a jornada acadêmica.

E aos amigos, companheiros de tantas piadas e momentos inesquecíveis, que tornaram essa caminhada memorável.

Com reverências, Douglas Schons.

"Mesmo desacreditado e ignorado por todos, não posso desistir, pois para mim, vencer é nunca desistir."

Albert Einstein

RESUMO

Esse trabalho é produzido num contexto onde as simulações sobre o SEB e seus subsistemas estão cada vez mais detalhadas e específicas, porém em sua grande maioria são sempre reduzidas a pequenas partes do SIN. Isso se torna um problema quando queremos analisar o SIN como um todo, já que esse é seu objetivo de própria existência, pois não há nenhum estudo e/ou trabalho que contemple o SEB de maneira completa e didática. Com isso em mente, esse trabalho tem o objetivo de criar um modelo de simulação do SIN como um todo, de maneira didática, e que contemple também a introdução das energias renováveis intermitentes. Para isso será criado um modelo onde se representa o SIN em poucas barras, e utilizando dados do ONS serão modeladas as LTs, e será verificada a capacidade deste modelo de representar os fluxos de potências existentes no mundo real. Verificou-se que a partir do modelo, é possível sim representar o SIN e seus fluxos de potência de maneira ilustrativa e didática usando softwares como o ANAREDE. Com isso temos uma ferramenta que pode ser utilizada por estudantes e professores de graduação nos estudos sobre sistemas elétricos de potência e seus fluxos de potência.

Palavras-chave: fluxo de potência; sistema elétricos de potência; sistema elétrico brasileiro; sistema interligado nacional.

ABSTRACT

This work is produced in a context where simulations of the SEB (Brazilian Electrical System) and its subsystems are becoming increasingly detailed and specific, but in most cases, they are always reduced to small parts of the SIN (National Interconnected System). This becomes a problem when we want to analyze the SIN as a whole, as that is the very purpose of its existence, since there are no studies or works that comprehensively and didactically cover the SEB. With this in mind, this work aims to create a simulation model of the SIN as a whole, in a didactic way, also incorporating the introduction of intermittent renewable energies. To this end, a model will be created that represents the SIN in a few buses, and using data from the ONS, the LTs will be modeled, and the capacity of this model to represent the power flows existing in the real world will be verified. It was verified that from the model, it is possible to represent the SIN and its power flows in an illustrative and didactic way using software such as ANAREDE. With this, we have a tool that can be used by undergraduate students and professors in studies on electrical power systems and their power flows.

Keywords: powerflow; power system; brazilian eletric system.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: capacidade instalada por tipo de usina no SIN.
- Figura 2: Sistema Interligado Nacional
- Figura 3: capacidade instalada do SIN.
- Figura 4: Elementos que compõem o SEP.
- Figura 5: modelo π de linha de transmissão
- Figura 6: subsistemas do Sistema Interligado Nacional
- Figura 7: exemplo boletim de operação do SIN do caso base.
- Figura 8: Dados da barra 1.
- Figura 9: Dados da barra 2.
- Figura 10: Dados da barra 3.
- Figura 11: Dados da barra 4.
- Figura 12: Dados da barra 5.
- Figura 13: conexão itaipu – sudeste.
- Figura 14: conexão sul – sudeste.
- Figura 15: conexão norte – sudeste.
- Figura 16: conexão norte – nordeste.
- Figura 17: conexão nordeste – sudeste.
- Figura 18: Modelo do SIN.
- Figura 19: Resultado simulação.
- Figura 20: dados da madrugada.
- Figura 21: resultado da simulação.
- Figura 22: dados dia máxima demanda.
- Figura 23: Resultado da simulação
- Figura 24: gráfico da geração de usinas eólicas e fotovoltaicas.
- Figura 25: dados do dia 02/11/2024.
- Figura 26: resultado da simulação do caso 3
- Figura 27: gráfico do intercâmbio de energia entre os subsistemas.
- Figura 28: dados do dia 03/04/2025.
- Figura 29: resultado da simulação do caso 4.
- Figura 30: Tensões e ângulos das barras no caso base
- Figura 31: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 1.
- Figura 32: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 2.

Figura 33: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 3.

Figura 34: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 4.

Figura 35: Potencia ativa na barra Itaipu nos diferentes cenários.

Figura 36: Potencia ativa na barra Sul nos diferentes cenários.

Figura 37: Potencia ativa na barra Sudeste nos diferentes cenários.

Figura 38: Potencia ativa na barra Norte nos diferentes cenários.

Figura 39: Potencia ativa na barra Nordeste nos diferentes cenários.

Tabela 1: dados do resultado da simulação do caso base.

Tabela 2: dados do resultado da simulação do estudo de caso 1

Tabela 3: dados do resultado da simulação do estudo de caso 2

Tabela 4: dados do resultado da simulação do estudo de caso 3

Tabela 5: dados do resultado da simulação do estudo de caso 4

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

SEP	Sistema elétrico de potência
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
ANAREDE	Software
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de transmissão
p.u.	Por unidade
LCK	Lei das correntes de Kirchhoff
LTK	Lei das tensões de Kirchhoff
i, j	Barras do sistema
c	Constante
MVA	Mega Volt-Ampere
MW	Mega Watt
Mvar	Mega Volt-Ampere reativo

LISTA DE SÍMBOLOS

V_k -	Módulo da tensão da barra k
Θ_k -	Ângulo de tensão da barra k
P_k -	Potência ativa (gerada ou consumida) na barra k
Q_k -	Potência reativa (gerada ou consumida) na barra k
PQ -	Barra com potências ativa e reativa constantes
PV -	Barra com potência ativa e tensão constantes
V θ -	Barra com tensão e ângulo constante
π -	Pi
I_{km} -	Corrente entre a barra k e barra m
S_{km} -	Potência aparente que flui entre a barra k e barra m
P_{km} -	Potência ativa que flui entre a barra k e barra m
Q_{km} -	Potência reativa que flui entre a barra k e barra m
$\Delta c^{(k)}$ -	Erro em relação a constante c na iteração k
$J^{(k)}$ -	Matriz Jacobiana na iteração k
$\Delta x^{(k)}$ -	Erro em relação a "x" na iteração k
$f^{(i)}(a)$ -	Derivada de ordem i da função com valor no ponto "a"
$I_{(bus)}$, $V_{(bus)}$, $Y_{(bus)}$ -	Vetor das correntes, tensões e matriz admitância do sistema
B -	Matriz susceptância
G -	Matriz condutância
$\Delta P_i^{(k)}$, $\Delta Q_i^{(k)}$ -	Potências residuais da barra i, na iteração k
ϵ -	Erro
V_i , δ_i -	Tensão e ângulo da barra i
k -	Iteração atual

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 PROBLEMA	15
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 OBJETIVO GERAL.....	15
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.3 JUSTIFICATIVA	16
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	16
2 REVISÃO DE LITERATURA	17
2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1.1 O SIN.....	17
2.1.2 O ONS.....	19
2.1.3 O FLUXO DE POTÊNCIA	20
2.1.4 MODELAGEM DO SISTEMA	20
2.1.5 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA - MÉTODOS DE RESOLUÇÃO	23
2.1.5.1 Método Newton-Raphson	23
2.1.5.2 Método desacoplado rápido	27
2.1.5.3 Método linearizado	30
2.1.6 O SOFTWARE ANAREDE	31
2.2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE.....	32
3 MATERIAL E MÉTODOS	34
3.1 DEFINIÇÃO DAS BARRAS - REPRESENTAÇÃO DOS SUBSSISTEMAS	34
3.2 COLETA DOS DADOS DE CARGA E GERAÇÃO DOS SUBSSISTEMAS	35
3.3 COLETA DE DADOS DAS LTS	37
3.4 MONTAGEM DO MODELO NO ANAREDE.....	37
3.5 SIMULAÇÃO PRELIMINAR E ADAPTAÇÃO DOS PARÂMETROS DOS ELEMENTOS	41
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	42
4.1 DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO	43
4.2 ESTUDO DE CASO 1	43
4.3 ESTUDO DE CASO 2	45
4.4 ESTUDO DE CASO 3	49
4.5 ESTUDO DE CASO 4	52

4.6 COMPARAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO E REFLEXÃO	55
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	61
REFERÊNCIAS.....	62
APÊNDICE 1 – DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO REAIS	63

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro se encontra em constante expansão. Haverá um crescimento médio na carga de energia e demanda máxima de 3,3% no horizonte dos próximos dez anos. Chegando aos valores de 140 000 MW de demanda máxima em jan/2034 e demanda de energia acima dos 110 000 MW médio no mesmo período, de acordo com EPE (2024).

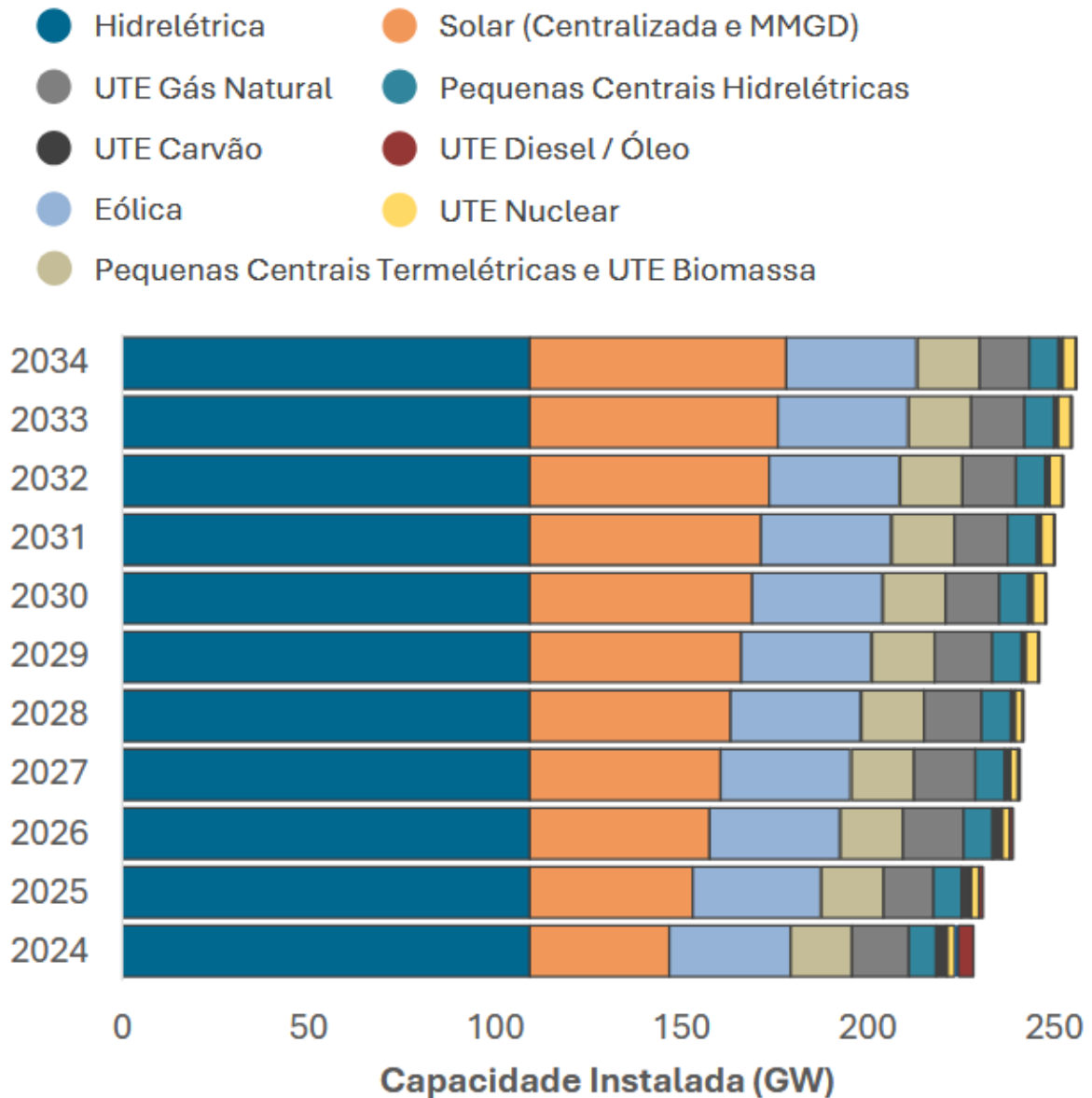
Para suprir essa demanda, “os requisitos do sistema são compostos pelo risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, limitado a 5% em qualquer subsistema, e a igualdade entre Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME)” (Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS), 2025). Esses critérios foram suficientes para sinalizar os requisitos (necessidades estruturais) do sistema, quando a participação das hidrelétricas era predominante na composição da matriz de geração de energia elétrica. Entretanto o parque gerador vem passando por significativas transformações que, no médio e longo prazo, ainda devem se acentuar. Assim, as premissas utilizadas no passado para definir as diretrizes da expansão do sistema elétrico brasileiro não mais se verificam.

O Sistema Interligado Nacional (SIN), como afirma o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (EPE,2024), necessita de oferta adicional de potência a partir de 2027, e verifica a necessidade de oferta adicional de energia a partir de 2028. E que esta oferta se dará não mais por grandes empreendimentos de hidrelétricas, mas sim por parques eólicos, fotovoltaicos e também em parte pela Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), como vemos na Figura 1.

A evolução da configuração do parque gerador do SIN, principalmente referente ao crescimento das renováveis variáveis e da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), aumenta a necessidade de aprimoramento da representação da carga líquida nas metodologias e modelos de planejamento da operação e da expansão.

Figura 1: capacidade instalada por tipo de usina no SIN.

Caso composto apenas pelo parque existente e contratado



Fonte: EPE(2024).

O SIN atual, seus estudos e simulações mais completos, tem uma complexidade muito elevada, o que torna difícil até mesmo de conceber uma abordagem de estudá-lo. Para se ter uma ideia, o SIN conta com pelo menos dados operativos de 162 infraestruturas para geração das usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS, além de 171640 km de linhas de transmissão de diferentes patamares de tensão, e de forma contínua ou alternada (ONS, 2025).

Por fim, conta com centenas de subestações e barras que integram o sistema, com isso a única forma de se olhar e analisar o SIN é com poucos programas específicos, como o NEWAVE[®](CEPEL,2025). De forma que exige um grau de conhecimento e especificidade que pode afastar muitas pessoas, inclusive estudantes de graduação, de um estudo mais aprofundado.

1.1 PROBLEMA

A modernização da matriz energética brasileira, com ênfase na matriz elétrica, impõe novos e complexos desafios para a operação do SIN. No entanto, a literatura acessível ao público de graduação nem sempre oferece abordagens didáticas ou modelos acessíveis que facilitem a compreensão dessa realidade. Essa limitação dificulta a formação de profissionais capazes de interpretar e simular cenários reais do sistema elétrico nacional. Diante disso, identifica-se a necessidade de desenvolver uma abordagem alternativa que una rigor técnico e acessibilidade, por meio da construção e análise de um modelo simplificado do SIN. Esse modelo, baseado em dados oficiais de instituições como ONS e EPE, deve permitir que estudantes de graduação compreendam, simulem e explorem o funcionamento do sistema de forma mais clara e formativa.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho consiste no desenvolvimento de um modelo ilustrativo do SIN para fins didáticos, com o objetivo de proporcionar aos estudantes um modo simples de estudar e compreender os fluxos de potências, também no Sistema Elétrico Brasileiro e avaliar as mudanças no parque gerador do SIN.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Por sua vez, os objetivos específicos podem ser descritos por:

1. Desenvolver uma metodologia de análise do SIN de forma simplificada e pedagógica;
2. Executar simulações computacionais do SIN atual e de cenários possíveis a partir dos dados do EPE e do ONS;
3. Analisar os impactos positivos e negativos da operação do SEB com fontes renováveis fortes;
4. Verificar a convergência e estabilidade da metodologia com dados reais.

1.3 JUSTIFICATIVA

Para este trabalho o método escolhido foi a análise de fluxo de potência por meio do método de Newton-Raphson, que consiste na linearização por meio de métodos numéricos. E para seguir essa linha de análise de fluxo de potência será utilizado o software ANAREDE[®] do CEPEL. A escolha do software se baseia nos requisitos técnicos para a realização desse projeto, pois ele entrega e facilita a análise do fluxo de potência realizando os cálculos e as simulações com base nos dados inseridos de maneira satisfatória para o que este trabalho precisa.

Com isso esse trabalho apresenta uma alternativa de análise e simulação, com uma abordagem mais direta e simplificada, gerando uma melhor compreensão e por consequência, um melhor entendimento do sistema interligado nacional, sendo assim, podemos concluir que é um tema relevante para a comunidade científica brasileira, e em especial para a Universidade Federal do Paraná.

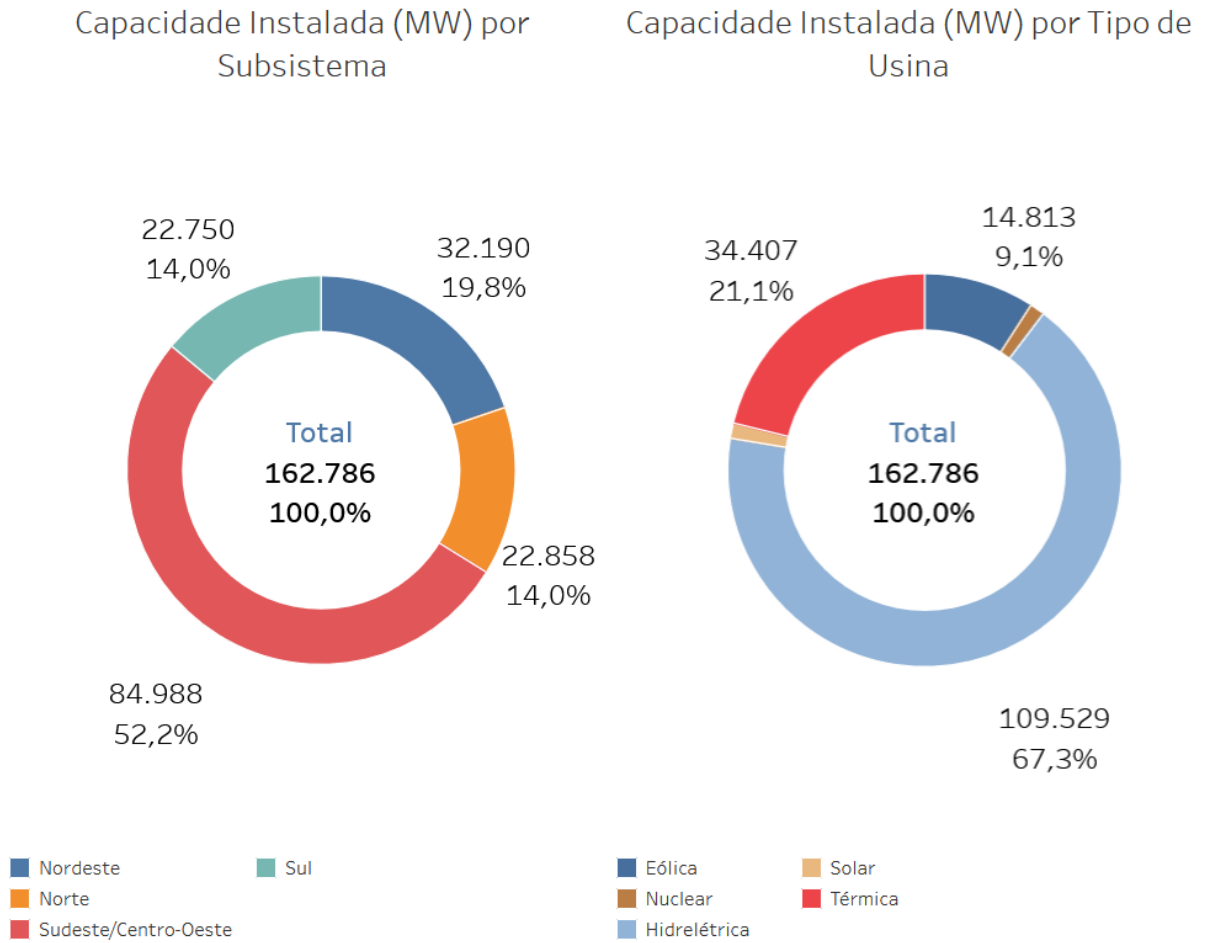
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 traz uma introdução sobre o tema e os objetivos deste trabalho. O capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica e uma revisão da teoria de modelagem de sistemas elétricos de potência. Em seguida, no capítulo 3 temos a apresentação dos materiais de métodos utilizados nesse trabalho. No capítulo 4 é apresentado os resultados das simulações do caso base e dos estudos de caso e por fim, no capítulo 5 temos a conclusão do autor sobre o trabalho e a indicação para trabalhos futuros.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade. Essa malha de transmissão opera em níveis elevados de tensão, que são: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500/525 kV, 600 kV, 750 kV, 800 kV (ONS, 2025).

A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor (ONS, 2025). A seguir vemos na Figura 3 a capacidade instalada por subsistema e por tipo de usina.

Figura 3: capacidade instalada do SIN.



Fonte: ONS (2025).

2.1.2 O ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (ONS,2025).

Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. O ONS é composto por membros associados e membros participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o

Ministério de Minas e Energia (MME) e representantes dos Conselhos de Consumidores (ONS,2025).

O ONS conta com centros regionais de operação em cada subsistema, além de também contar com um Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) em Brasília.

2.1.3 O FLUXO DE POTÊNCIA

A análise de fluxo de potência consiste essencialmente, segundo Monticelli (1983, p. 1), “na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de outras grandezas de interesse” de um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Entretanto, para tal análise ser consistente, considera-se um sistema trifásico equilibrado, e que as variações com o tempo são suficientemente lentas podendo assim serem desprezadas, possibilitando ao SEP ser modelado através de equações e inequações algébricas. O resultado da resolução do sistema de equações e inequações é a obtenção dos fluxos de potências ativa e reativa e as perdas nos componentes. Tais sistemas são usualmente solucionados com auxílio de métodos computacionais como simuladores de SEP ou programas matemáticos (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2010, p. 325).

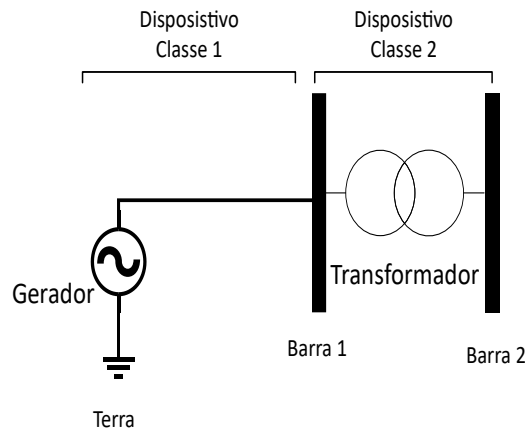
2.1.4 MODELAGEM DO SISTEMA

Para Monticelli (1983), os elementos que compõem o SEP podem ser separados em duas classes, sendo elas:

Dispositivos classe 1 (componentes externos): são elementos conectados a uma barra qualquer e a terra, ilustrado na Figura 4. Usualmente são geradores, cargas, motores, impedâncias shunt, entre outros.

Dispositivos classe 2 (componentes internos): são elementos conectados entre duas barras, ilustrado na Figura 4. Como exemplo tem-se linha de transmissão, transformadores, defasadores, entre outros.

Figura 4: Elementos que compõem o SEP.



Fonte: o autor (2025).

A formulação do problema de fluxo de potência é feita através de equações e inequações algébricas para definir o estado operativo do SEP, as quais dependentem de quatro variáveis associadas a barras do SEP, sendo elas:

- V_k - Módulo da tensão da barra k;
- θ_k - Ângulo de tensão da barra k;
- P_k - Potência ativa (gerada ou consumida) na barra k;
- Q_k - Potência reativa (gerada ou consumida) na barra k.

Dada uma barra que compõe o SEP, duas variáveis são constantes e duas são incógnitas, as quais deverão ser determinadas de modo a satisfazer o sistema. Há alguns tipos padrões de barras, sendo as mais comuns:

Barra PQ : usualmente é uma barra de carga ou geração, considerando as potências ativa (P) e reativa (Q) constantes e o módulo de tensão (V) e ângulo (θ) como incógnitas;

Barra PV : usualmente é uma barra controlada, considerando a potência ativa (P) e o módulo de tensão (V) constantes e a potência reativa (Q) e o ângulo (θ) como incógnitas;

Barra Vθ : conhecida como barra de referência (ou slack), além de ter a função de suprir os balanços de potência do SEP, a qual possui referência angular (θ = 0°), módulo de tensão constante (V) e as potências ativa (P) e reativa (Q) como incógnitas.

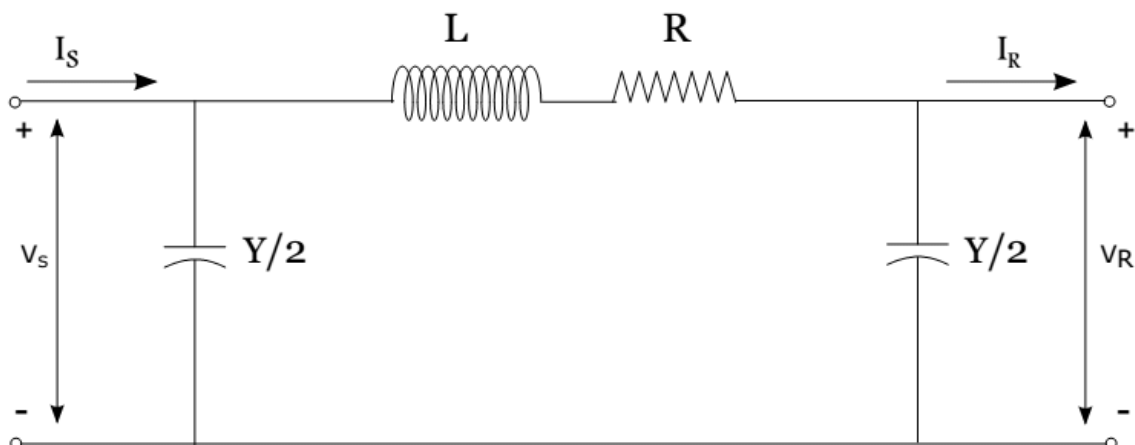
Para outros métodos de análise há diferentes tipos de barras como a barra PQV, barra P e barra Q, que usualmente são utilizados em controles de intercâmbio de potência entre áreas (MONTICELLI, 1983, p. 3).

Além das barras é necessário também modelar os geradores, as linhas de transmissão e a carga.

Os geradores são as fontes de energia elétrica e sua modelagem é fundamental para a análise de fluxo de potência e estabilidade. Em geral, os geradores são modelados como fontes de tensão controlada (por exemplo, modelos de máquina síncrona), com uma relação de tensão e corrente que depende da sua capacidade de gerar energia. O modelo mais comum de um gerador é o modelo de máquina síncrona, que pode ser simplificado em uma abordagem estática (modelo de tensão e potência) ou dinâmico, considerando suas características de controle de excitação e gerenciamento.

As linhas de transmissão são modeladas como impedâncias, geralmente em termos de impedância complexa para representar as perdas e reatância das linhas, e também é utilizado a representação de capacitâncias para descrever a natureza capacitiva das LTs. Dependendo da aplicação, as linhas podem ser modeladas de forma simplificada (modelo de " π ") ou mais detalhada (modelo de "tensão de linha" com parâmetros distribuídos). Essas representações são essenciais para a análise de fluxo de potência e para a identificação de potenciais problemas de sobrecarga ou estabilidade do sistema. Temos a representação do modelo π na figura 5.

Figura 5: modelo π de linha de transmissão



Fonte: o autor (2025).

As cargas podem ser modeladas de várias formas, dependendo do nível de detalhe necessário para a análise. As cargas podem ser representadas por modelos constantes de impedância, potência ativa e reativa ou como elementos dinâmicos que podem variar com o tempo.

2.1.5 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA - MÉTODOS DE RESOLUÇÃO

Para uma maior precisão na análise do SEP em regime permanente, assume-se que este opera com geração e carga em equilíbrio, sendo representado por um sistema monofásico, com impedâncias especificadas por unidade (p.u.) em uma potência base comum, em MVA.

2.1.5.1 Método Newton-Raphson

Para um SEP com um número elevado de barras, como o Sistema Interligado Nacional (SIN), que possui aproximadamente 4000 barras, o método Newton-Raphson se mostra mais eficiente e prático que outros métodos uma vez que o número de iterações para obter a solução não depende do tamanho do sistema, porém é dependente dos valores das iterações anteriores para obter valores da matriz jacobiana.

Em uma análise de fluxo de potência, a potência ativa e a amplitude da tensão são especificadas por barras controladas por tensão, as equações de fluxo de potência são formuladas na forma polar. Para barras típicas de um SEP a corrente que chega na barra “i” é dada pela Equação 1, podendo ser reescrita em termos da matriz admitância Y (SAADAT, 1999, p. 232).

Para base do desenvolvimento teórico dos métodos de resolução do problema de fluxo de potência Newton-Raphson e Desacoplado rápido, utilizou-se como principal referência o livro “Power System Analysis”, escrito por Hadi Sadaat (1999) devido ao método de explicação ser simples de entender e ambos os métodos serem complementares.

Com as seguintes equações:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (1)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2)$$

Em que:

- $|V_i|$ = Módulo da tensão da barra i;
- δ_i = Ângulo de tensão da Barra i;
- $|V_j|$ = Módulo da tensão da barra j;
- δ_j = Ângulo de tensão da Barra j.
- $|Y_{ij}|$ = Módulo da impedância da LT que conecta a barra i à j;
- θ_{ij} = Ângulo da impedância Y_{ij} .

Tem-se então duas equações para cada barra do sistema, dadas pelas Equações 1 e 2, constituindo assim um conjunto de equações algébricas não lineares em termos de variáveis independentes, sendo a magnitude de tensão dada em p.u. e o ângulo de fase dado em radiano. Expandindo as equações em termos da série de Taylor e suprimindo os termos de ordem maior que 1, resulta em um sistema de equações algébricas lineares, mostrado na Equação 3.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hline \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hline \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (3)$$

Na Equação 3, assume-se que a barra 1 seja a barra referência, do tipo V θ . A matriz jacobiana traz uma relação linear entre a pequena variação no ângulo $\Delta\delta_i^{(k)}$ e na magnitude $\Delta\delta|V_i^{(k)}|$ da tensão, implicando assim em variações na potência ativa $\Delta P_i^{(k)}$ e reativa $\Delta Q_i^{(k)}$ da barra. Como os elementos do jacobiano são derivadas parciais das Equações 1 e 2, com valores calculados de $\Delta\delta_i^{(k)}$ e $\Delta\delta|V_i^{(k)}|$, pode-se reescrever a Equação 3 na sua forma reduzida como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4)$$

As matrizes H, N, M e L são matrizes das derivadas parciais, as quais compõem o jacobiano e determinam o tamanho da matriz.

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5)$$

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (6)$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 \cdot |V_i| \cdot |Y_{ii}| \cdot \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i} |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (7)$$

$$N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (8)$$

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (9)$$

$$M_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (10)$$

$$L_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = -2 \cdot |V_i| \cdot |Y_{ii}| \cdot \text{sen}(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i} |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (11)$$

$$L_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (12)$$

Os termos $\Delta P_i^{(k)}$ e $\Delta Q_i^{(k)}$ são as diferenças entre o valor real e o valor calculado, conhecidas como potências residuais, são:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{\text{especificado}} - P_i^{\text{calculado}} \quad (13)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{\text{especificado}} - Q_i^{\text{calculado}} \quad (14)$$

Para o teste de convergência, tem-se que:

$$\text{máx} \left\{ \left| \Delta P_i^{(k)} \right| \right\} < \varepsilon \quad (15)$$

$$\text{máx} \left\{ \left| \Delta Q_i^{(k)} \right| \right\} < \varepsilon \quad (16)$$

Sendo:

- ε - erro máximo pretendido;
- $\text{máx}\{|\Delta P_i^{(k)}|\}$, $\text{máx}\{|\Delta Q_i^{(k)}|\}$, - maior valor de potências residuais.

Os cálculos para as novas estimativas de ângulos e amplitudes de tensões são:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (17)$$

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \Delta V_i^{(k)} \quad (18)$$

Quando o método convergir, ou seja, quando as Equações 15 e 16 forem verdadeiras, deve-se calcular os valores de potências ativa e reativa de cada barra, substituindo os valores de tensão e ângulo nas expansões das Equações 1 e 2.

2.1.5.2 Método desacoplado rápido

Em geral, as LTs tem uma alta relação entre a impedância e a resistência (X/R), e para tais sistemas as variações na potência ativa ΔP são menos sensíveis à variação na magnitude da tensão e mais sensíveis à variação angular $\Delta \delta$. Similar a potência ativa, a potência reativa é mais sensível a variação na magnitude da tensão e menos sensível a variação angular. Tendo isto em vista, é possível igualar os elementos N e M da matriz do jacobiano. A Equação 4 se torna:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$\Delta P = H \cdot \Delta \delta = \frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \quad (20)$$

$$\Delta Q = L \cdot \Delta |V| = \frac{\partial Q}{\partial |V|} \cdot \Delta |V| \quad (21)$$

As Equações 20 e 21 demonstram que a matriz pode ser desacoplada em duas equações, possuindo uma resolução mais simplificada quando comparada com a Equação 4. Além disso, pode-se considerar as simplificações feitas para evitar a necessidade de recalculiar os elementos das matrizes H e L a cada iteração. Este processo resulta no método desacoplado de solução do problema do fluxo de potência. Os elementos da diagonal da matriz H descrita na Equação 5, podem ser escritos como:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \left[\sum_{j=1}^n |V_i| \cdot |V_j| \cdot |Y_{ij}| \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right] - |V_i|^2 \cdot |Y_{ii}| \cdot \text{sen}(\theta_{ii})$$

Substituindo o primeiro termo da equação por $-Q_i$, como mostrado na Equação 3, resulta em:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 \cdot |Y_{ii}| \cdot \text{sen}(\theta_{ii})$$

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 \cdot B_{ii}$$

Na qual $B_{ii} = |Y_{ii}| \cdot \text{sen}(\theta_{ii})$, sendo B a parte imaginária dos elementos da matriz admitância. Em um SEP típico, a susceptância própria $B_{ii} \gg Q_i$, podendo assim suprimir Q_i . Do mesmo modo, pode-se considerar que $|V_i|^2 \approx |V_i|$, o que resulta em:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i| \cdot B_{ii} \quad (22)$$

Para os elementos fora da diagonal, sob condições normais de operação $\delta_j - \delta_i$ é pequeno. Com isso, assume-se na Equação 6 que $\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i \approx \theta_{ij}$ e obtem-se então:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| \cdot |V_j| \cdot B_{ij}$$

Sendo $B_{ii} = |Y_{ii}| \cdot \text{sen}(\theta_{ii})$, e assumindo que $|V_j| \approx 1$:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| \cdot B_{ij} \quad (23)$$

O processo com a matriz L, será similar ao feito com a matriz H. Portanto para os termos da diagonal da matriz Z, a partir da Equação 11, escrevendo-a como:

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i| \cdot B_{ii} \quad (24)$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| \cdot B_{ij} \quad (25)$$

Sendo assim, as Equações 20 e 21 apresentam a seguinte forma:

$$\frac{\Delta P}{|V|} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_i}{|V_i|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{|V_n|} \end{bmatrix} = -B' \cdot \Delta \delta \quad \frac{\Delta Q}{|V|} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_j}{|V_j|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_k}{|V_k|} \end{bmatrix} = -B'' \cdot \Delta |V| \quad (26)$$

Onde B' e B'' são as partes imaginárias da matriz admitância Y_{bus} . Sendo os elementos desta matriz constantes, sendo necessário ser calculados e invertidos somente uma vez no início das iterações. Resultando em:

$$B' = \frac{H}{|V|} \quad B'' = \frac{L}{|V|} \quad (27)$$

Para o algoritmo de resolução do método desacoplado rápido, o cálculo sucessivo feito para encontrar a amplitude da tensão e o ângulo de fase são:

$$\Delta \delta = -[B']^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_i}{|V_i|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{|V_n|} \end{bmatrix} \quad \Delta |V| = -[B'']^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_j}{|V_j|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_k}{|V_k|} \end{bmatrix} \quad (28)$$

O modo desacoplado rápido requer mais iterações que o método Newton-Raphson, porém há uma redução no tempo por iteração e a solução do fluxo de potência é

encontrada mais rápida. Esta técnica é muito útil em análise de contingência no qual há vários casos para ser simulado ou nos casos em que a solução do fluxo de potência é necessária para controle de operação.

2.1.5.3 Método linearizado

Segundo Monticelli (1983), “o fluxo de potência ativa em um LT é aproximadamente proporcional à abertura angular da LT e se desloca do sentido dos ângulos maiores para os ângulos menores”, sua relação é equivalente ao existente do fluxo de corrente e as quedas de tensão em um circuito de Corrente Contínua (CC) para o qual é válida a lei de Ohm. Esta propriedade possibilita o desenvolvimento de um modelo aproximado e simplificado de resolução do fluxo de potência.

O fluxo de carga CC, ou fluxo linearizado, é baseado no forte acoplamento da potência ativa (P) e o ângulo Theta (θ) e apresenta resultados melhores com o aumento do nível de tensão. Por ser uma aproximação linear, não é apropriado aplicar em sistemas de distribuição em baixa tensão, já que tais sistemas são sensíveis a queda de tensão (MONTICELLI, 1983, p. 17).

Considera-se os fluxos de potência ativa P_{km} e P_{mk} em uma linha e desprezando os termos correspondentes as perdas, tem-se:

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k \cdot V_m \cdot B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (29)$$

No qual:

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (30)$$

Considerando as seguintes aproximações:

- $V_k \approx V_m \approx 1$ p.u.
- $\text{Sen}(\theta_{km}) \approx \theta_{km}$ radianos
- $B_{km} = \frac{-1}{X_{km}}$

Considera-se uma rede de transmissão sem transformadores. Neste caso, os fluxos de potência ativa no ramo k-m da rede é dado pela Equação 31.

$$P_{km} = \frac{\theta_{km}}{X_{km}} \quad (31)$$

Ainda segundo Monticelli (1983), a injeção de potência ativa na barra k é igual à soma dos fluxos que saem da barra, sendo definida pela Equação 32.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad k = 1, \dots, n \quad k \neq \text{Barra Referencia} \quad (32)$$

Sendo

- P_k - Potência ativa injetada na barra k , em p.u.;
- n - número de barras do SEP.

A Equação 32 pode ser expressada na forma da Equação 33, e sendo reescrita na forma matricial na Equação 34:

$$P_k = \theta_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{\theta_m}{x_{km}} \quad k = 1, \dots, n \quad (33)$$

$$P = B' \cdot \theta \quad (34)$$

No qual

- P - Vetor das injeções líquidas de potência ativa;
- B' - Matriz do tipo admitância nodal;
- θ - Vetor dos ângulos das tensões das barras.

Os elementos da diagonal da matriz são dados pela Equação 35, e os elementos fora da diagonal pela Equação 36.

$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \quad (35)$$

$$B'_{km} = \frac{-1}{x_{km}} \quad (36)$$

De tais matrizes e vetores elimina-se as correspondentes à barra referência, devido a barra ter valor angular predefinido e sua parcela de geração serve para suprir as perdas na transmissão.

2.1.6 O SOFTWARE ANAREDE

O programa computacional ANAREDE é um abrangente conjunto de funções de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente que inclui fluxo

de potência, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, entre outras. O ANAREDE é uma opção natural para a realização de estudos de acesso, planejamento da operação e da expansão do SIN por vários fatores, como: integração com outros programas de análise de redes, como ANAFAS e ANATEM, disponibilização por ONS e EPE de bases de dados compatíveis com esses programas, integração com programas auxiliares para pós-processamento de resultados e ações de educação em engenharia voltadas ao treinamento de usuários (CEPEL,2025).

O ANAREDE tem como núcleo um módulo de solução de fluxo de potência que utiliza o método full Newton. Em torno desse módulo é possível utilizar o programa tanto em um estudo de acesso de um pequeno empreendimento quanto em estudos de planejamento da operação do SIN (CEPEL,2025).

2.2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

A análise, simulação, modelagem e redução de grandes sistemas elétricos de potência têm, vários trabalhos com diferentes formas de abordar esse tema, com diferentes metodologias. Abaixo cito e descrevo alguns trabalhos, que vão desde um tutorial sobre o software ANAREDE, que serviu como base para as simulações deste projeto, até outros trabalhos mais focados na análise e redução de grandes SEPs.

A abordagem simplificada e direta de como funciona e como utilizar o software ANAREDE do CEPEL na simulação e modelagem de SEPs é muito valiosa, e Leonardo Silva (2016) traz exemplos mais simples do que os que serão abordados nesse projeto, mas contribui de forma relevante para a elaboração da metodologia desse trabalho.

Existem várias maneiras de se reduzir grandes sistemas de potência com centenas de barras para sistemas menores a partir de algoritmos computacionais, em Svendsen Harald (2015) encontramos um trabalho com o número de barras do sistema já é reduzido, mas que mesmo assim consegue simplificar mais ainda, sendo importante para direcionar um caminho para analisar e modelar as conexões entre as barras, como as linhas de transmissões.

Uma visão mais focada no planejamento econômico e de infraestrutura de SEPs também é importante quando se trata de um trabalho de engenharia. Em Shi Di (2012) encontramos uma tese com uma abordagem e com uma conclusão mais

econômica, ela foi relevante para este projeto nas análises que serão apresentadas após a conclusão das simulações e modelagens.

Modelos computacionais para a redução de sistema de potência de grande escala, como o SIN, levando em conta sistemas com fontes renováveis fortes são talvez o grande foco das pesquisas nos últimos anos, e em Shayesteh Ebrahim (2015) encontra-se formas eficientes de reduzir os sistemas, mas sem se preocupar com a parte gráfica e representativa do seu modelo, o que nesse trabalho é um dos fatores fundamentais.

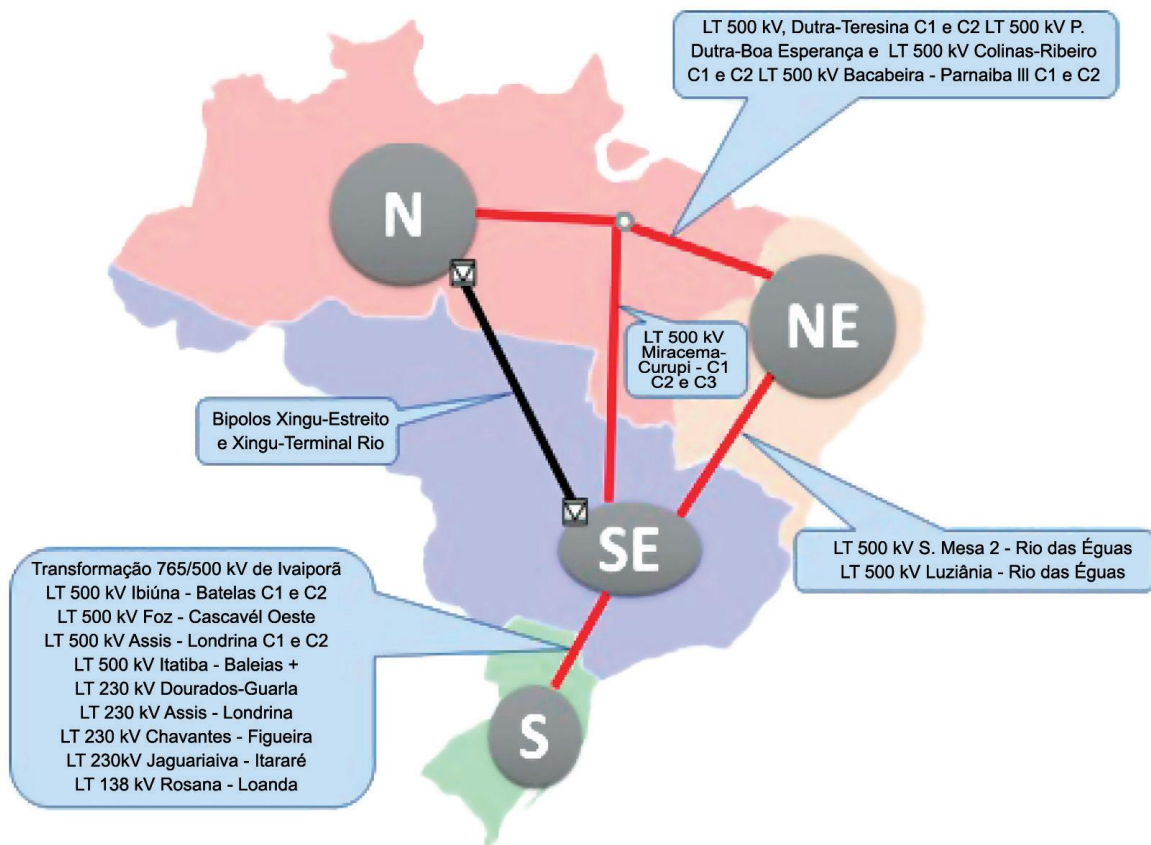
As ferramentas teóricas e computacionais para a análise e redução de sistemas elétricos de potência, quais são as suas validades no momento em que se compara o sistema original com o seu modelo reduzido podem ser encontradas no artigo de Doquet (2014), que traz uma perspectiva muito mais teórica e computacional que o presente trabalho, que visa aplicar a redução de um sistema de grande porte em para uma versão reduzida e didática.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 DEFINIÇÃO DAS BARRAS - REPRESENTAÇÃO DOS SUBSISTEMAS

As barras foram definidas a partir dos subsistemas que temos no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde cada barra representa os subsistemas e Itaipu, com isso teremos as barras SUL, SUDESTE, NORTE, NORDESTE e ITAIPU para serem modeladas e representadas. E para cada uma foi definida qual seria o seu tipo: PV, PQ ou de referência conforme a suas características tanto físicas quanto elétricas. Como podemos observar na Figura 6, com os subsistemas e suas conexões.

Figura 6: subsistemas do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2020)

Começando pela barra de Itaipu, ela foi definida como sendo uma barra PV. Pois como ela é basicamente uma barra de geração, sem carga conectada, e também sendo considerado o fato de que na prática, o que o operador da usina pode controlar e deve entregar, visto a partir do sistema elétrico, é a tensão e as potências, principalmente a potência ativa.

Em seguida passamos para as barras sul, norte e nordeste, que foram definidas como sendo barras do tipo PQ, pois elas são barras que tanto podem estar com geração forte, quanto podem estar com as cargas mais altas. E como só temos dados de potências ativas, não podemos definir qual seria as tensões e os ângulos dessas barras. E outro fator, é que como neste trabalho não foram modelados banco de capacitores, reatores, etc. Uma forma de adicionar esses elementos que são importantes no sistema elétrico de potência é justamente injetando ou retirando reativos das barras.

Chegando por fim na barra sudeste, que como é a principal barra, por ser central, ter ligações com todas as barras, e também sempre ter os maiores volumes de carga, e por consequência, geração, ela foi definida como a nossa barra de referência, e, portanto, foi atribuída a ela sempre tensão de 1 pu e ângulo de 0 graus.

3.2 COLETA DOS DADOS DE CARGA E GERAÇÃO DOS SUBSISTEMAS

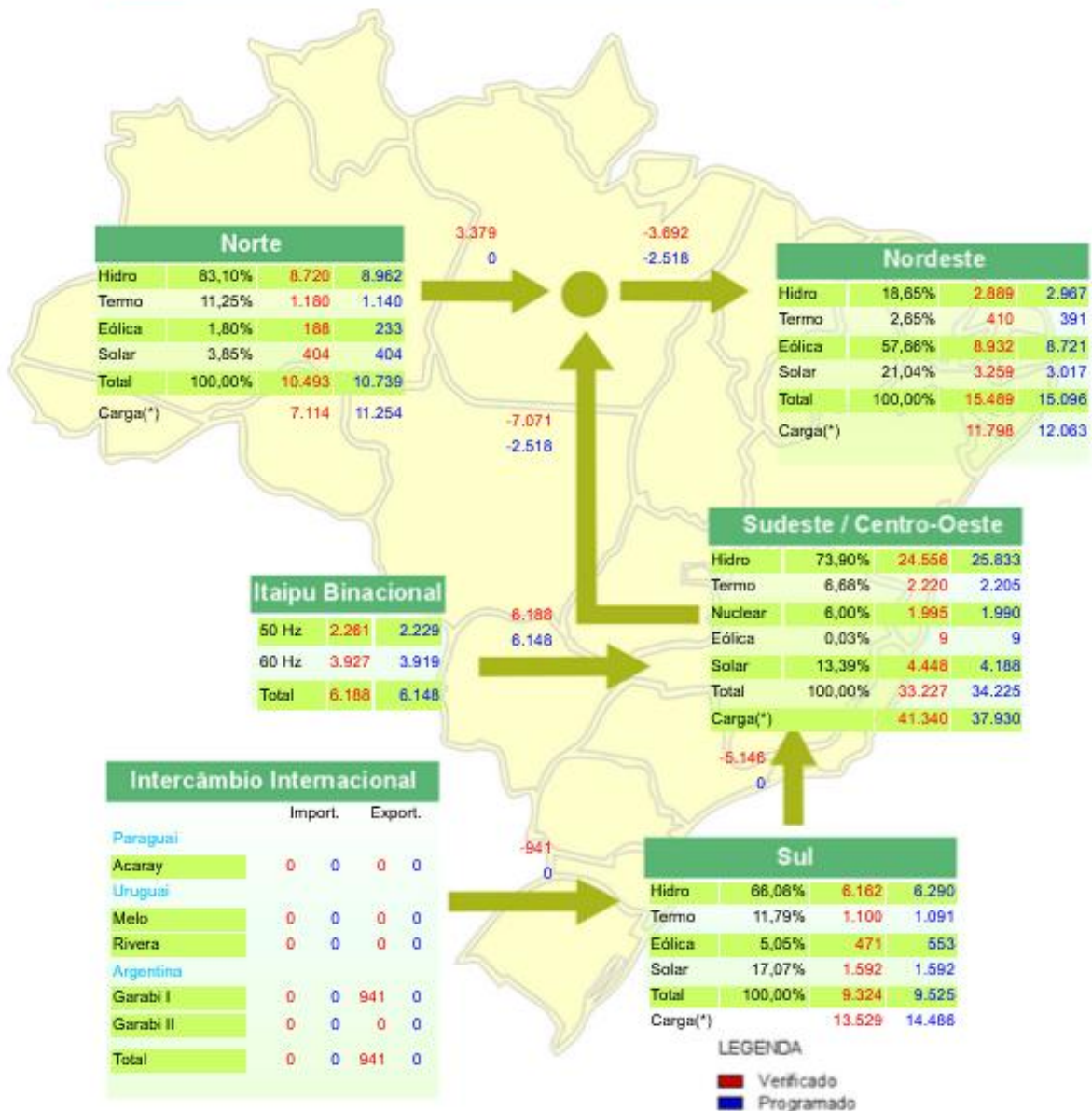
Os dados que vão ser a base das simulações serão as potências ativas, tanto das gerações quanto das cargas que estão ligadas aos subsistemas e as barras que os representam.

Para isso foram coletados os dados disponibilizados pelo ONS em seu site por meio dos boletins da operação, como os da Figura 7. Esses dados foram escolhidos porque além de apresentarem a diferença do que é programado e o que de fato é gerado e consumido tanto no SIN como um todo, quanto em cada subsistema, eles também são os dados reais do sistema. Gerando assim uma ponte entre o modelo, que será gerado e simulado, e o sistema real.

Figura 7: exemplo boletim de operação do SIN do caso base.

Valores - MWmed

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	44.052	42.326	56,65%
Itaipu Binacional	6.148	6.188	8,28%
Termo Nuclear	1.990	1.995	2,67%
Termo Convencional	4.826	4.910	6,57%
Eólica	9.515	9.600	12,85%
Solar	9.201	9.703	12,99%
Total SIN	75.733	74.722	100,00%
Intercâmbio Internacional	0	941	
Carga (*)	75.733	73.781	



Fonte: ONS (2025).

3.3 COLETA DE DADOS DAS LTS

Os dados que foram utilizados para a modelagem das linhas de transmissão foram retirados a partir dos dados reais das linhas de transmissão que conectam os subsistemas. Eles foram retirados do SINDAT do ONS, e a partir dos dados reais forma feitas concessões e alterações a partir de uma análise preliminar para que as linhas não comprometessem a convergência das simulações e a estabilidade do sistema. Os dados das linhas reais que foram utilizados como base para modelar as LTs desse trabalho estão no apêndice A.

3.4 MONTAGEM DO MODELO NO ANAREDE

Após a definição e a coleta de dados das barras, linhas de transmissão e das potências ativas, tanto geradas quando de carga. Foi criado o modelo de base para as simulações e para as validações nos estudos de caso, Figura 18. Com isso temos o seguinte modelo criado no ANAREDE. E todas as configurações das barras e das LTs, nas Figuras 8 a 17.

Figura 8: Dados da barra 1.

The screenshot displays the configuration window for 'Barra 1' in the ANAREDE software. The interface is divided into several sections:

- Top Row:**
 - Número:** 1
 - Nome:** sul
 - Tensão:** [] p.u.
 - Ângulo:** [] graus
- Second Row:**
 - Tipo:** 0 - PQ
 - VDef:** 1000 p.u.
 - Grupo Limite de Tensão:** 0
 - Grupo Base de Tensão:** 0 1 kV
- Third Row:**
 - Área:** 1
 - Barra Controlada:** [] Controle Local
 - Modo de Visualização:** 0 - Normal
 - Ligado:**
- Fourth Row (Carga and Geração):**
 - Carga:**
 - Ativa: 5146. MW
 - Reativa: [] Mvar
 - Geração:**
 - Ativa: [] MW
 - Reativa: [] Mvar
- Fifth Row (Carga Individualizada and Geração Reativa):**
 - Carga Individualizada (DCAI):**
 - Ativa: [] MW
 - Reativa: [] Mvar
 - Geração Reativa:**
 - Mínima: [] Mvar
 - Máxima: [] Mvar
 - Limites Abertos
- Sixth Row (Shunt):**
 - Shunt:**
 - Equivalente: [] Mvar
 - Individualizado (DBSH): [] Mvar

Fonte: o autor(2025).

Figura 9:Dados da barra 2.

Número 2	Nome sudeste	Tensão 1000 p.u.	Ângulo 0. graus
Tipo 2 - Referência	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 0	Grupo Base de Tensão 0 1 kV
Área 1	Barra Controlada <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização 0 - Normal	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa 7071. MW	Geração Ativa MW	Geração Reativa Mínima -9999 Mvar	Shunt Equivalente Mvar
Carga Reativa Mvar	Geração Reativa Mvar	Geração Reativa Máxima 99999 Mvar	Shunt Individualizado (DBSH) Mvar
Carga Individualizada (DCAI) Ativa MW	Carga Individualizada (DCAI) Reativa Mvar	<input type="checkbox"/> Limites Abertos	

Fonte: o autor(2025).

Figura 10:Dados da barra 3.

Número 3	Nome itaipu	Tensão 1000 p.u.	Ângulo graus
Tipo 1 - PV	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 0	Grupo Base de Tensão 0 1 kV
Área 1	Barra Controlada <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização 0 - Normal	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa MW	Geração Ativa 6188. MW	Geração Reativa Mínima 0. Mvar	Shunt Equivalente Mvar
Carga Reativa Mvar	Geração Reativa 0. Mvar	Geração Reativa Máxima 0. Mvar	Shunt Individualizado (DBSH) Mvar
Carga Individualizada (DCAI) Ativa MW	Carga Individualizada (DCAI) Reativa Mvar	<input type="checkbox"/> Limites Abertos	

Fonte: o autor(2025).

Figura 11:Dados da barra 4.

Número 5	Nome norte	Tensão p.u.	Ângulo graus
Tipo 0 - PQ	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 0	Grupo Base de Tensão 0 1 kV
Área 1	Barra Controlada <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização 0 - Normal	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa MW	Geração Ativa 3379 MW	Geração Reativa Mínima 0 Mvar	Shunt Equivalentente Mvar
Carga Reativa Mvar	Carga Reativa 0 Mvar	Geração Reativa Máxima 0 Mvar	Individualizado (DBSH) Mvar
Carga Individualizada (DCAI) Ativa MW	Carga Reativa Mvar	<input type="checkbox"/> Limites Abertos	

Fonte: o autor(2025).

Figura 12:Dados da barra 5.

Número 6	Nome nordeste	Tensão p.u.	Ângulo graus
Tipo 0 - PQ	VDef 1000 p.u.	Grupo Limite de Tensão 0	Grupo Base de Tensão 0 1 kV
Área 1	Barra Controlada <input type="checkbox"/> Controle Local	Modo de Visualização 0 - Normal	<input checked="" type="checkbox"/> Ligado
Carga Ativa MW	Geração Ativa 3692 MW	Geração Reativa Mínima 0 Mvar	Shunt Equivalentente Mvar
Carga Reativa Mvar	Carga Reativa 0 Mvar	Geração Reativa Máxima 0 Mvar	Individualizado (DBSH) Mvar
Carga Individualizada (DCAI) Ativa MW	Carga Reativa Mvar	<input type="checkbox"/> Limites Abertos	

Fonte: o autor(2025).

Figura 13: conexão itaipu – sudeste.

Resistência:	.1	%
Reatância:	.5	%
Susceptância:	450.	Mvar

Fonte: o autor (2025).

Figura 14: conexão sul – sudeste.

Resistência:	<input type="text" value=".1"/>	%
Reatância:	<input type="text" value=".2"/>	%
Susceptância:	<input type="text" value="750."/>	Mvar

Fonte: o autor (2025).

Figura 15: conexão norte – sudeste.

Resistência:	<input type="text" value=".1"/>	%
Reatância:	<input type="text" value="1."/>	%
Susceptância:	<input type="text" value="300."/>	Mvar

Fonte: o autor (2025).

Figura 16: conexão norte – nordeste.

Resistência:	<input type="text" value=".1"/>	%
Reatância:	<input type="text" value="1."/>	%
Susceptância:	<input type="text" value="300."/>	Mvar

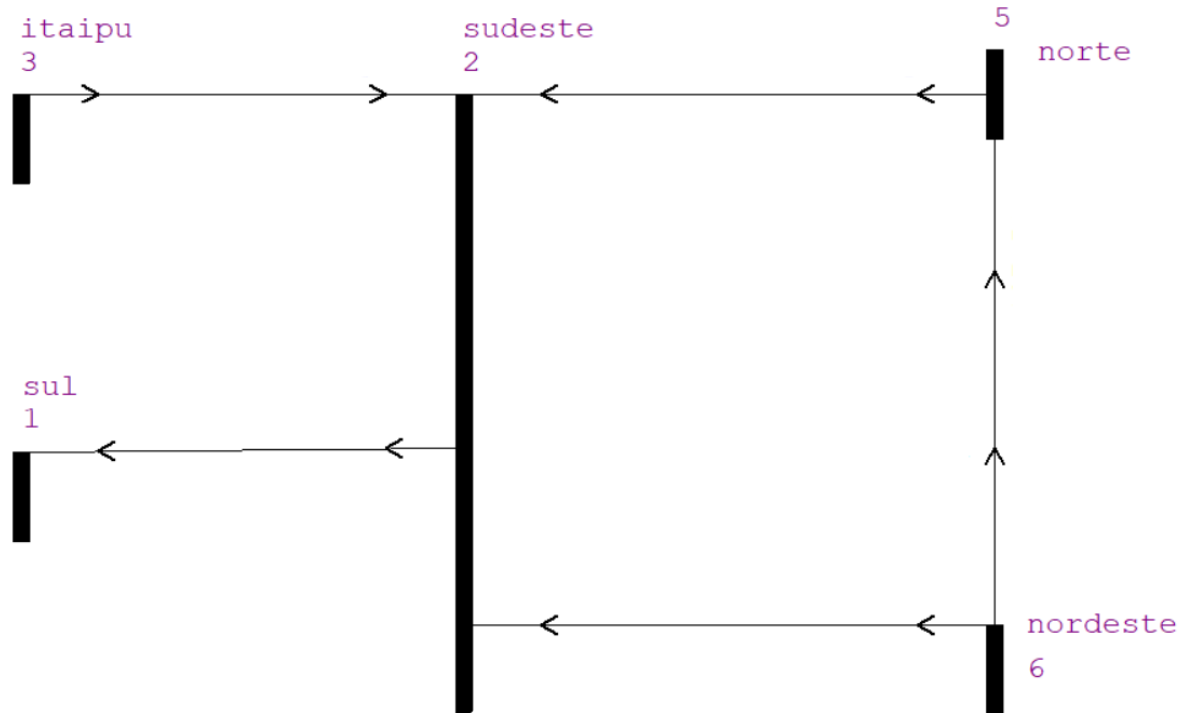
Fonte: o autor (2025).

Figura 17: conexão nordeste – sudeste.

Resistência:	<input type="text" value=".1"/>	%
Reatância:	<input type="text" value="1."/>	%
Susceptância:	<input type="text" value="300."/>	Mvar

Fonte: o autor (2025).

Figura 18: Modelo do SIN.

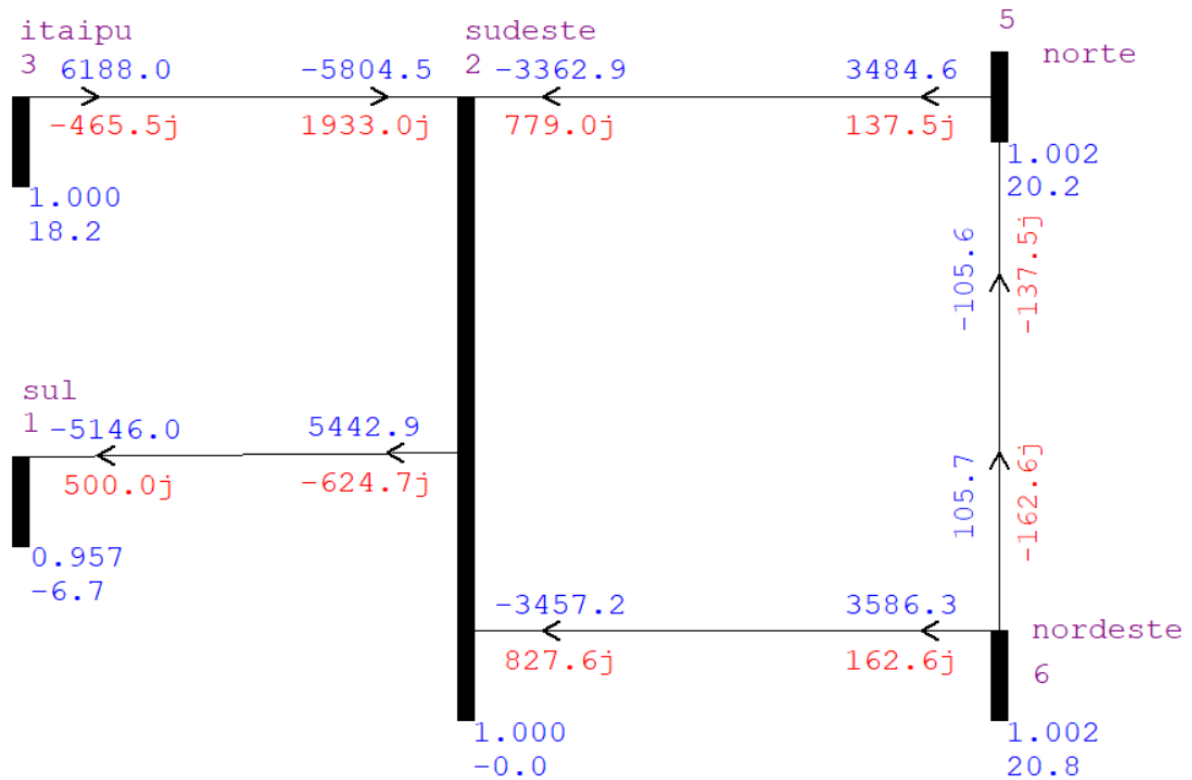


Fonte: o autor (2025).

3.5 SIMULAÇÃO PRELIMINAR E ADAPTAÇÃO DOS PARÂMETROS DOS ELEMENTOS

Após a configuração inicial do modelo, foi realizada uma simulação preliminar que foi concebida como caso base. Onde foram inseridos os dados provenientes do ONS de geração e carga do dia 02/02/2025 (Figura 7), e esses dados foram colocados, com algumas pequenas alterações, para compensar o intercâmbio internacional de energia por exemplo, no modelo de acordo com a barra que representa cada subsistema (Figura 18). E o resultado é apresentado na Figura 19.

Figura 19: Resultado simulação.



Fonte: o autor (2025).

Tabela 1: dados do resultado da simulação do caso base.

Barra	Tensão (p.u.)	θ	P (MW)
Itaipu	1	18,2	6188
Sul	0,957	-6,7	-5146
Sudeste	1	0	7182
Norte	1,002	20,2	3379
Nordeste	1,002	20,8	3692

Fonte: o autor (2025).

Como vemos na figura anterior, o modelo criado se mostra convergente e estável no cenário base. Observamos que as potências que fluem entre as barras também estão muito próximas daquelas que são encontradas nos dados reais. Mostrando assim que a metodologia aplicada é funcional e apresenta resultados coerentes.

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

4.1 DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO

A partir do caso base que serviu para testarmos o modelo do sistema e fazer os ajustes necessários foram concebidos alguns cenários para colocar a prova o modelo criado e ver se ele é capaz de suportar as diferentes formas que o SIN assume durante a sua operação.

Começando pelo cenário mais recorrente que é o cenário da madrugada. Foi concebido um cenário onde temos baixa demanda e baixo fluxo de potência para simular o cenário da madrugada.

O segundo caso é a máxima demanda. Como o SIN é projetado para suprir a máxima demanda, e como este projeto se propõe a modelar, mesmo que de forma simplificada e didática, é necessário que ele seja capaz de suportar essa situação, mesmo não sendo a de maior estresse para o modelo.

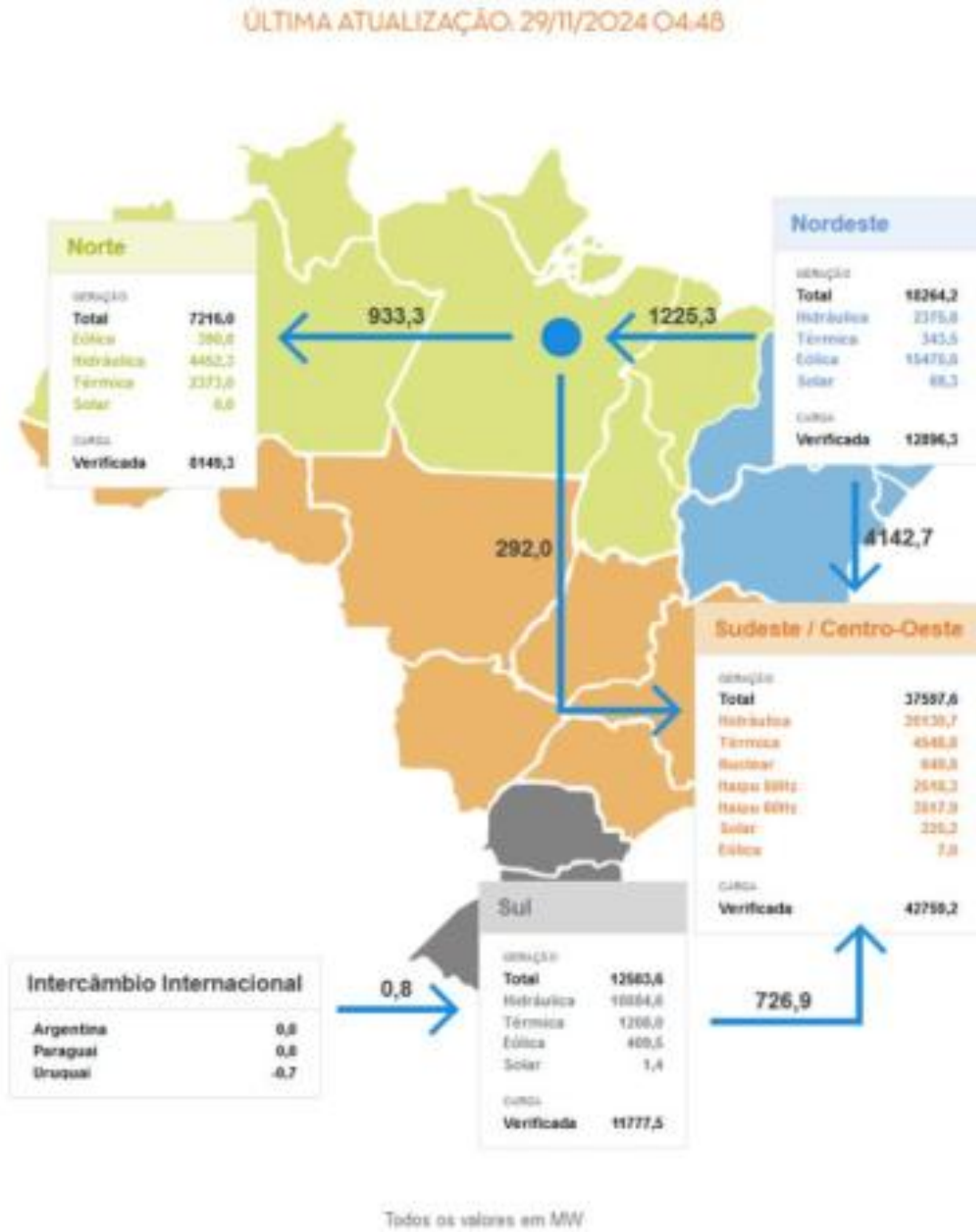
No terceiro caso temos um cenário onde foi pego um recorte do SIN que estava com a geração de fontes renováveis, eólica e solar, muito forte e próximo dos seus picos. Esse cenário serve para analisarmos como o modelo se comporta tendo em vista essa “migração” do polo gerador para o nordeste, em alguns casos e épocas específicas e com a integração desse tipo de fonte.

Por fim temos o caso derradeiro, onde foi buscado o cenário de maior intercâmbio de energia entre os subsistemas. Esse caso é o mais estressante para o modelo, pois como ele foi pensado para analisar os fluxos de potência líquidos, então quanto maior o fluxo mais próximo do ponto crítico ele fica.

4.2 ESTUDO DE CASO 1

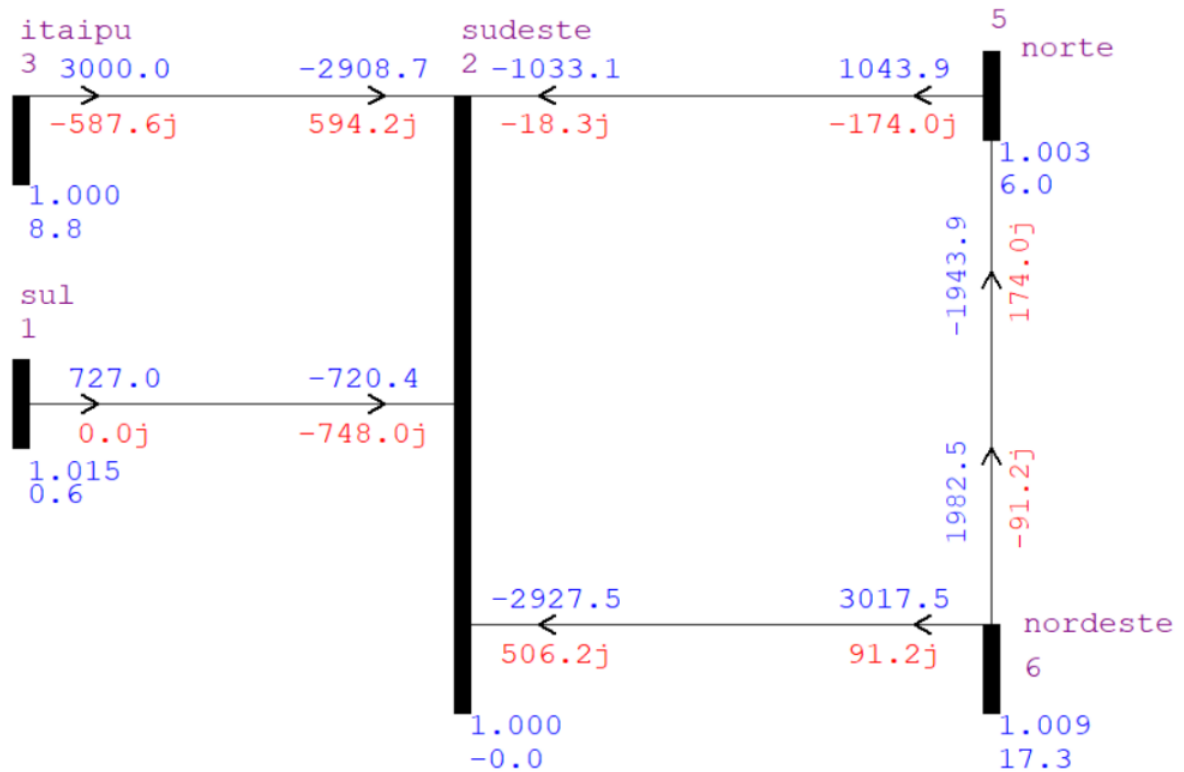
Durante o período da madrugada por conta da baixa demanda o SIN pode ter problemas de sobretensão e excesso de reativo na rede. Com isso foram coletados dados dos fluxos de potências líquidos durante a madrugada, como mostra a Figura 20. E com esses dados foi feita a simulação com os resultados apresentados na Figura 21.

Figura 20: dados da madrugada.



Fonte: ONS (2024).

Figura 21: resultado da simulação.



Fonte: o autor (2025).

Tabela 2: dados do resultado da simulação do estudo de caso 1

Barra	Tensão (p.u.)	θ	P (MW)
Itaipu	1	8,8	3000
Sul	1,015	0,6	727
Sudeste	1	0	7590
Norte	1,003	6	-900
Nordeste	1,009	17,3	5000

Fonte: o autor (2025).

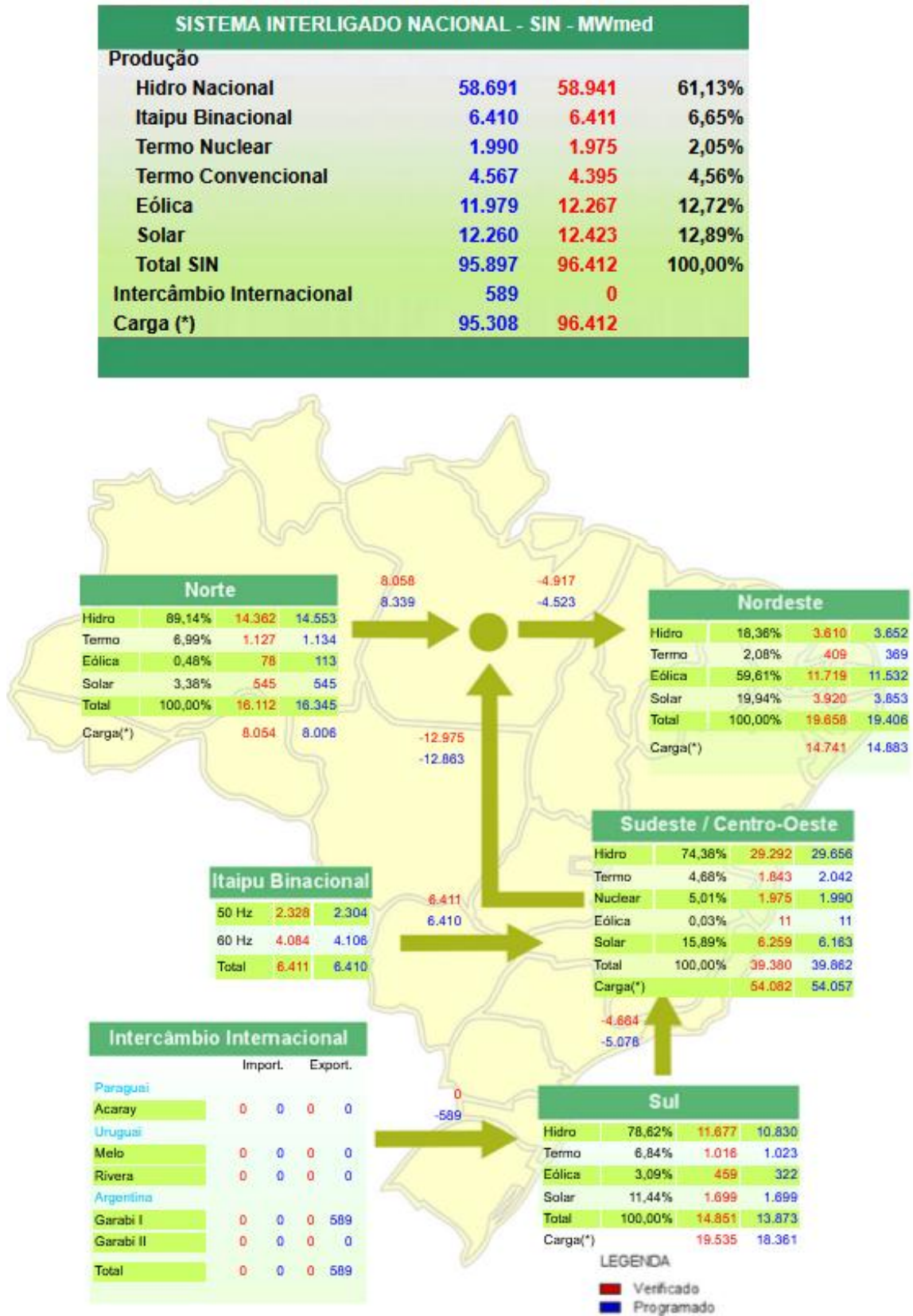
A partir dos dados da simulação nota-se que, como esperado nesse tipo de cenário, onde temos uma demanda relativamente baixa, as tensões ficaram levemente acima de 1 p.u., e os ângulos também permaneceram baixos, pois o fluxo de potência também é reduzido devido a carga fraca. Nota-se também que os fluxos de potência ativas estão bem próximos dos dados reais e que as perdas não causam grande impacto.

4.3 ESTUDO DE CASO 2

No caso de máxima demanda, foi buscado os dados do dia 26/02/2025, que segundo o ONS, foi o dia com a máxima demanda de 2025. Nesse cenário a carga é

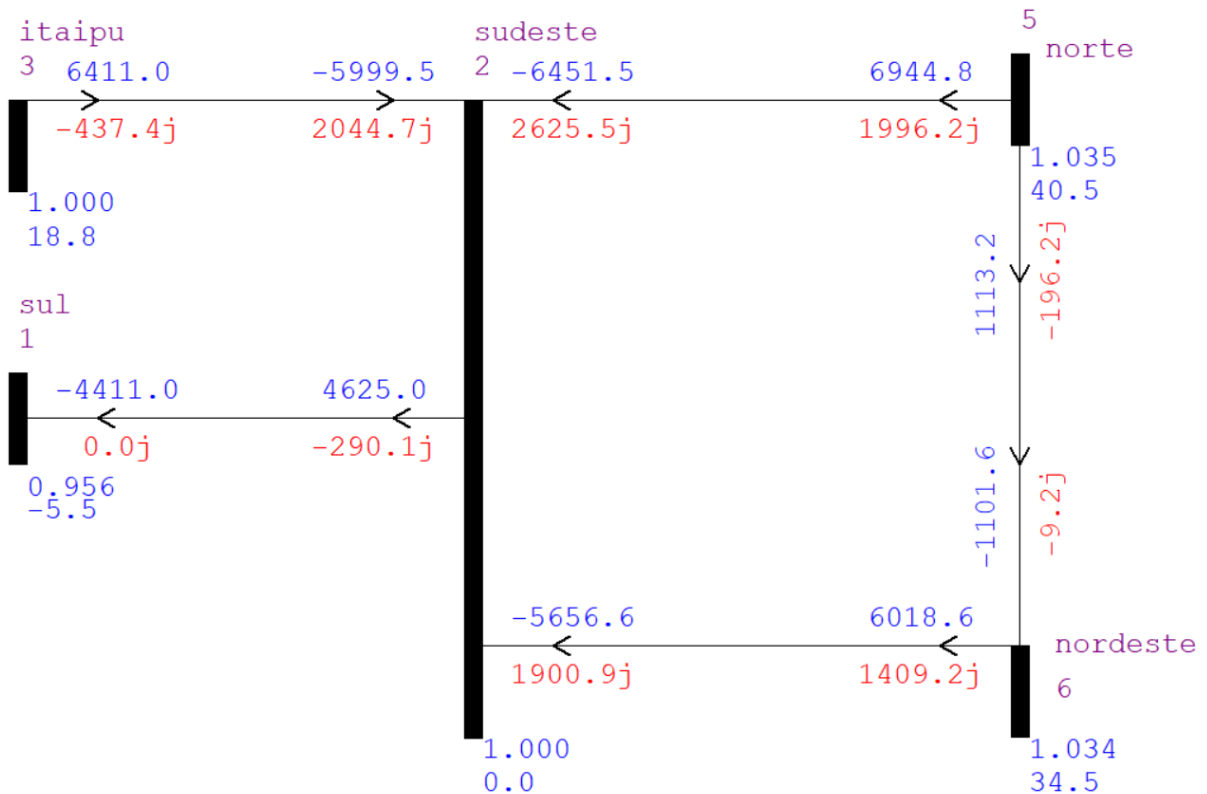
elevada, assim como a geração para supri-la. No mundo real esse cenário é o de maior estresse ao SIN, pois ele precisa suprir todas as cargas, sem faltas ou interrupções. Neste trabalho apesar dos fluxos de potência serem acima do caso base, o modelo consegue convergir para um ponto de operação sem grandes problemas. Na Figura 22 temos os dados e na Figura 23 o resultado da simulação.

Figura 22: dados dia máxima demanda.



Fonte: ONS (2025).

Figura 23: Resultado da simulação



Fonte: o autor (2025).

Tabela 3: dados do resultado da simulação do estudo de caso 2

Barra	Tensão (p.u.)	θ	P (MW)
Itaipu	1	18,8	6411
Sul	0,956	-5,5	-4411
Sudeste	1	0	-13483
Norte	1,035	40,5	8058
Nordeste	1,034	34,5	4917

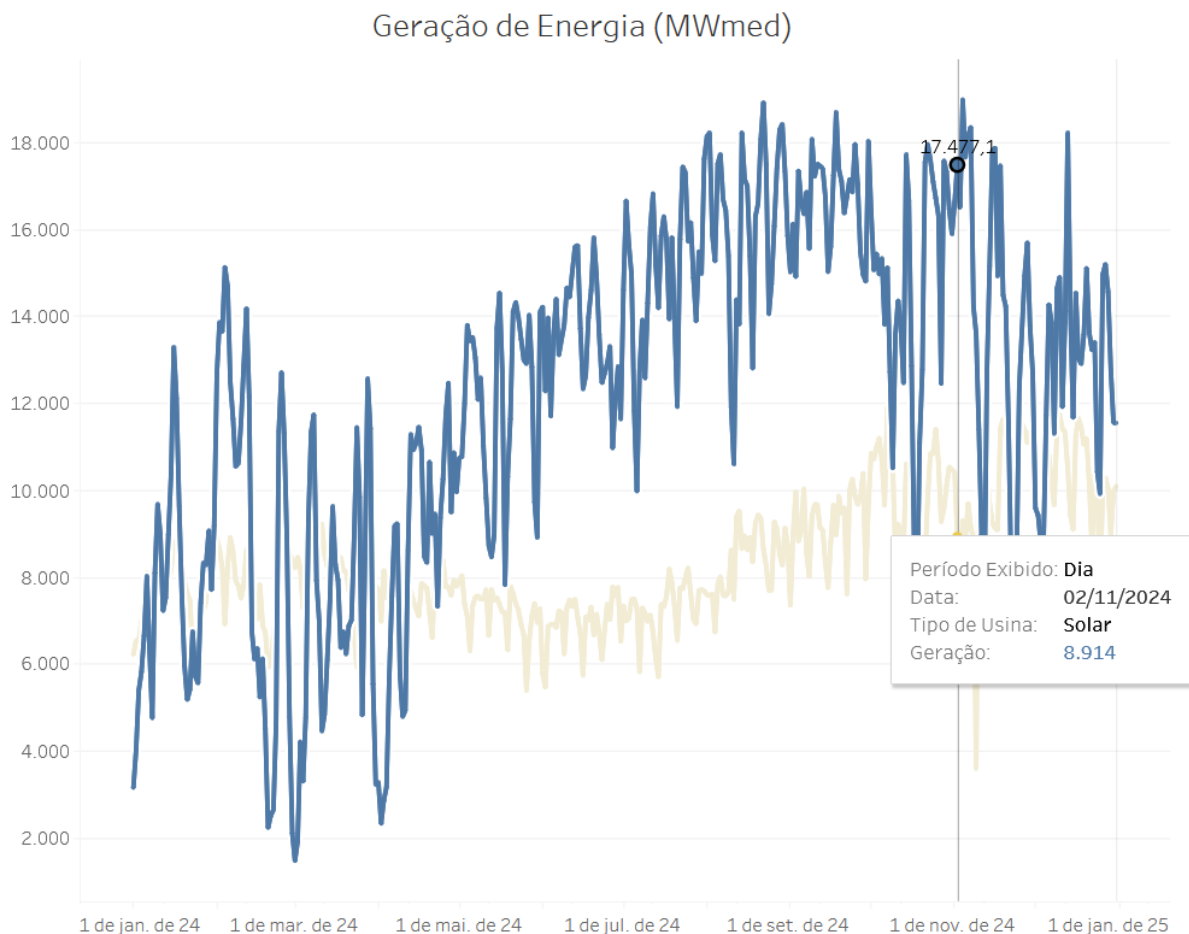
Fonte: o autor (2025).

Mesmo as tensões se mantendo dentro dos limites de operação, e levemente acima de 1 p.u., exceto a barra sul, nota-se que os ângulos já são bem maiores que os encontrados no caso base, pois temos mais potência fluindo no sistema e entre os subsistemas. Os ângulos levemente acima dos limites de estabilidade encontrados nas barras norte e nordeste podem ser explicados pelo fato de utilizarmos apenas uma linha de transmissão, mesmo que modelada e adequada ao problema, ainda sim ela foi baseada em dados reais, onde existem mais LTs que interligam esses subsistemas. E por fim, vemos que as potências nas barras estão realmente muito altas, onde na barra sudeste percebe-se uma carga líquida de 13483 MW, ou seja, ela tem essa demanda a mais do que ela gera dentro do seu subsistema.

4.4 ESTUDO DE CASO 3

As fontes eólicas e solares são o futuro da matriz energética brasileira, e mesmo que esse não seja um trabalho para analisar o impacto e a estabilidade do sistema com as fontes eólicas e solar fortes, nós a partir de dados e de cenários onde isso acontece podemos analisar outros pontos que se enquadram no nosso modelo. Como ver esse se quando a geração eólica, principalmente localizada na região nordeste, estiver forte, o nosso modelo consegue suportar o fluxo de potência necessário para entregar essa geração a carga. A partir do gráfico a seguir, representado na Figura 24, foi escolhido o dia 02/11/2024 para ser retirado os dados que serão inseridos no modelo. Nota-se que não se buscou apenas o máximo eólico, mas sim um ponto onde temos uma geração eólica forte acompanhada de uma geração solar forte. Percebe-se que a geração eólica nessa data é consideravelmente superior ao caso base, que era de 9515 MW, e aqui temos 17477 MW, um aumento de 80% desse tipo de geração.

Figura 24: gráfico da geração de usinas eólicas e fotovoltaicas.



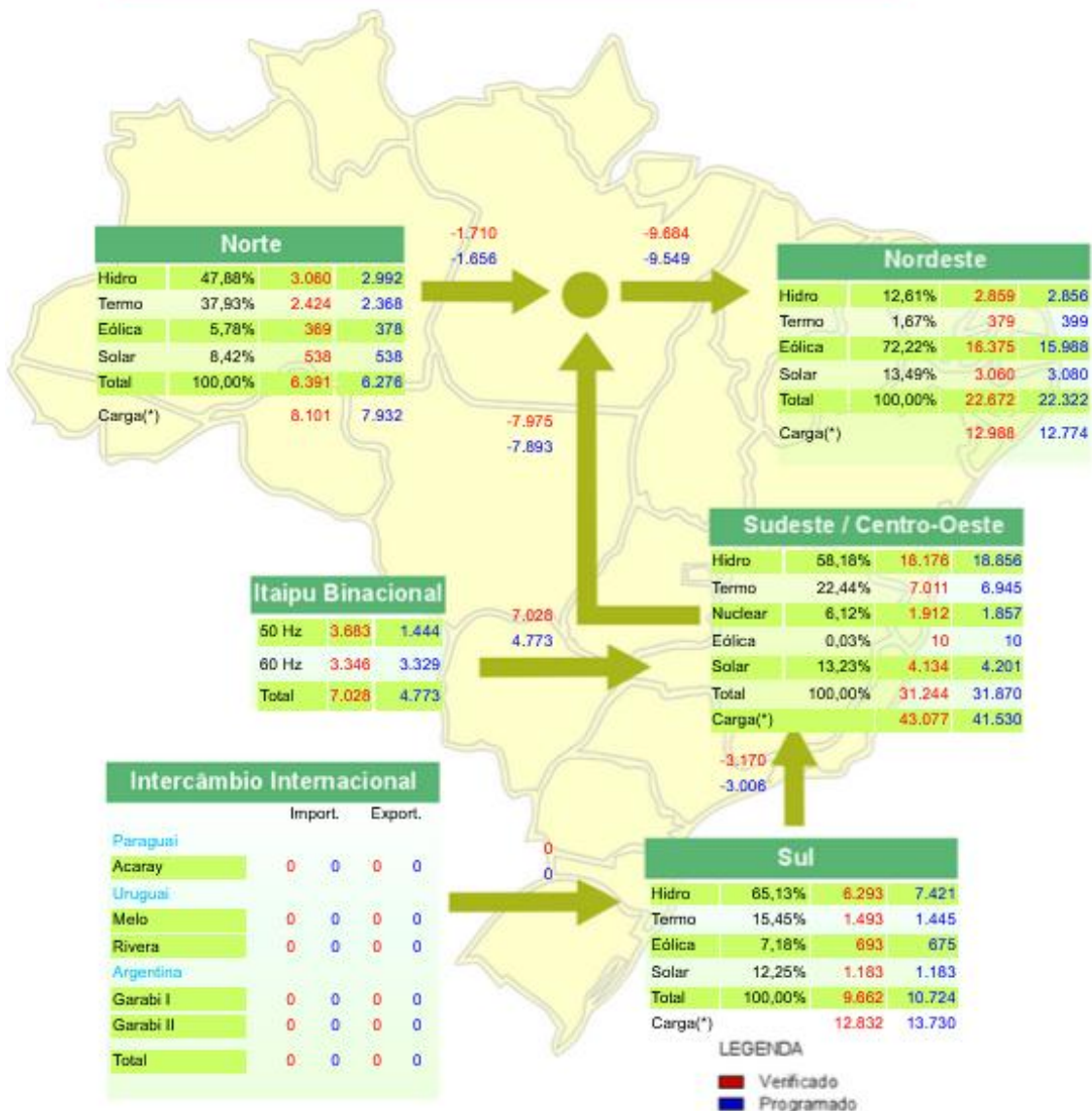
Fonte: ONS (2025).

A seguir temos os dados do dia 02/11/2024, representados na Figura 25 e os resultados da simulação, representados na Figura 26.

Figura 25: dados do dia 02/11/2024.

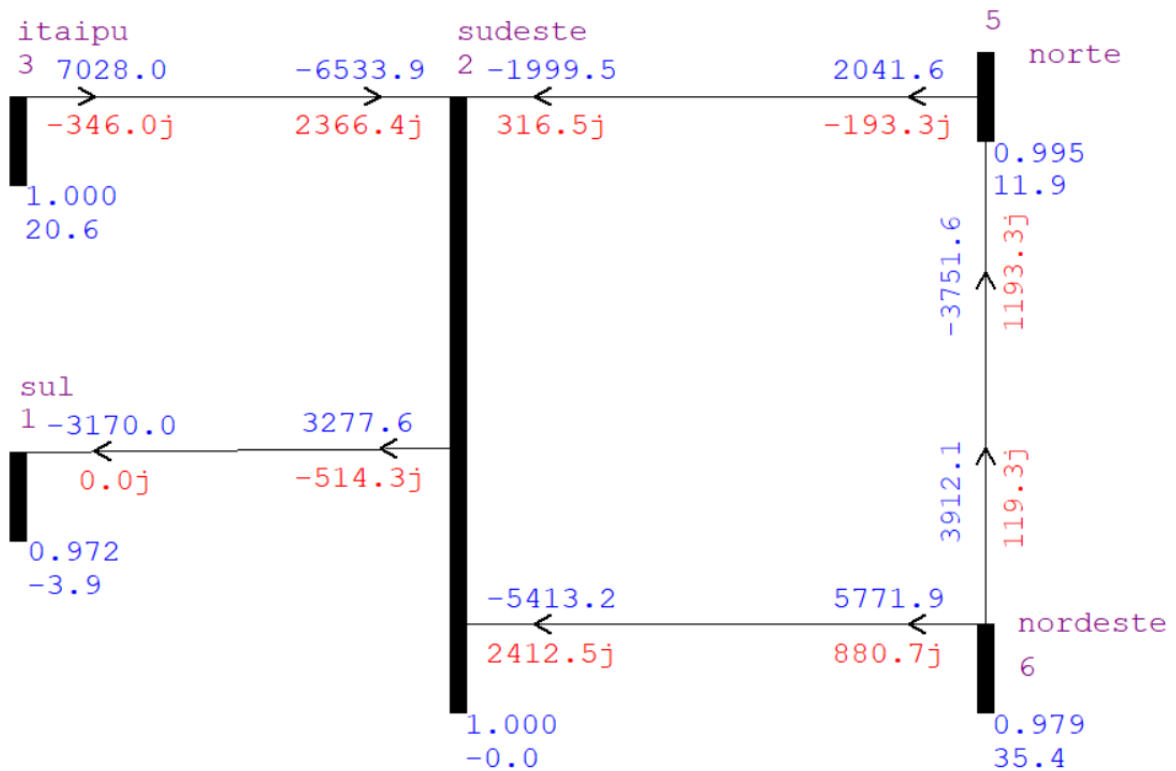
Valores - MWmed

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	32.125	30.387	39,47%
Itaipu Binacional	4.773	7.028	9,13%
Termo Nuclear	1.857	1.912	2,48%
Termo Convencional	11.157	11.307	14,68%
Eólica	17.051	17.448	22,66%
Solar	9.002	8.915	11,58%
Total SIN	75.965	76.997	100,00%
Intercâmbio Internacional	0	0	
Carga (*)	75.965	76.997	



Fonte: ONS (2025).

Figura 26: resultado da simulação do caso 3



Fonte: o autor (2025).

Tabela 4: dados do resultado da simulação do estudo de caso 3

Barra	Tensão (p.u.)	θ	P (MW)
Itaipu	1	20,6	7028
Sul	0,972	-3,9	-3170
Sudeste	1	0	-10669
Norte	0,995	11,9	-1710
Nordeste	0,979	35,4	9684

Fonte: o autor (2025).

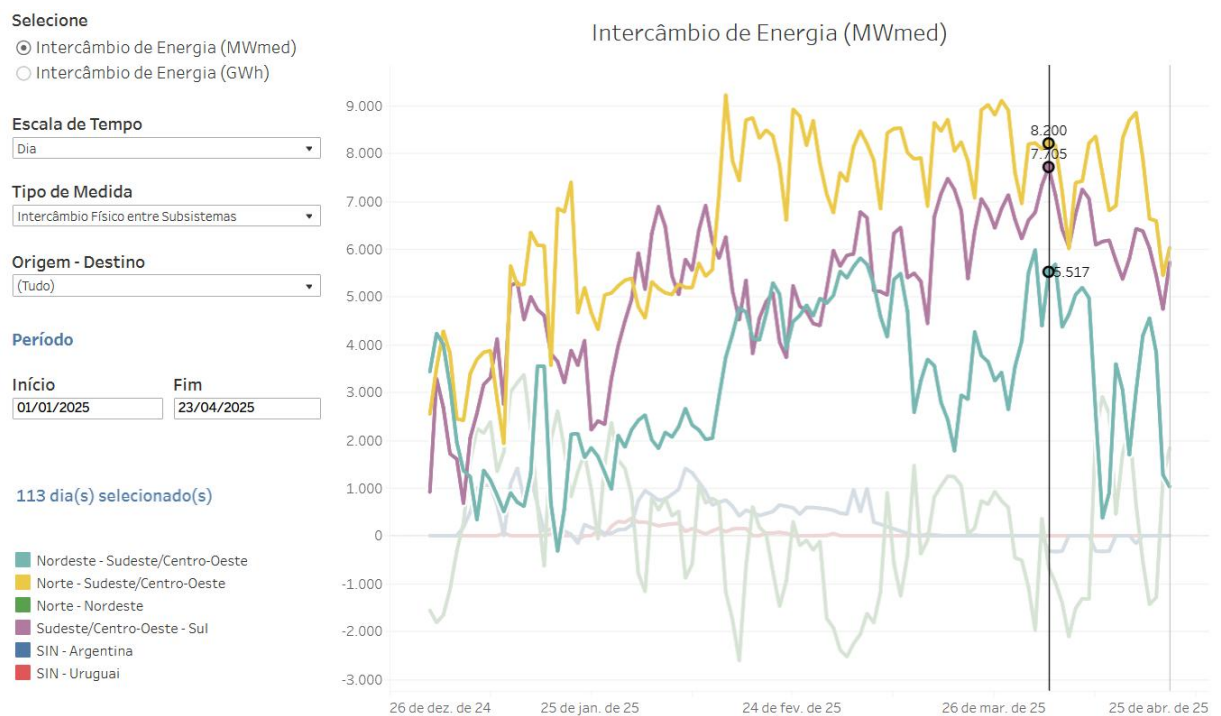
Neste cenário notou-se algumas particularidades que ajudam a compreender o SIN como ele é hoje e também já analisarmos o que será dele no futuro. Começando pelas tensões, vemos que elas se mantiveram estáveis e dentro dos limites pré-estabelecidos, mesmo ficando um pouco abaixo do valor base de 1 p.u. Já os ângulos, em sua maioria ficaram também dentro dos limites de estabilidade, exceto o da barra nordeste, que ficou levemente acima. Esse dado pode nos mostrar mais do que apenas um número, com ele podemos chegar a algumas análises. Primeiro, grande parte das usinas eólicas estão de fato no Nordeste, o que faz com que em períodos de geração forte desse tipo de usina, temos uma grande exportação de energia desse

subsistema para os demais. Além disso, podemos inferir que, apesar desse modelo ser ilustrativo e simplificado, ele também nos ajuda a compreender que no futuro será necessário aumentar a capacidade de transmissão de energia oriunda do subsistema nordeste, com a implantação de mais linhas de transmissão conectando principalmente o Sudeste com o Nordeste. Por fim, as potências ativas seguem os dados reais, provando mais uma vez que esse modelo é adequado para um estudo, mesmo que ilustrativo, do SIN.

4.5 ESTUDO DE CASO 4

Por fim, no cenário de máximo intercâmbio foi escolhido o dia 03/04/2025. Esta data foi escolhida com base no gráfico a seguir, Figura 27. Para a definição do dia que seria retirado os dados, foi realizada uma análise pelo autor onde, se buscou uma data com grande intercâmbio de energia entre os subsistemas. Com isso, a data escolhida teve valores de pico, ou próximo, em basicamente todas as interações entre os subsistemas. O que pode gerar um estresse grande no modelo, pois ele é focado justamente na análise dos fluxos de potência líquidos entre os subsistemas.

Figura 27: gráfico do intercâmbio de energia entre os subsistemas.



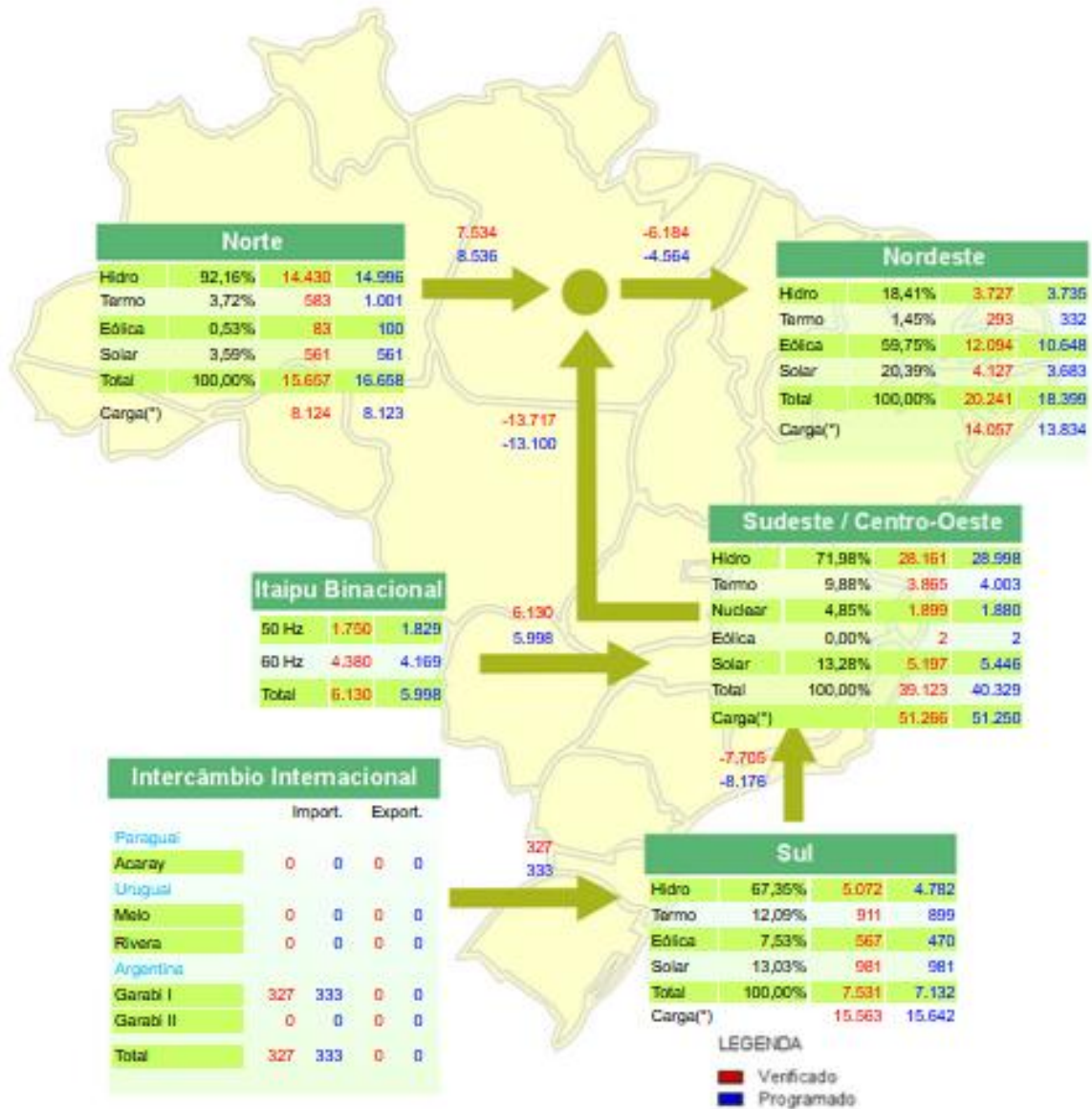
Fonte: ONS (2025)

A seguir temos os dados do dia 03/04/2025, representados na Figura 28 e os resultados da simulação, representados na Figura 29.

Figura 28: dados do dia 03/04/2025.

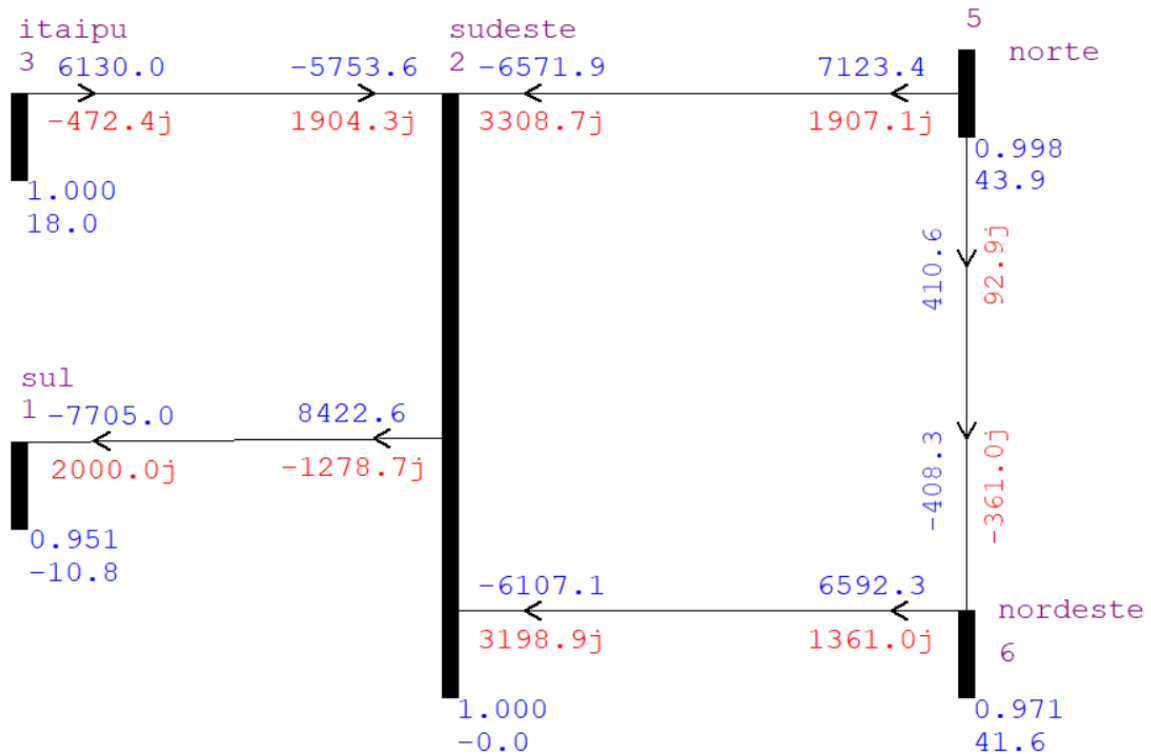
Balanco de Energia Diário
Valores - MWmed

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	52.510	51.389	57,95%
Itaipu Binacional	5.998	6.130	6,91%
Termo Nuclear	1.880	1.899	2,14%
Termo Convencional	6.236	5.651	6,37%
Eólica	11.219	12.746	14,37%
Solar	10.672	10.867	12,25%
Total SIN	88.515	88.682	100,00%
Intercâmbio Internacional	-333	-327	
Carga (*)	88.849	89.009	



Fonte: ONS (2025).

Figura 29: resultado da simulação do caso 4.



Fonte: o autor (2025)

Tabela 5: dados do resultado da simulação do estudo de caso 4

Barra	Tensão (p.u.)	θ	P (MW)
Itaipu	1	18	6130
Sul	0,951	-10,8	-7705
Sudeste	1	0	-10010
Norte	0,998	43,9	7534
Nordeste	0,971	41,6	6184

Fonte: o autor (2025)

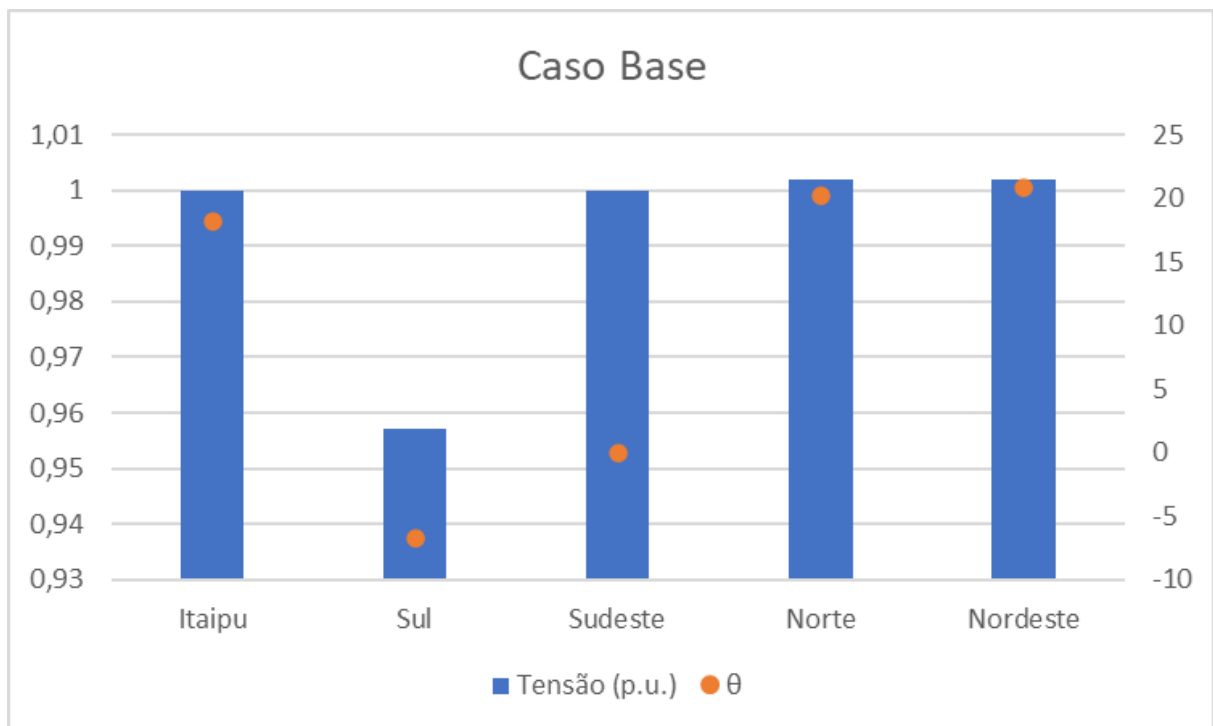
Nesse cenário ficou evidente quais são os limites desse modelo e até onde pode-se ir utilizando essa metodologia sem precisar de uma abordagem mais complexa. Como esperado, as tensões se mantiveram dentro dos limites. E as potências ativas e os fluxos de potência também seguiram os dados reais e mostram mais uma vez que o modelo é capaz de ilustrar todas as fases que o SIN trabalha. Mas olhando para os valores dos ângulos notamos que chegamos próximos dos limites de estabilidade. Nas três barras, Itaipu, Sul e Sudeste, tivemos ângulos dentro dos limites e até com uma certa margem de segurança de estabilidade. Porém quando é analisado os valores dos ângulos das barras Norte e Nordeste é notado que os valores ficam acima do limite considerado estável, 43,9 e 41,6 respectivamente. Esses valores podem ser explicados por algumas razões, que já foram apresentadas

anteriormente no trabalho. Como o fato de ser modelado e introduzido apenas um LT para conectar os subsistemas. Mas algo pode ser levado em conta também. Se notarmos os valores do fluxo de potência do Norte e do Nordeste com o Sudeste são menores que o valor do fluxo de potência entre o Sul e o Sudeste, e neste último tanto a tensão quanto o ângulo das barras estão dentro dos limites. Então um outro fator a ser considerado, é que, como as LTs foram modeladas a partir de dados reais, e que como temos menos interligações entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste, do que em comparação com a conexão Sul-Sudeste, as LTs modeladas são mais “precárias” nessas conexões, o que remete a outra análise feita nesse trabalho que é necessário aumentar as conexões Nordeste-Sudeste, e também Norte-Sudeste.

4.6 COMPARAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO E REFLEXÃO

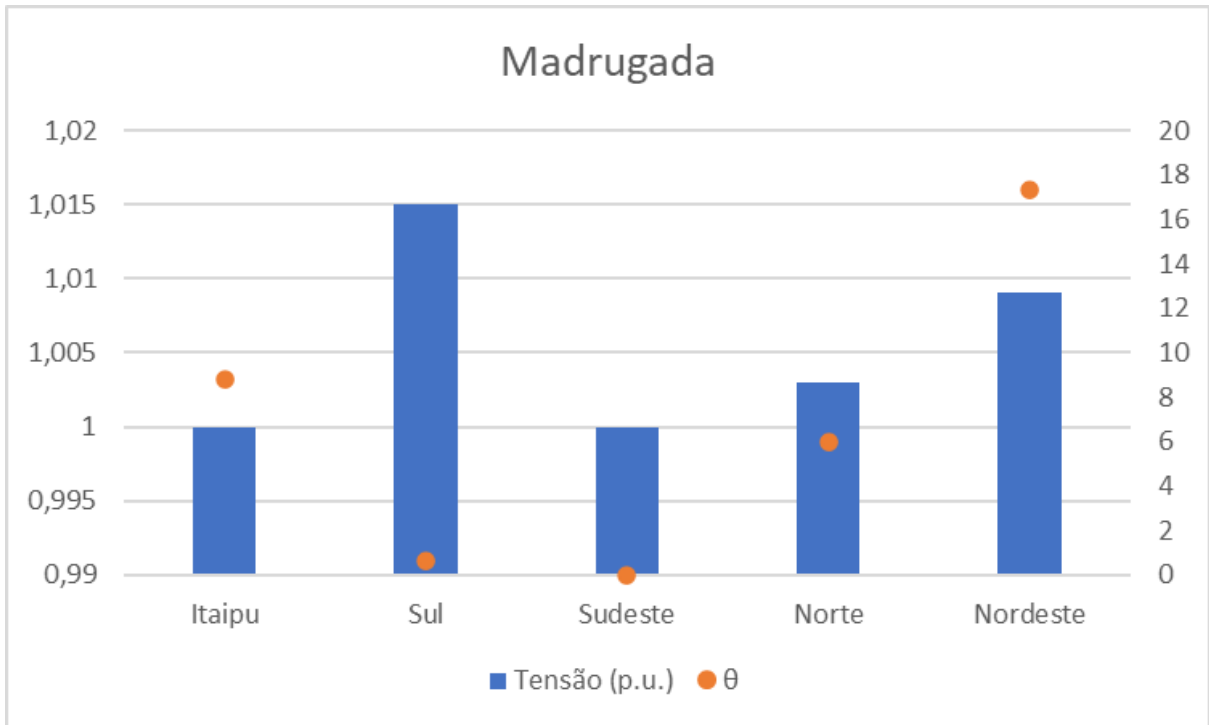
Analisando os estudos de caso podemos retirar e comparar alguns resultados obtidos. A partir dos gráficos a seguir, Figuras 30 a 39, podemos analisar o comportamento do modelo criado.

Figura 30: Tensões e ângulos das barras no caso base



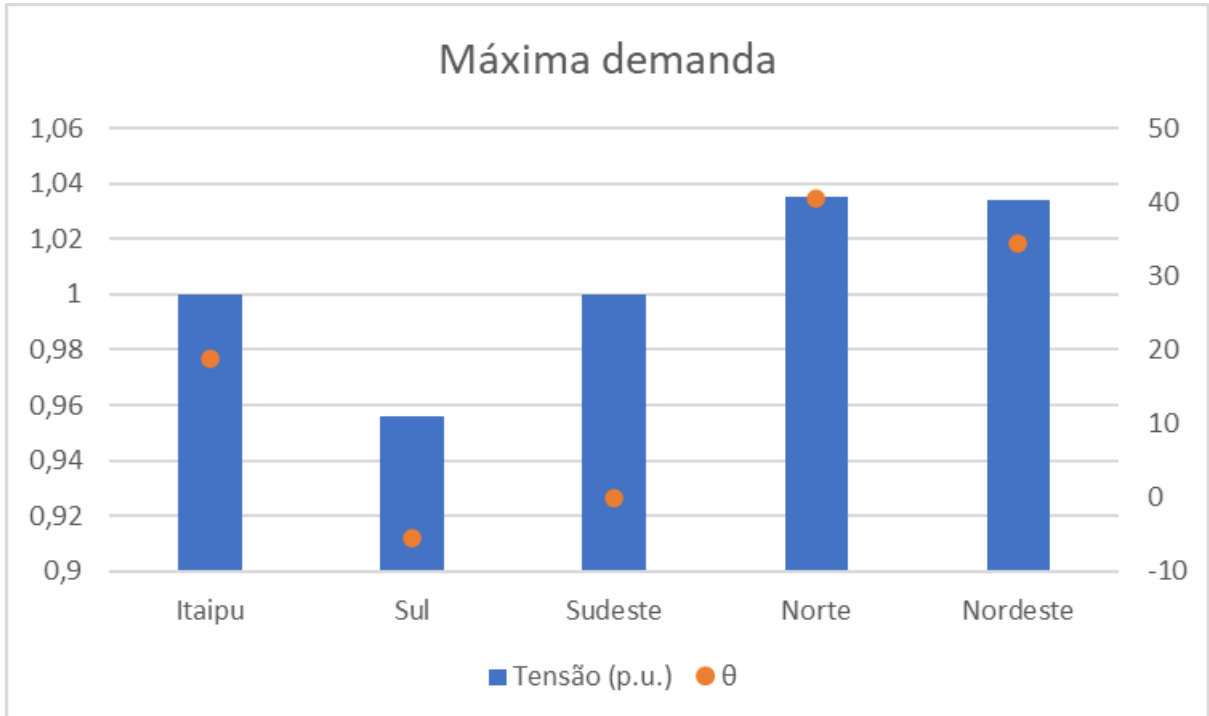
Fonte: o autor (2025)

Figura 31: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 1.



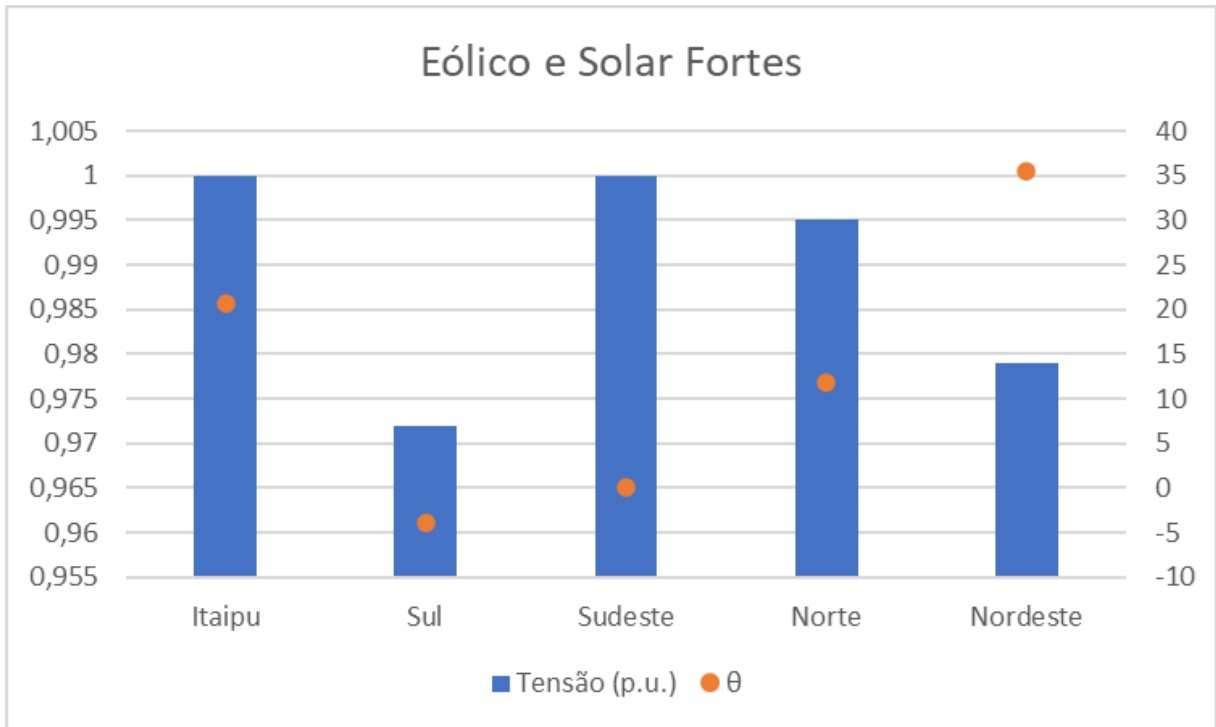
Fonte: o autor (2025)

Figura 32: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 2.



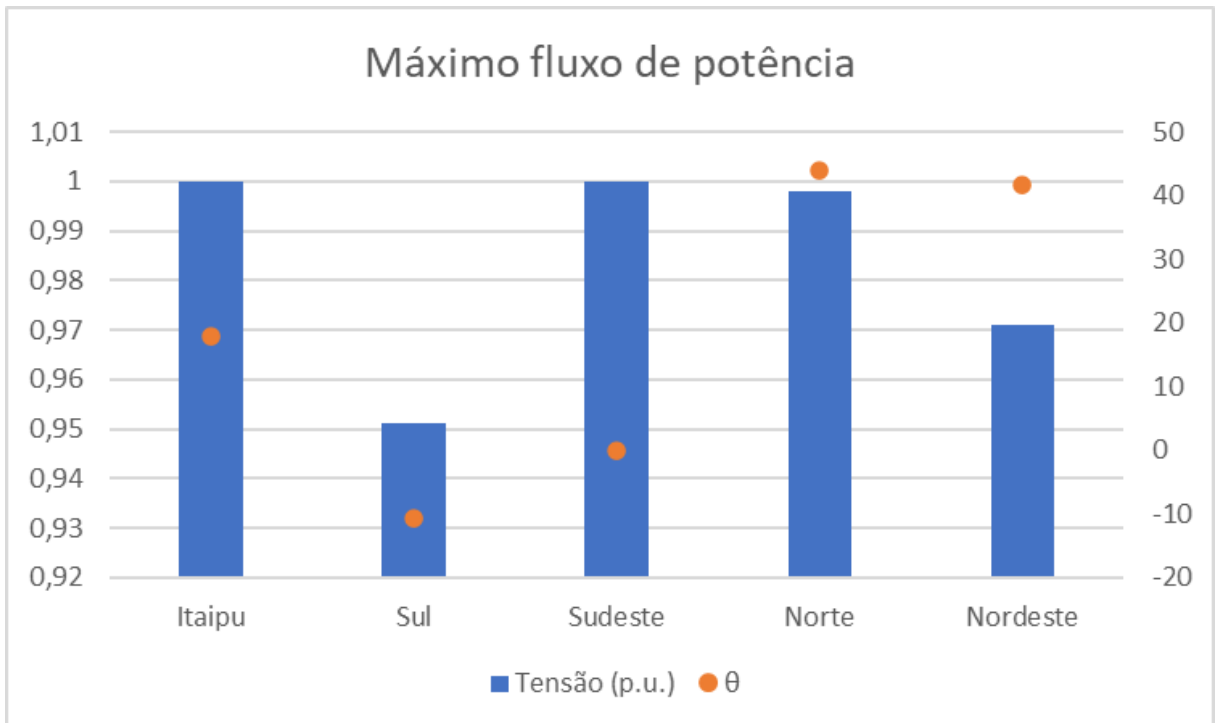
Fonte: o autor (2025)

Figura 33: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 3.



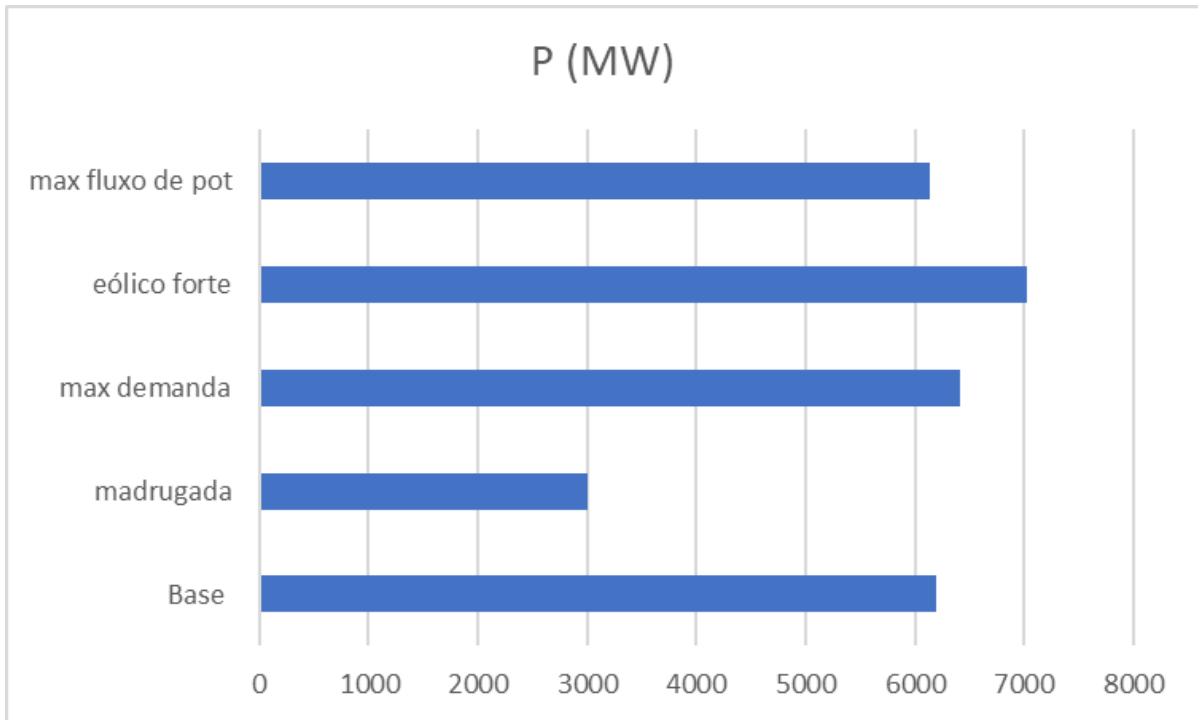
Fonte: o autor (2025)

Figura 34: Tensões e ângulos das barras no estudo de caso 4.



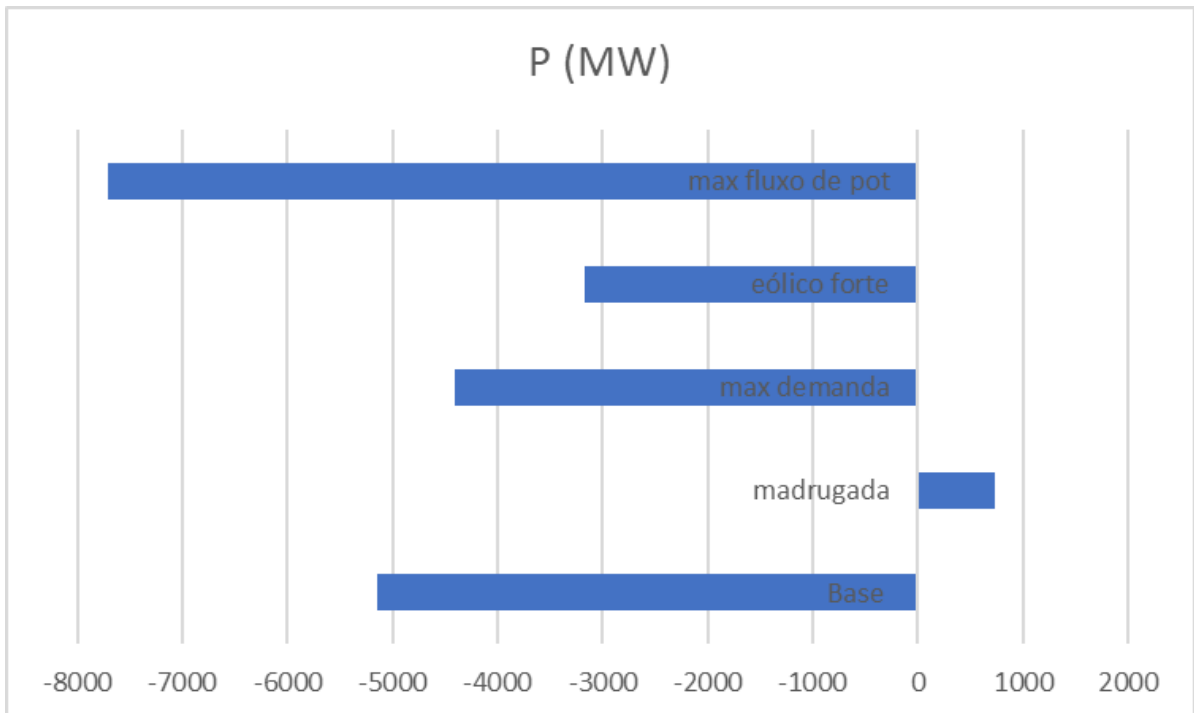
Fonte: o autor (2025)

Figura 35: Potência Ativa na barra Itaipu nos diferentes cenários.



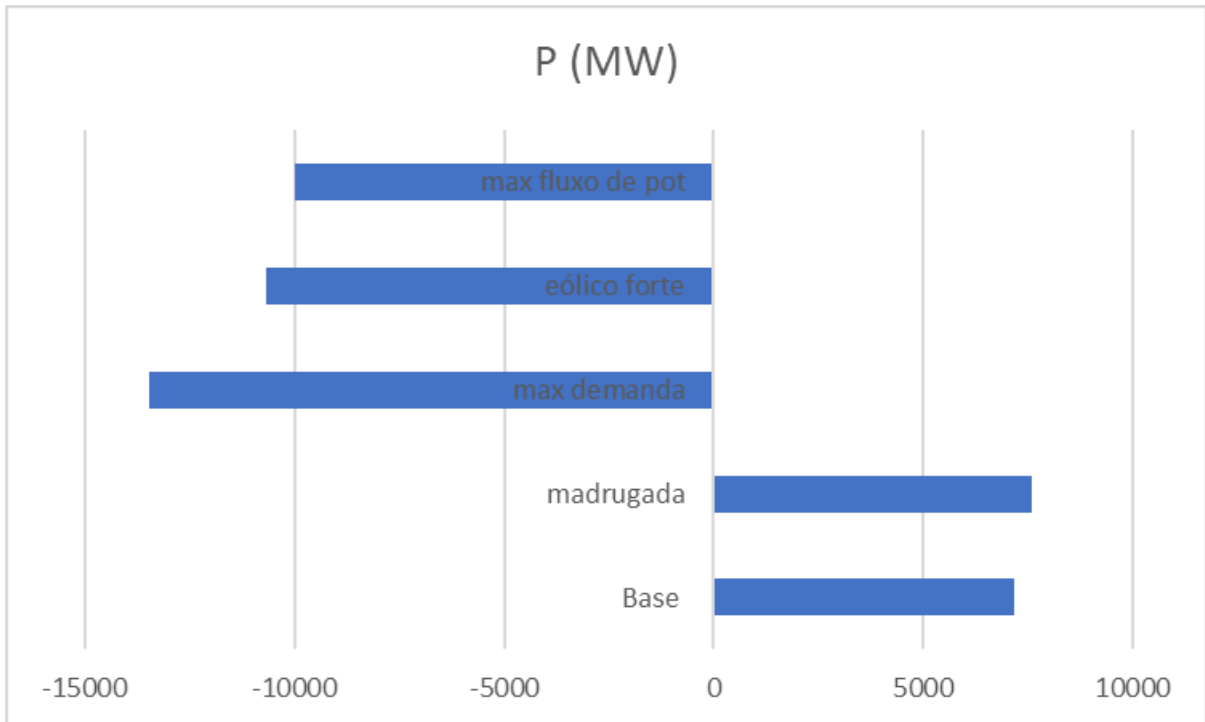
Fonte: o autor (2025)

Figura 36: Potência Ativa na barra Sul nos diferentes cenários.



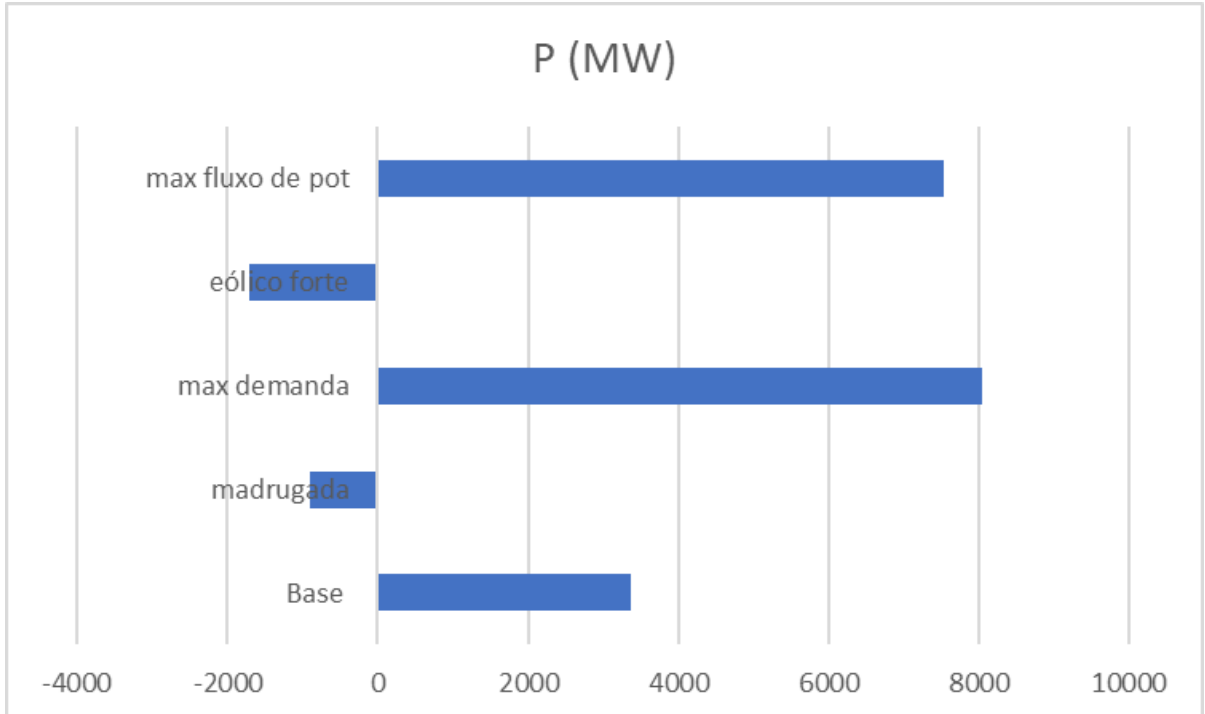
Fonte: o autor (2025)

Figura 37: Potência Ativa na barra Sudeste nos diferentes cenários.



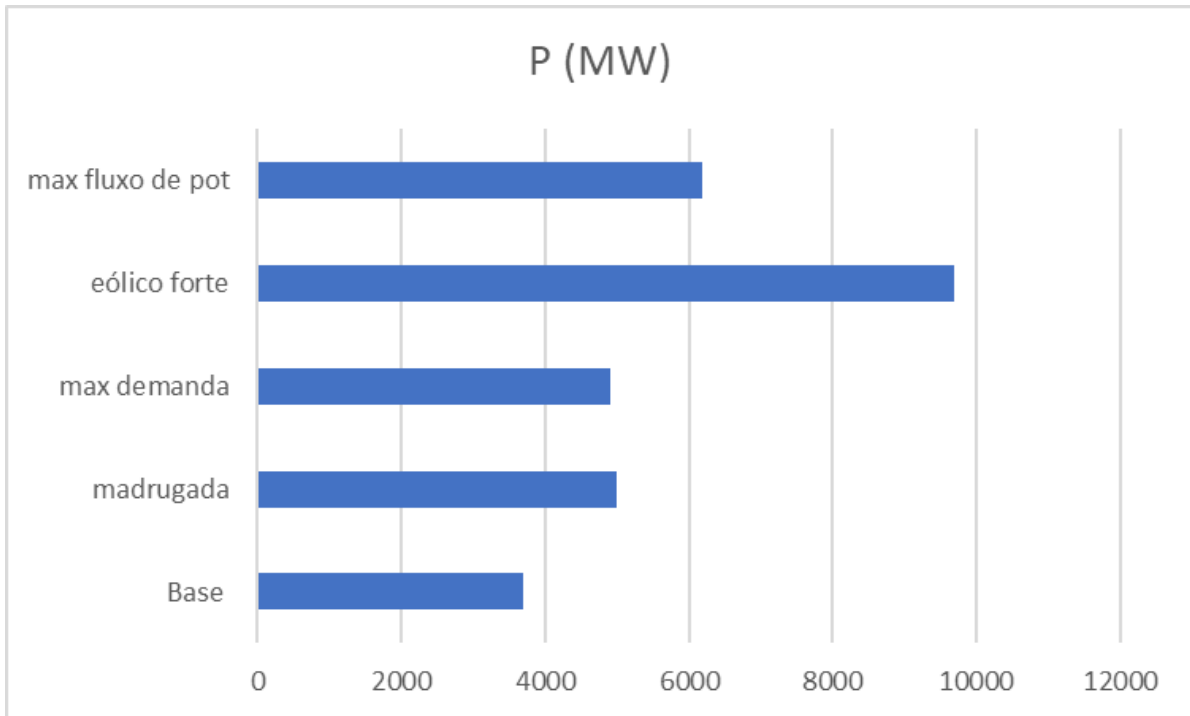
Fonte: o autor (2025)

Figura 38: Potência Ativa na barra Norte nos diferentes cenários.



Fonte: o autor (2025)

Figura 39: Potência Ativa na barra Nordeste nos diferentes cenários.



Fonte: o autor (2025)

No caso base tanto as tensões quanto os ângulos permaneceram dentro dos limites de convergência e estabilidade, mostrando que o modelo criado tem a robustez necessária para ilustrar o SIN de forma didática sem perder suas características.

Partindo para o cenário da madrugada, como era de se esperar as tensões ficaram um pouco elevadas e os ângulos permaneceram baixos “fechados”, mostrando que a carga estava num patamar relativamente baixo.

Já no cenário de máxima demanda pode-se observar que as tensões ficaram um pouco abaixo do valor nominal de 1 p.u. e os ângulos cresceram e ficaram mais “abertos”, mostrando assim uma carga num patamar bem elevado.

No cenário 3, nota-se que a demanda não é a máxima, mas as porcentagens de geração eólica e solar no SIN são elevadas, chegando a quase um terço de toda a geração sendo proveniente dessas fontes. E que como a maior capacidade instalada está na região nordeste, vemos que o ângulo dessa barra está elevado para conseguir dar “vazão” a essa potência gerada.

Por fim no cenário de intercâmbio elevado, o sistema se mostrou resiliente, sendo convergente, mesmo com os ângulos estando em níveis mais críticos, o que já era esperado para esse cenário.

Após a simulação de todos os casos, ficou comprovado que o modelo suporta vários cenários que encontramos no SIN real, e é adequado para uma análise didática e intuitiva dos fluxos de potência líquidos entre os subsistemas do sistema elétrico brasileiro.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou o desenvolvimento de um modelo do SIN simplificado para fins didáticos. O objetivo principal foi desenvolvimento de um modelo ilustrativo do SIN para fins didáticos, com o objetivo de proporcionar aos estudantes um modo simples de estudar e compreender os fluxos de potências, também no Sistema Elétrico Brasileiro e avaliar as mudanças no parque gerador do SIN.

Os resultados obtidos mostram que é possível modelar um sistema elétrico de potência de grande porte de forma simplificada e pedagógica sem se distanciar dos dados reais.

Com as simulações computacionais foi possível verificar vários casos e determinar que, mesmo um modelo simplificado e ilustrativo é capaz de representar o SIN nos seus diversos pontos de operação.

E a partir desses cenários foi possível notar que os impactos das fontes de energias renováveis intermitentes está apenas começando, e que a sua rápida expansão e aumento da carga instalada pode demandar uma nova forma de conectar os subsistemas.

Os resultados mostram que este modelo tem aderência na realidade, e que com apenas poucas concessões, foi possível criar uma alternativa no estudo e análise do sistema elétrico brasileiro, mais fácil, rápida, ilustrativa e didática.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Ao longo do desenvolvimento notou-se que é possível abordar esse tema de várias maneiras diferentes, cada qual com seu grau de profundidade e de resultados esperados. Trabalhos futuros podem trazer uma interpolação entre esse modelo ilustrativo e didático com o SIN real, criando assim um modelo mais complexo sem perder as características de ser objetivo e claro.

REFERÊNCIAS

Monticelli A.J., 1983, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. 1 ed. São Paulo, SP, Editora Edgard Blücher Ltda.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasil, 2024.

SILVA, Leonardo notaroberto custódio leão nunes. Desenvolvimento de um tutorial do programa anarede com base em configurações típicas de sistemas elétricos de potência. UTFPR, Pato Branco, 2016.

SVENDSEN, Harald G. Grid model reduction for large scale renewable energy integration analyses. SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway, 2015.

SHI, Di. Power System Network Reduction for Engineering and Economic Analysis. ARIZONA STATE UNIVERSITY, Arizona, 2012.

SHAYESTEH, Ebrahim. Efficient Simulation Methods of Large Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Resources. Comillas Pontifical University, Madrid, Spain, 2015.

DOQUET. Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 30, NO. 1, JANUARY 2015.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Sobre a empresa: CEPEL. CEPEL, 2025. Disponível em: <<https://www.cepel.br/>>. Acesso em: 25 Maio 2025.

SINMAPS – ONS: https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/?data_id=dataSource_1-18a3cd6519e-layer-2-2%3A1317&page=Page. Acessado em: 07/12/2024 as 02:48.

LTS: <https://transmissao108196393.com/2021/02/01/desenvolvimento-e-aplicacao-de-modelos-aproximados-para-linhas-de-transmissao/>. Acessado em: 07/12/2024 as 02:45.

ARAUJO, Paulo F. D. M. Planejamento da expansão de sistemas de transmissão: Um estudo de métodos. Rio de Janeiro: UNIRIO, 2014.

SAADAT, Hadi. Power system analysis. Nova York: McGraw-Hill, 1999.

SADIKU, Matthew N. O.; ALEXANDER, Charles K. Fundamentos de circuitos elétricos. 4. ed. Porto Alegre: Bookman, 2003.

STEVENSON, William D. Elementos de análise de sistemas de potência. 2^a. ed. São Paulo: McGraw-Hill, v. I, 1986.

APÊNDICE 1 – DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO REAIS

Dados das Linhas de transmissão reais que foram utilizadas como base para a modelagem das LTs do sistema.

Conexão itaipu sudeste

LT 765 kV ITABERA / IVAIPORA FUR	
C 3 SP/PR	
Resistência (%)	0,06
Reatância Fixa (%)	1,54
Susceptância Shunt (MVar)	760
Comprimento (Km)	272
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	765

Conexão sul sudeste

LT 525 kV LONDRINA ESU / ASSIS	
C 2 PR/SP	
Resistência (%)	0,09
Reatância Fixa (%)	1,38
Susceptância Shunt (MVar)	177
Comprimento (Km)	120
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	525

LT 500 kV IBIUNA / BATEIAS	
C 1 SP/PR	
Resistência (%)	0,31
Reatância Fixa (%)	3,96
Susceptância Shunt (MVar)	445
Comprimento (Km)	328
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	500

Conexão sudeste nordeste

LT 500 kV LUZIANIA / RIO DAS	
EGUAS C N1 GO/BA	
Resistência (%)	0,19
Reatância Fixa (%)	2,72
Susceptância Shunt (MVar)	812
Comprimento (Km)	373
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	500

LT 500 kV PE. PARAISO 2 / POCOES III	
C 2 MG/BA	
Resistência (%)	0,18
Reatância Fixa (%)	2,53
Susceptância Shunt (MVar)	749
Comprimento (Km)	338
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	500

Conexão norte sudeste

LT 500 kV S.DA MESA / SAMAMBAIA	
C 3 GO/DF	
Resistência (%)	0,18
Reatância Fixa (%)	2,62
Susceptância Shunt (MVar)	393
Comprimento (Km)	248
Tipo do Cabo Pára-raio	2
Tensão	500

LT 500 kV GURUPI / MIRACEMA	
C 2 TO	
Resistência (%)	0,19
Reatância Fixa (%)	2,73
Susceptância Shunt (MVar)	404
Comprimento (Km)	256
Tipo do Cabo Pára-raio	2
Tensão	500

Conexão norte nordeste

LT 500 kV TERESINA II / P.DUTRA	
C C8 PI/MA	
Resistência (%)	0,14
Reatância Fixa (%)	2,21
Susceptância Shunt (MVar)	327
Comprimento (Km)	208
Tipo do Cabo Pára-raio	
Tensão	500