



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
PERNAMBUCO

Campus Garanhuns

Bacharelado em Engenharia Elétrica

THAIANA CATARINA MELO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA E ESTABILIDADE ESTÁTICA DE  
TENSÃO NA ÁREA LESTE 230/500 kV DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Garanhuns - PE

2022

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE  
PERNAMBUCO (IFPE) - Campus Garanhuns

Bacharelado em Engenharia Elétrica

THAIANA CATARINA MELO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA E ESTABILIDADE ESTÁTICA DE  
TENSÃO NA ÁREA LESTE 230/500 kV DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a Coordenação do Curso Superior Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Ciência e Tecnologia de Pernambuco, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wilker Victor da Silva Azevêdo.

Coorientadora: Prof<sup>a</sup> Suelen Holder de Moraes e Silva Rodrigues.

Garanhuns - PE

2022

O48a

Oliveira, Thaiana Catarina Melo de.

Avaliação de fluxo de potência e estabilidade estática de tensão na área leste 230/500 kV do sistema interligado nacional / Thaiana Catarina Melo de Oliveira; orientador Wilker Victor da Silva Azevêdo; Coorientador Suelen Holder de Moraes e Silva Rodrigues, 2022.

92 f. : il.

Orientador: Wilker Victor da Silva Azevêdo.

Coorientador: Suelen Holder de Moraes e Silva Rodrigues.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2022.

1. Sistemas de energia elétrica- Avaliação. 2. Sistemas de energia elétrica- Estabilidade 3. Sistemas integrados de serviços de eletricidade – Brasil. I. Título.

CDD 621.3191

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

THAIANA CATARINA MELO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA E ESTABILIDADE ESTÁTICA DE  
TENSÃO NA ÁREA LESTE 230/500 kV DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

---

Prof. Wilker Victor da Silva Azevêdo - Doutor (IFPE).

---

Prof. Manoel Alves Cordeiro Neto - Especialista (IFPE)

---

Prof. Márcio Severino da Silva - Doutor (IFPE)

---

Prof. Francisco das Chagas Souza Júnior - Doutor (IFRN)

---

Eng. Rienzy Araújo de Azevêdo - Mestre (ONS)

Garanhuns - PE

2022

Dedico este trabalho ao meu pai, Félix Francisco, que desde o início da minha vida me ensinou que o conhecimento é a maior riqueza que se pode conquistar.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre restaurar minhas forças e esperanças.

Aos meus pais, Edilene e Félix, por todo o apoio e dedicação.

À minha irmã, Gabriela, e meu namorado, Ítalo, que são as pessoas que mais me incentivam e durante esses anos de graduação foram peças mais que fundamentais na minha motivação, sempre me apoiando nos dias mais desafiadores.

À minhas irmãs, amigos e familiares, que sempre entenderam meus momentos de ausência ao longo desses anos.

Ao meu orientador, Wilker Azevedo, que nunca deixou de acreditar no meu potencial e me permitiu oportunidades de aprendizados e crescimento incríveis ao longo do curso.

Aos meus amigos de turma, que foram uma família para mim durante esta etapa.

A todos os professores do curso de Engenharia Elétrica do IFPE Garanhuns, pela dedicação e amor ao ensino.

À ACETEC e todos os seus membros, por me permitirem a oportunidade de desenvolver habilidades e experiências maravilhosas.

À NewSollar e todas as pessoas que a compõem, pela oportunidade de estágio e por todos os aprendizados enriquecedores que ganhei nesse período.

Ao CEPEL, pela disponibilização da licença acadêmica dos programas computacionais, em especial do ANAREDE, essencial para elaboração deste trabalho.

À todas as pessoas que passaram pela minha vida e contribuíram para que eu me tornasse quem sou hoje.

*“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo, fará coisas admiráveis”.*

*(José de Alencar)*

## RESUMO

Os estudos de análise em regime permanente são essenciais para obter informações acerca do estado de operação do sistema e propor requisitos operativos, garantindo seu funcionamento de forma segura mesmo sob alguma contingência. Tendo isso em vista, o estudo de caso deste trabalho apresenta a realização de estudos de fluxo de potência e estabilidade estática de tensão na área leste 230/500kV do Sistema Interligado Nacional para diferentes cenários de contingências simples, objetivando, para além destas análises, o desenvolvimento de procedimentos auxiliares para utilização do programa ANAREDE em estudos em regime permanente de Sistemas Elétricos de Potência. Do quadro teórico, foram admitidas a formulação do problema de Fluxo de Potência e de estabilidade de tensão, a constituição de requisitos de concepção e análise, incluindo curvas (PV, QV) e os conceitos relacionados a margens de estabilidade e segurança, trazendo perspectivas do Estado da Arte. Do contexto Metodológico, foram estudados os requisitos inerentes aos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, elaboradas estratégias para simulação, contemplando detalhes das rotinas de cálculo de fluxo, fluxo continuado e análise de contingências no ANAREDE. Dos principais resultados, observou-se que em todos os cenários de simulações analisados (com e sem contingências) foram obtidos valores de margem de estabilidade superiores a referência de margem de segurança do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), comprovando, assim, que o sistema sob análise neste trabalho opera de forma segura.

Palavras-chave: Operação de Sistemas elétricos. Fluxo de Potência. Estabilidade Estática de Tensão. Contingências. ANAREDE.



## ABSTRACT

The analysis studies in steady state are essential for obtain information about the state of operation of the system and for proposing operational requirements, ensuring its operation in a safe way even under some contingency. With this in mind, the study case of this work presents the performance of power flow studies and static voltage stability in the 230/500 kV east area of the national interconnected system for different scenarios of simple contingencies, aiming, in addition to these analysis, the development of auxiliary procedures for the use of the ANAREDE program in steady state studies of Electric Power Systems. From the theoretical framework, the formulation of the Power flow and voltage stability problem, the constitution of design and analysis requirements, including curves (PV, QV) and the concepts related to stability and safety margins were admitted, bringing perspectives from the State of Art. From the Methodological context, the requirements inherent to the Grid Procedures of the Brazilian Electric System Operator were studied, simulation strategies were developed, contemplating details of the power flow calculation routines, continuous power flow and contingency analysis in the ANAREDE. From the main results, it was observed that in all simulation scenarios analyzed (with and without contingencies) stability margin values were obtained above the ONS safety margin reference, so proving that the system under analysis in this work operates safely.

Keywords: Electrical Systems Operation. Power Flow. Voltage Static Stability. Contingencies. ANAREDE.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Mapa do SIN. ....	15
Figura 2.2 - Tipos de barras em um sistema elétrico. ....	17
Figura 2.3 - Equação básica da operação do sistema. ....	23
Figura 2.4 - Circuito representativo. ....	28
Figura 2.5 - Domínio de existência de soluções do fluxo de carga. ....	29
Figura 2.6 - Curva PQV típica. ....	31
Figura 2.7 - Curva de carregamento para fator de potência constante. ....	32
Figura 2.8 - Identificação da MET e da MST na curva PV. ....	33
Figura 2.9 - Curva QV. ....	34
Figura 2.10 - Processo de cálculo do fluxo de potência continuado.....	36
Figura 3.1 - Redes do Sistema Interligado Nacional. ....	42
Figura 3.2 - Trecho de arquivo exemplo com dados de entrada do ANAREDE. ....	46
Figura 3.3 - Interface gráfica do ANAREDE. ....	47
Figura 3.4 - Barra de ferramentas. ....	48
Figura 3.5 - Inserção de barra CA no diagrama. ....	49
Figura 3.6 - Atalho para gerenciador de dados. ....	49
Figura 3.7 - Gerenciador de dados.....	50
Figura 3.8 - Programa de fluxo de potência. ....	51
Figura 3.9 – Programa de fluxo de potência continuado. ....	54
Figura 3.10 - Constantes de fluxo de potência continuado. ....	55
Figura 3.11 - Dados de incremento automático de carga.....	55
Figura 3.12 - Análise de contingências no ANAREDE. ....	57
Figura 4.1 - Sistema de transmissão da região de Garanhuns. ....	60
Figura 4.2 - Diagrama elétrico de região sob estudo.....	61
Figura 4.3 - Diagrama do sistema em análise no ANAREDE.....	62
Figura 4.4 - Barras de carga eletricamente próximas.....	64
Figura 4.5 - Simulação do subsistema em cenário com carga leve. ....	67
Figura 4.6 - Simulação do subsistema em cenário com carga média. ....	68
Figura 4.7 - Simulação do subsistema em cenário com carga pesada. ....	69
Figura 4.8 - Curvas PV para sistema sob condições operativas normais. ....	71
Figura 4.9 - Curvas QV do sistema sob condições operativas normais. ....	72
Figura 4.10 - Interligação sistema PE/AL. ....	74
Figura 4.11 - Curvas PV para sistema sob condições operativas normais com reator acionado.....	74
Figura 4.12 - Comparação de tensões nas barras para cenários com e sem reator acionado.....	75
Figura 4.13 - Curvas QV para sistema sob condições operativas normais com reator acionado.....	76
Figura 4.14 - Comparação de margens de reativos para cenários com e sem reator acionado.....	77
Figura 4.15 - Monitoração de contingências automáticas. ....	78
Figura 4.16 - Contingências mais críticas. ....	78

Figura 4.17 - Configuração de contingência de circuito no ANAREDE. ....	79
Figura 4.18 - Trecho do sistema com contingência de transformador.....	80
Figura 4.19 - Monitoração da variação de fluxo. ....	80
Figura 4.20 - Curvas PV para sistema com contingência de transformador. ....	81
Figura 4.21 - Comparação de curvas PV da barra mais crítica para cenários com e sem contingência. ....	82
Figura 4.22 - Curvas QV para sistema com contingência de transformador. ....	83
Figura 4.23 - Sistema conectado a CLEMNT-PE230. ....	84
Figura 4.24 - Configurações de contingência de circuito no ANAREDE. ....	85
Figura 4.25 - Trecho do sistema com contingência da linha. ....	85
Figura 4.26 - Curvas PV para sistema com contingência de linha. ....	86
Figura 4.27 - Comparação de curvas PV da barra mais crítica para cenários com e sem contingência. ....	87
Figura 4.28 - Cuvas QV para sistema com contingência de linha. ....	88

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Elementos da matriz Jacobiana. ....	21
Tabela 2.2 - Tensão admissível entre fases a 60Hz. ....	24
Tabela 3.1 - Cenários analisados no estudo de caso.....	58
Tabela 4.1 - Dados de barras do sistema. ....	63
Tabela 4.2 - Capacidades das linhas de transmissão (LTs).....	64
Tabela 4.3 - Capacidades operacionais dos transformadores. ....	65
Tabela 4.4 - Dados de banco shunts do subsistema.....	65
Tabela 4.5 - Tensões nas barras para diferentes condições de cargas. ....	66
Tabela 4.6 - Operação dos bancos shunt conforme cenário de cargas. ....	70
Tabela 4.7 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.....	71
Tabela 4.8 - Margens de potência reativa das barras. ....	73
Tabela 4.9 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.....	75
Tabela 4.10 - Margens de potência reativa das barras. ....	76
Tabela 4.11 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.....	81
Tabela 4.12 - Margens de potência reativa das barras. ....	84
Tabela 4.13 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.....	86
Tabela 4.14 - Margens de potência reativa das barras. ....	88

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Objetivos	13
1.2 Estrutura do Trabalho	13
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 Fluxo de Potência	15
2.2 Sobre Requisitos, Procedimentos e Operação de Sistemas Elétricos	23
2.3 Estabilidade Estática de Tensão	26
2.4 Fluxo de Potência Continuado	34
2.5 Contingências com Critério N-1	37
2.6 Estudos de Expansão	39
3. METODOLOGIA	41
3.1 Procedimentos de Rede	41
3.1.1 Submódulo 2.1 – Definição das redes do Sistema Interligado Nacional	41
3.1.2 Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	43
3.2 Ferramenta Computacional: ANAREDE	44
3.2.1 Códigos de execução e representação dos elementos do sistema	45
3.2.2 Interface gráfica	46
3.2.3 Programa de fluxo de potência (EXLF)	50
3.2.4 Programa de fluxo de potência continuado (EXIC)	53
3.2.5 Programa de análise de contingências	56
3.3 Estudos Realizados	58
4. ESTUDO DE CASO	59
4.1 Sistema Leste da Área Nordeste do SIN	59
4.2 Análise do caso em condição operativa normal	66
4.3 Contingência em transformador P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003	79
4.4 Contingência em LT GARANH-PE230 / CLEMENT-PE230	84
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
REFERÊNCIAS	90

## 1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como principal finalidade fornecer energia elétrica aos consumidores de forma contínua e mantendo níveis de padrões de qualidade. Para que isto seja garantido, é imprescindível um bom planejamento através de diferentes estudos, os quais devem ser realizados de maneira cíclica em face da dinâmica de novas configurações e soluções em planejamento. O estudo de Estabilidade de Tensão, avaliando-se condições operativas regulares e sob regime de contingências, congregam os principais temas de estudo deste trabalho.

No SEP, contingência é um desligamento ou uma saída repentina de componentes do sistema, sendo mais comuns desligamentos de unidades geradoras e saídas de linhas de transmissão, transformadores, componentes *shunt* e blocos de carga. A segurança dos sistemas elétricos está relacionada ao grau de risco e sua capacidade de suportar contingências sem interromper seu funcionamento. De outro modo, refere-se à robustez deste sistema a contingências (SALLAM; MALIK, 2015). No Brasil e em vários outros países, os sistemas elétricos são planejados pelo critério de confiabilidade N-1, segundo o qual eles devem ser capazes de suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção do fornecimento. Isso significa que, mesmo que ocorra uma contingência simples (saída de um ativo), o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações (ONS, 2022.e).

Por sua vez, introdutoriamente, a Estabilidade de Tensão pode ser entendida como a capacidade de um sistema, para uma determinada condição inicial de operação, de recuperar um estado operacional de equilíbrio após ser sujeito a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto (GLOVER, 2017). Quanto às análises de estabilidade de tensão em regime permanente, estas são realizadas para determinar as margens de carregamento do sistema e a capacidade deste de manter os níveis de tensão em um estado estável de operação mesmo após ser submetido a uma perturbação ou contingência.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral realizar um estudo de caso com análises de contingências e estabilidade de tensão em parte da rede de atendimento da região nordeste, pertencente ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Como objetivos específicos:

- Realizar estudos de estabilidade de tensão admitindo a avaliação de curvas PV e QV para diagnóstico de segurança operativa;
- Analisar impactos de contingências com o critério N-1 para prever condições mais críticas do sistema e sua resposta do ponto de vista da estabilidade estática;
- Prover o desenvolvimento de procedimentos auxiliares para utilização do programa ANAREDE na realização de estudos sistêmicos relacionados à Estabilidade de tensão;
- Verificar alternativas e recursos de controle de reativos para melhoria da Estabilidade de tensão na área leste do Nordeste do Sistema Interligado Nacional.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 1: Introdução aos estudos de contingências e estabilidade de tensão e apresentação dos objetivos gerais e específicos do trabalho;
- Capítulo 2: Fundamentação teórica abrangendo o estado da arte e os Procedimentos de Rede do ONS sobre fluxo de potência, Requisitos, Procedimentos e Operação de Sistemas Elétricos, estudos de estabilidade de tensão e contingências com critério N-1, além de introdução sobre estudos da expansão;
- Capítulo 3: Apresentação da metodologia utilizada, detalhando premissas para os estudos com os submódulos mais relevantes dos Procedimentos de Rede do ONS, apresentação da ferramenta computacional empregada ao longo do estudo, com detalhes acerca da sua utilização, e apresentação dos cenários a serem analisados no estudo de caso;

- Capítulo 4: Estudo de caso: Realização de estudos de fluxo de potência e estabilidade estática de tensão no sistema leste da área nordeste do SIN sob condições operativas normais e sob diferentes cenários de contingências simples.
- Capítulo 5: Considerações finais acerca do trabalho com principais resultados e perspectivas de possíveis trabalhos futuros.



## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Fluxo de Potência

No Brasil, os sistemas elétricos são interligados através da malha de transmissão, proporcionando, assim, a transferência de energia entre as diferentes regiões do país, com exceção do sistema de Roraima, com estudos de integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em curso, e outros sistemas isolados de pequeno porte. Como há uma predominância de usinas hidrelétricas, a interconexão 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 (ONS, 2022.a).

De forma geral, o SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, totalizando uma capacidade de geração instalada de mais de 176 mil megawatts e uma extensão de Rede Básica de transmissão de mais de 169 mil quilômetros (ONS, 2022.b). A distribuição das linhas de transmissão do SIN pode ser visualizada na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Mapa do SIN.



Fonte: ONS, 2022.c.

Considerando a complexidade da operação para que o sistema elétrico funcione de forma contínua e atendendo aos níveis estabelecidos como adequados, é imprescindível que o seu desempenho seja monitorado constantemente e que sejam realizados estudos de planejamento.

Um dos estudos essenciais para o funcionamento de um SEP é o de fluxo de carga. O cálculo de fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse (MONTICELLI; GARCIA, 2011). Este estudo é essencial tanto na operação em tempo real do sistema, quanto no planejamento de sua operação e manutenção, sendo também requisito para definição de condições iniciais de outros estudos de regime permanente, como o cálculo de Curto-circuitos, ou de Transitórios Eletromagnéticos. Segundo o submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, os estudos de fluxo de potência na Rede Básica são abordados conforme descrito a seguir:

2.1 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avalia-se se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem ao estabelecido no documento de critérios deste submódulo.

2.2 O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima.

2.2.1 Caso necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos (ONS, 2022.d).

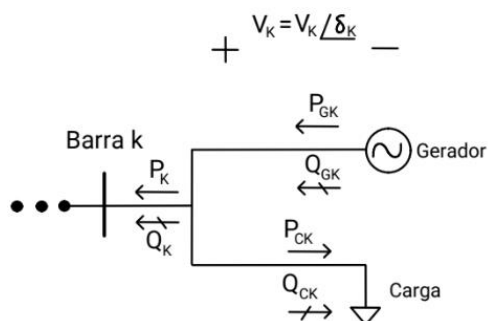
Portanto, para a realização do estudo de fluxo de potência, diferentes cenários de carga e geração devem ser analisados com o objetivo de abranger a maior possibilidade de cenários vivenciados na operação em tempo real. O estudo necessita de informações prévias acerca dos componentes do sistema a ser analisado, sendo estes componentes classificados em dois grupos, segundo Monticelli (1983): os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão, transformadores e bancos de capacitores série.

Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema, e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. A parte interna do sistema é constituída pelos demais componentes, ou seja, linhas de transmissão, transformadores, reatores, dentre outros.

Os dados de entrada para um estudo de fluxo de potência consistem em informações dos barramentos, incluindo sua classificação, parâmetros físicos e eletrogeométricos que possam modelar as linhas de transmissão (tipo e número de cabos por fase, Raio Médio Geométrico, distância entre as fases, características de geminação e distribuição espacial dos cabos que compõem a mesma fase, altura dos cabos de alta tensão em relação ao solo), parâmetros de transformadores (resistência, indutância, potência), de compensadores (potência, número de células capacitivas, enquadramento de posições de chaveamento se for equipamento com mudança sob carga), condições de cargas (mínima, leve, média, pesada), perfil de despacho de geradores, limite de reativos passíveis de fornecimento, dentre outros (GLOVER, 2017).

Conforme mostrado na Figura 2.2, as quatro variáveis a seguir estão associadas a cada barra  $k$ : magnitude da tensão ( $V_k$ ), ângulo de fase ( $\delta_k$ ), potência ativa ( $P_k$ ) e potência reativa ( $Q_k$ ) fornecida à barra. Em cada barra, duas dessas variáveis são especificadas como dados de entrada e as outras duas são incógnitas a serem computadas pelo programa de fluxo de potência. Por conveniência, a potência fornecida à barra  $k$  na Figura 2.2 é separada em termos de gerador e de carga (GLOVER. 2017).

Figura 2.2 - Tipos de barras em um sistema elétrico.



Fonte: Próprio Autor.

Cada barramento  $k$  é categorizado em um dos três tipos de barramento a seguir:

1. *Swing bus*, *Slack* ou barra de referência - Este é um barramento de referência para o qual a tensão complexa é um dado de entrada com a sua magnitude estabelecida próxima a 1 p.u. (por unidade) ou de acordo com medições registradas em subestações. O ângulo de referência nesta barra é comumente igual a zero graus. Nesta barra, as rotinas aplicadas ao fluxo de potência permitem o cálculo das potências ativa e reativa.

2. Barramento de carga (PQ) - Neste tipo de barra, as potências ativa e reativa são conhecidas e declaradas como dados de entrada, sendo então a tensão complexa obtida pelo fluxo de potência. Esse tipo de barramento é o mais comum no sistema elétrico.

3. Barramento de tensão controlada (PV) – A tensão e a potência ativa são dados de entrada neste tipo de barra, sendo a potência reativa e o ângulo de fase da tensão calculados pelo fluxo de potência. Alguns exemplos dessas barras são aquelas nas quais os geradores, capacitores *shunt* chaveados ou compensadores estáticos estão conectados. É importante que os limites de potência reativa mínimo e máximo que o equipamento pode fornecer sejam informados, pois, se um destes limites de potência for atingido durante a execução do fluxo de potência, a saída de potência reativa do gerador é mantida no limite e o barramento é modelado como um barramento PQ. Outro exemplo é um barramento ao qual um transformador comutador de derivação está conectado em que, ao atingir o limite de reativos, o cálculo de fluxo de potência permite determinar a configuração da chave de tap. Alguns barramentos com geração distribuída, como é o caso daqueles com parques eólicos e fotovoltaicos, em constante expansão no nordeste brasileiro, podem também apresentar certa margem de reativos para garantir a tensão fixa na barra da subestação, a partir das características das máquinas elétricas que compõem o conjunto.

No estudo de fluxo de potência, a modelagem do sistema é estática e a rede é representada por um conjunto de equações algébricas, sendo essa modelagem justificada pelo fato de a análise se referir a situações em que as variações das grandezas no tempo são suficientemente lentas, de modo que o efeito transitório pode ser desconsiderado.

Através da Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC), é possível obter as equações que caracterizam as relações entre tensões  $V$  e correntes injetadas  $I$  através da matriz

de admitância  $[Y_{barra}]$ . Para um determinado sistema elétrico com  $N$  barras obtém-se a Equação 2.1.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Tendo uma forma mais compacta desta equação exibida abaixo.

$$[I] = [Y_{barra}][V] \quad (2.2)$$

sendo  $[I]$  o fasor das correntes injetadas em cada barra,  $[V]$  o fasor das tensões de nó medidas em relação à referência e  $[Y_{barra}]$  a matriz admitâncias de barra.

Quanto à matriz de admitâncias, tem-se que as admitâncias na diagonal principal  $[Y_{ii}]$  são a soma algébrica de todas as admitâncias que incidem na barra  $i$ ; já as admitâncias fora da diagonal  $[Y_{ik} = Y_{ki}]$  são denominadas admitâncias mútuas que ligam as barras  $i$  e  $k$ , entrando na matriz normalmente com sinal negativo.

A partir da equação 2.2, é possível escrever a corrente em uma barra  $k$  como:

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.3)$$

A  $k$ -ésima injeção de corrente na barra  $k$  pode ser reescrita como:

$$I_k = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \quad (2.4)$$

Resolvendo para a tensão no nó  $k$ , tem-se:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left( I_k - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \right) \quad (2.5)$$

Uma vez que a potência injetada na barra pode ser descrita como  $S_k = V_k I_k^*$ , então, é possível expressar a corrente como  $I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k}$ . Substituindo, então, esta expressão na Equação 2.5, são obtidas as equações de fluxo de potência.

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left( \frac{P_k - jQ_k}{V_k} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \right) \text{ para } n = 2, 3, \dots, N \quad (2.6)$$

Este conjunto de “ $n-1$ ” equações são aquelas associadas com a resolução do fluxo de potência. Não é necessária uma equação para a barra 1 ( $k$  começa a partir de 2) pois esta foi adotada como a barra de referência da área (*Swing bus*). A potência total (ativa e reativa) nesta barra de referência pode ser obtida ao final dos cálculos.

As equações que fundamentam o problema são resolvidas iterativamente até que se encontre as tensões de barras.

Na prática, devem ser utilizados métodos iterativos para a solução de fluxos de potência, sendo o método de Newton-Raphson o mais utilizado para este fim. Este método permite encontrar as raízes de equações não lineares a partir de estimativas iniciais delas. Em Glover (2017), são apresentados os quatro passos a serem seguidos para aplicar este método ao problema de fluxo de potência.

Inicialmente, tem-se que os vetores  $x$ ,  $y$  e  $f$  para o problema de fluxo de potência são definidos como:

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_N \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix}; y = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_N \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_N \end{bmatrix}; f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2(x) \\ \vdots \\ P_N(x) \\ Q_2(x) \\ \vdots \\ Q_N(x) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Sendo os termos de  $V$ ,  $P$  e  $Q$  em pu (por unidade) e os termos de  $\delta$  em radianos. As variáveis  $\delta_1$  e  $V_1$  da barra de referência são omitidas da equação pois já são conhecidas. Com isso, as equações do balanço de potência são escritas conforme mostram as equações 2.8 e 2.9.

$$y_k = P_k = P_k(x) = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (2.8)$$

$$y_{k+N} = Q_k = Q_k(x) = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \text{sen}(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (2.9)$$

$$k = 2, 3, \dots, N$$

A matriz Jacobiana tem a forma exibida na equação 2.10, sendo esta, particionada em quatro blocos. As derivadas parciais em cada bloco, derivadas das equações 2.8 e 2.9, são apresentadas na Tabela 2.1.

$$\mathbf{J} = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \mathbf{J1} & \mathbf{J2} \end{array} \\ \left[ \begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{array} \right] \\ \begin{array}{cc} \mathbf{J3} & \mathbf{J4} \end{array} \end{array} \quad (2.10)$$

Tabela 2.1 - Elementos da matriz Jacobiana.

---

$n \neq k$	$J1_{kn} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_n} = V_k Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J2_{kn} = \frac{\partial P_k}{\partial V_n} = V_k Y_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J3_{kn} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_n} = -V_k Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J4_{kn} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} = V_k Y_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$
$n = k$	$J1_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = -V_k \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J2_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k Y_{kk} \cos \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J3_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = V_k \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$ $J4_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k Y_{kk} \sin \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})$
$k, n = 2, 3, \dots, N$	

Fonte: GLOVER (2017).

Considerando o Método de Newton Raphson, são descritos abaixo os quatro passos para sua aplicação no problema de fluxo de potência, começando, na iteração  $i$ , com:

$$x(i) = \begin{bmatrix} \delta(i) \\ V(i) \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

O primeiro passo é utilizar as equações 2.8 e 2.9 para calcular a matriz diferença.

$$\Delta y(i) = \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P[x(i)] \\ Q - Q[x(i)] \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Após isso, é preciso utilizar a Tabela 2.1 para calcular a matriz Jacobiana e, em seguida, fazer uso do método de eliminação de Gauss e de substituição reversa para resolver a equação 2.13.

$$\begin{bmatrix} J1(i) & J2(i) \\ J3(i) & J4(i) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

E, por fim, calcular  $x$  através da equação 2.14.

$$x(i+1) = \begin{bmatrix} \delta(i+1) \\ V(i+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta(i) \\ V(i) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Começando com o valor inicial  $x(0)$ , o procedimento de iterações continua até que a convergência seja obtida ou até que o número de iterações exceda um máximo especificado. Os critérios de convergência são frequentemente baseados em  $\Delta y(i)$  (chamados discrepâncias de potência) em vez de  $\Delta x(i)$  (discrepâncias de ângulo de fase e magnitude de tensão).

Observa-se que realizar o cálculo do fluxo de potência manualmente é algo bastante trabalhoso, portanto, na aplicação para sistemas de grande porte, este estudo é realizado com o auxílio de programas computacionais (*Power World Simulator - PWS*<sup>1</sup>, *Load Flow Analysis – ETAP*<sup>2</sup>, *ANAREDE*<sup>3</sup>, *GE Positive Sequence Load Flow - PSLF*<sup>4</sup>). Destacando-se entre vários no âmbito de estudos no SIN, o programa de Análise de Redes (ANAREDE), desenvolvido pelo CEPEL, que será utilizado ao longo do desenvolvimento do estudo abordado neste trabalho.

O estudo de fluxo de potência baliza diversos outros estudos do sistema elétrico, como por exemplo, no estudo de curto-circuito, onde é necessário o cálculo das tensões pré-falta; na análise de estabilidade do sistema, onde a condição inicial e a solução da rede em cada passo de integração são calculadas através do estudo de fluxo de potência; na análise de confiabilidade que é realizada conhecendo-se os dados probabilísticos de falha dos diversos componentes da rede, possibilitando, assim, estimar a probabilidade de falha de suprimento ao consumidor; e no estudo de

<sup>1</sup> *Power World Simulator – PWS*: <https://www.powerworld.com/>

<sup>2</sup> *Load Flow Analysis – ETAP*: [encurtador.com.br/vCVY0](http://encurtador.com.br/vCVY0)

<sup>3</sup> ANAREDE: <http://www.cepel.br/produtos/anared-2/>

<sup>4</sup> *GE Positive Sequence Load Flow – PSLF*: <https://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf-re-envisioned>



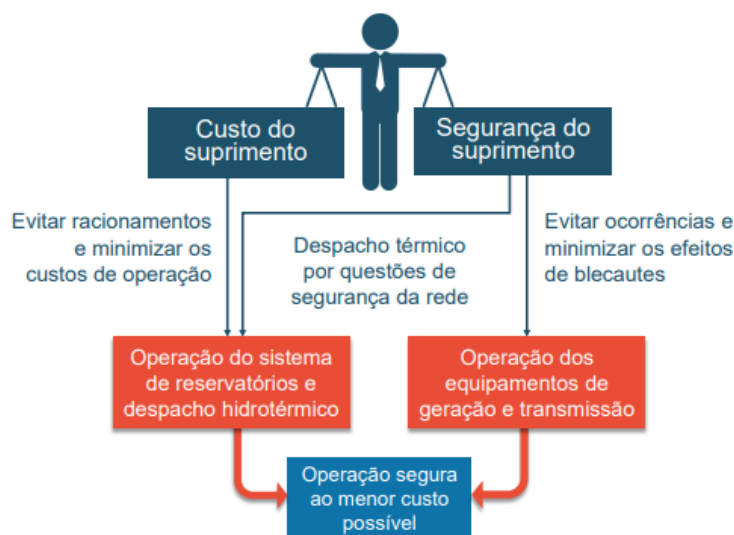
contingências, como em Jabuinski (2021), onde os resultados são obtidos por meio da simulação do fluxo de potência, para contingências do tipo N-1.

## 2.2 Sobre Requisitos, Procedimentos e Operação de Sistemas Elétricos

O órgão responsável por coordenar e realizar o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN é o ONS. Sua função geral é garantir sempre um equilíbrio entre a segurança e o custo do suprimento, conforme ilustrado na Figura 2.3.

Uma operação bem-sucedida do sistema de energia trifásico sob equilíbrio atende aos seguintes requisitos: a geração supre a demanda (carga) mais as perdas; as magnitudes da tensão do barramento permanecem próximas aos valores nominais; os geradores operam dentro dos limites especificados de potência ativa e reativa; e as linhas de transmissão e os transformadores não estão sobrecarregados (GLOVER, 2017).

Figura 2.3 - Equação básica da operação do sistema.



Fonte: ONS, 2019.

Quanto à operação do sistema elétrico, idealmente alguns parâmetros deveriam permanecer constantes para garantir o seu perfeito funcionamento. Estes parâmetros são a magnitude da tensão e a frequência. Com relação à tensão, tem-se que nos casos em que ela se encontra muito baixa ou muito alta, os equipamentos podem não funcionar corretamente, serem danificados ou até mesmo serem queimados. As tensões da linha de transmissão são geralmente altas durante os

períodos de carga leve e baixas durante os períodos de carga pesada (GLOVER, 2017).

Tendo isso em vista, são definidas pelo ONS, através do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, as tensões admissíveis a serem observadas nos estudos elétricos para as condições operativas normal e sob contingências, conforme apresentadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Tensão admissível entre fases a 60Hz.

Tensão nominal de operação <sup>(1)</sup>	Condição operativa normal		Condição operativa sob contingências	
	(kV)	(pu) <sup>(2)</sup>	(kV)	(pu) <sup>(2)</sup>
< 230	–	0,95 a 1,05	–	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: ONS, 2022.d.

A variação da tensão é comumente avaliada pelo parâmetro de regulação de tensão, que é a mudança na tensão na extremidade receptora da linha quando a carga varia de sem carga a uma carga total especificada em um fator de potência especificado, enquanto a tensão na extremidade transmissora é mantida constante. Expresso em porcentagem da tensão de plena carga (GLOVER, 2017):

$$\text{Regulação de tensão} = \frac{|V_{RNL}| - |V_{RFL}|}{|V_{RFL}|} \cdot 100\% \quad (2.15)$$

sendo  $|V_{RNL}|$  a magnitude da tensão na extremidade receptora sem carga e  $|V_{RFL}|$  a magnitude da tensão na extremidade receptora em plena carga.

Entre os controles que geralmente são representados em programas de fluxo de carga estão: controle de magnitude de tensão nodal (local e remota) por injeção de reativos; controle de magnitude de tensão nodal por ajuste de *tap* (transformadores em fase); controle de fluxo de potência ativa (transformadores defasadores); e controle de intercâmbio entre áreas (MONTICELLI, 1983).

Ainda segundo Monticelli (1983), o sistema possui quatro estados de operação: *o estado seguro*, no qual são obedecidos os três conjuntos de restrições (carga, operação e segurança), significando que o sistema está intacto, com suprimento total da demanda e nenhuma violação de limites de operação; *o estado alerta*, é aquele no

qual são obedecidas apenas as restrições de carga e operação, mas, no entanto, apresenta alguns limites de segurança violados, podendo ser desestabilizado facilmente devido a alguma contingência; o *estado de emergência*, caracterizado pela violação das restrições de operação, que pode ser provocado por uma contingência e consequente desligamento de equipamentos; e, o *estado restaurativo*, que é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema, obedecendo às restrições operacionais, mas sacrificando a integridade do sistema.

A categorização da operação nestes quatro estados fornece informações acerca de estratégias e ações de controle que podem ser utilizadas durante a operação do sistema.

Para garantir esta operação bem-sucedida do sistema, são apresentados no submódulo 2.5 dos Procedimentos de Rede quais os critérios que devem ser considerados para o controle da geração:

3.1 A frequência nominal do SIN é 60 Hz. 3.2 Os reguladores de velocidade das unidades geradoras devem estar sempre desbloqueados. 3.3 O estatismo das unidades geradoras deve estar ajustado em 5%, exceto nos casos de necessidade do sistema com base em estudos realizados pelo ONS, conforme Submódulo 3.10 – Estudos para segurança operacional elétrica. 3.4 O desvio da frequência para o desligamento automático do Controle Automático de Geração (CAG) deve estar ajustado em 0,5 Hz em relação à frequência nominal do sistema. 3.5 As rampas de mudança de programa ou reprogramação de intercâmbio devem ser executadas com duração mínima de 10 minutos, exceto em casos de urgência ou emergência (ONS, 2022.d).

Neste mesmo submódulo dos Procedimentos de Rede são apresentadas informações sobre o controle do carregamento de equipamentos e linhas de transmissão, e qual deve ser a hierarquização dos recursos para controle de tensão na rede de operação:

4.1.1 A alteração do limite de carregamento dos equipamentos e das linhas de transmissão que implicam em restrições severas ao SIN, como corte de carga real ou potencial, perda de confiabilidade ou dificuldades para o controle de tensão, pode ser realizada pelo agente somente em casos de urgência ou emergência, devidamente justificada.

4.2.1 Os recursos para o controle de tensão são utilizados conforme sequência definida nas instruções de operação do Submódulo 5.12 e estão listadas a seguir: (a) reatores de barra manobráveis; (b) bancos de capacitores; (c) excitação das unidades geradoras; (d) compensadores síncronos e estáticos; (e) reatores de linha manobráveis; (f) comutadores sob carga de transformadores e de reguladores série; e (g) manobras de linhas de transmissão (ONS, 2022.d).

A compensação reativa nos sistemas elétricos é amplamente utilizada visando a obtenção de diversos benefícios como ajuste de fatores de potência, diminuição das perdas, ajuste nos módulos de tensão e influência direta na capacidade de transmissão de potência nas linhas de transmissão.

### **2.3 Estabilidade Estática de Tensão**

Um sistema elétrico é suscetível a sofrer diversos tipos de perturbações, e é imprescindível que possíveis distúrbios sejam analisados previamente para garantir um nível de segurança e confiabilidade ao sistema<sup>5</sup>.

A estabilidade do sistema de potência é a capacidade de um sistema, para uma determinada condição inicial de operação, de recuperar um estado operacional de equilíbrio após ser sujeito a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto (GLOVER, 2017). Uma das análises necessárias para planejar e operar redes é a de estabilidade, a qual pode ser categorizada em três: estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão (KUNDUR *et al.*, 2004).

Enquanto a estabilidade angular avalia a capacidade das máquinas síncronas conectadas ao sistema de se manter em sincronismo após uma perturbação, a estabilidade de frequência avalia a capacidade do SEP de manter sua frequência nominal inalterada diante de variações de carga.

Em regime permanente, existe um equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque eletromagnético de saída de cada gerador, e a velocidade permanece constante. A partir do momento em que há uma perturbação no sistema,

---

<sup>5</sup> Segurança: Ausência daquelas condições que podem causar (um acidente com) morte, ferimentos, doença ocupacional, danos a ou perda de equipamentos ou propriedades, ou danos ao ambiente; Confiabilidade: Probabilidade que um sistema cumpra com sucesso sua missão, num determinado tempo e em determinadas condições (DUARTE, S., 2022).

esse equilíbrio sofre uma perturbação e provoca uma aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas. Se um gerador funcionar temporariamente mais rápido que outro, a posição angular de seu rotor em relação à máquina mais lenta avançará. A diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina rápida, dependendo da relação potência-ângulo, tendendo a reduzir a diferença de velocidade e, portanto, a separação angular. A relação potência-ângulo é altamente não linear. Além de um certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado por uma diminuição na transferência de potência, de modo que a separação angular aumenta ainda mais. A instabilidade angular ocorre se o sistema não puder absorver a energia cinética correspondente a essas diferenças de velocidade do rotor (KUNDUR *et al.*, 2004).

No que se refere à estabilidade de frequência, analisa-se o equilíbrio entre a geração e a demanda no sistema elétrico. No momento em que há algum desequilíbrio entre estas grandezas, há variações de velocidade dos rotores dos geradores e das turbinas, provocando oscilações na frequência do sistema. Quando a variação na frequência ocorre de modo a apresentar uma frequência menor que a nominal, significa que a geração não é suficiente para suprir a demanda solicitada, em contrapartida, o aumento da frequência reflete uma geração em excesso.

O controle da frequência se enquadra dentro dos chamados serviços ancilares, que constituem requisitos técnicos essenciais para que o SIN opere com qualidade e segurança, sendo a prestação destes serviços atividade imprescindível à operação eficiente do SIN em ambiente competitivo. No Art. 2 da resolução nº 265 de 2003 da ANEEL tem-se que:

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são estabelecidas as seguintes definições de serviços ancilares:

I - Controle Primário de Frequência: é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

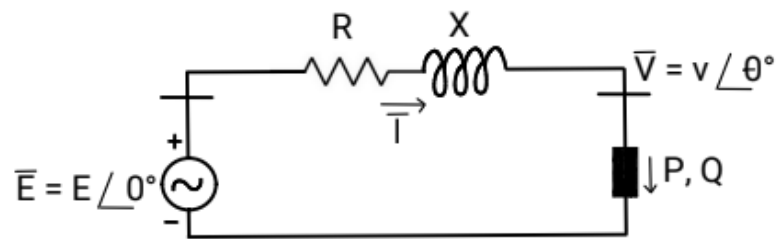
II - Controle Secundário de Frequência: é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados (ANEEL, 2003).

A função do Controle Automático de Geração (CAG) é permitir ao operador o controle de potência e de tensão dos geradores do SIN. O CAG é imprescindível para manter o equilíbrio entre carga e geração, mantendo a frequência nominal de operação do sistema e os intercâmbios programados (BARBOSA, 2015).

No caso da estabilidade de tensão, os estudos conduzidos visam avaliar a capacidade de um sistema manter as tensões dentro da faixa operativa em todas as barras após ser submetido a uma perturbação e de prover potência reativa necessária para manter a tensão no nível desejado.

Para a compreensão da transmissão de potência é realizada uma análise do circuito (Figura 2.4) em Cutsem, T., Vournas, C (1998):

Figura 2.4 - Circuito representativo.



Fonte: Autoria Própria.

O sistema elétrico de potência de duas barras consiste em uma carga de impedância  $Z_C = R_C + jX_C$  alimentada por um barramento infinito, representado por uma fonte com tensão constante  $\bar{E} = E \angle 0^\circ$ , através de uma linha de transmissão com impedância  $\bar{Z} = R + jX$ . Sendo  $\bar{E} = E \angle 0^\circ$  a tensão no terminal receptor e considerando um sistema sem perdas ( $R \rightarrow 0$ ), tem-se que:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I} \quad (2.16)$$

$$\bar{I}^* = \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} \quad (2.17)$$

Sendo  $P$  e  $Q$  as potências ativa e reativa, respectivamente, consumidas pela carga, define-se a potência complexa como na equação 2.18.

$$S = P + jQ = \bar{V}\bar{I}^* \quad (2.18)$$

Substituindo a corrente complexa da equação 2.17 em 2.18, tem-se:

$$S = \bar{V} \left( \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} \right) = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (2.19)$$

Portanto, as potências ativa e reativa são como em 2.20 e 2.21, respectivamente.

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.20)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.21)$$

Eliminando  $\theta$  destas equações, tem-se:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.22)$$

A equação 2.22 é quadrática na variável  $V^2$ , portanto, para que possua raízes reais seu discriminante deve ser maior ou igual ao valor zero (CUTSEM, T., VOURNAS, C., 1998):

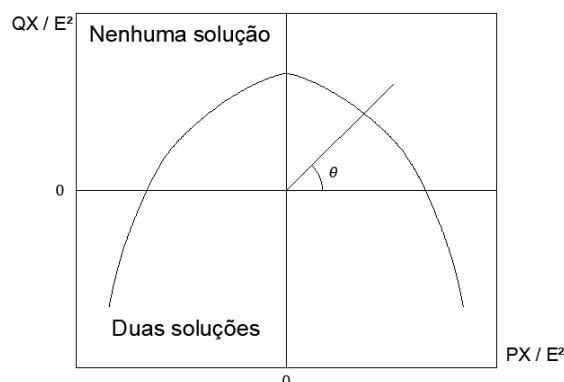
$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (2.23)$$

Que pode ser simplificada em:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.24)$$

A equação 2.24 corresponde a uma parábola no plano (P,Q) apresentada na Figura 2.5. Todos os pontos dentro da parábola satisfazem a equação e levam a duas possibilidades de soluções do fluxo de carga: fora da parábola não há solução para o fluxo de carga e na parábola há apenas uma solução (LEITE, 2013).

Figura 2.5 - Domínio de existência de soluções do fluxo de carga.



Fonte: Autoria Própria.

O objetivo da parábola é representar graficamente os pontos de potência máxima. Para valores de potência ativa negativos há uma geração máxima, enquanto os valores positivos correspondem à carga máxima para um determinado fator de

potência. Mudando os valores de  $P$  e analisando os valores para o eixo  $\frac{QX}{E^2}$ , observa-se que a potência máxima que pode ser injetada na extremidade de uma barra de carga é exatamente igual à potência máxima que pode ser absorvida, sem levar em consideração a resistência da linha (LEITE, 2013).

Considerando  $P=0$  na equação 2.24, obtém-se que  $Q \leq \frac{E^2}{4X}$ .

Como  $\frac{E^2}{X}$  é a potência de curto-circuito na barra de carga, ou seja, o produto da tensão ( $E$ ) pela corrente de curto-circuito  $\left(\frac{E}{X}\right)$ , o máximo de carregamento puramente reativo é um quarto da potência de curto-circuito (CUTSEM, T., VOURNAS, C., 1998).

Considerando, agora,  $Q=0$  na equação 2.24, tem-se que  $P \leq \frac{E^2}{2X}$ , que é o mesmo limite de potência oriundo de uma linha sem perdas com fator de potência unitário, e corresponde à metade da potência de curto-circuito (CUTSEM, T., VOURNAS, C., 1998).

Com as relações descritas anteriormente, é possível distinguir a diferença fundamental entre potência ativa e potência reativa: qualquer potência ativa pode ser consumida desde que haja reativos suficientes para isso ( $Q < 0$ ), enquanto o carregamento de potência reativa nunca pode exceder  $\frac{E^2}{4X}$ . Essa diferença vem da natureza indutiva do sistema de transmissão e ilustra ainda mais a dificuldade de transportar grandes quantidades de potência reativa. É ainda válido observar que, na prática, o suporte de grandes quantidades de potência reativa é requerido por maiores quantidades de potência ativa, resultando, muitas vezes, em tensões inaceitáveis nos barramentos do sistema (CUTSEM, T., VOURNAS, C., 1998).

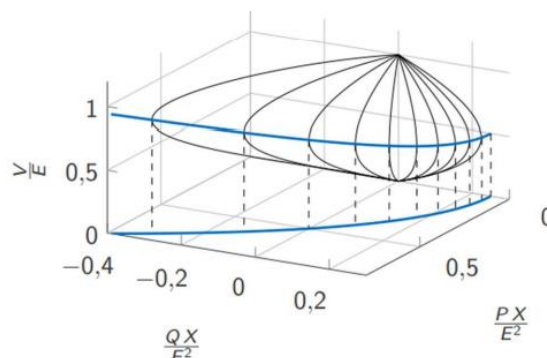
Uma vez que a condição da equação 2.24 é satisfeita, as duas soluções da equação 2.22 são dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^2}{4} - (XP)^2 - XQE^2}} \quad (2.25)$$

A equação 2.25 define uma superfície tridimensional no espaço  $(P, Q, V)$  ilustrada na Figura 2.6.



Figura 2.6 - Curva PQV típica.



Fonte: CUTSEM, T., VOURNAS, C. apud NESPOLO *et al.*(2020).

Projetando-se as divisões sobre o plano  $(P, V)$  obtêm-se as curvas de tensão como função da potência ativa para vários valores de  $\text{tg } \theta$ , conhecidas como curvas PV, que são obtidas considerando um valor constante de potência reativa. De modo semelhante ao anterior, projetando-se as divisões sobre o plano  $(Q, V)$  obtêm-se as curvas de tensão como função da potência reativa, conhecidas como curvas QV, que são obtidas considerando um valor constante de potência ativa (LEITE, 2013).

Considerando a constante ampliação do SEP e o conseqüente aumento da sua complexidade, torna-se cada vez mais necessária a realização de estudos de estabilidade de tensão. Isto, com o objetivo de garantir que o sistema atue de forma segura considerando os limites de operação.

Quando a estabilidade de tensão é violada, ocorre o que se conhece como *instabilidade de tensão* no sistema, que está relacionada à incapacidade de um sistema quanto ao suporte de reativos, ou seja, quando o sistema opera próximo ao seu limite de transferência de potência. No caso de persistência do sistema operando neste estado de instabilidade, pode ocorrer o fenômeno de *colapso de tensão*, que é justamente caracterizado pelo processo no qual a sequência de eventos que acompanha a instabilidade de tensão leva a perda de cargas ou tensões anormalmente baixas em uma parte significativa do sistema de energia.

Existem duas classificações para os métodos que avaliam a estabilidade: estáticos e dinâmicos. Os métodos estáticos se fundamentam na análise de sistemas de equações algébricas obtidas a partir do modelo de fluxo de carga, enquanto que os métodos dinâmicos se fundamentam em soluções no tempo de sistemas de

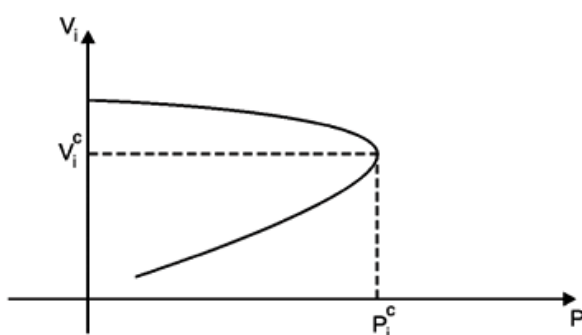
equações diferenciais e algébricas, de modo que haja uma representação do comportamento dinâmico dos elementos de um sistema de potência (LEITE, 2013).

Geralmente os métodos estáticos buscam determinar o estado de operação do sistema relativo ao limite de estabilidade de tensão. Neste âmbito, apenas a estabilidade estática de tensão, que é um dos objetos de estudo deste trabalho, será abordada ao longo do texto.

Algumas das metodologias mais utilizadas para analisar o fenômeno de estabilidade estática de tensão são as curvas PV e curvas QV, que estão relacionadas à capacidade do sistema em transmitir potências ativa e reativa a uma barra de carga, respectivamente.

A curva PV exibida na Figura 2.7 é construída a partir do cálculo do valor de tensão na barra a cada incremento de carga através do fluxo de potência continuado, considerando o fator de potência constante. Nesta curva, o trecho superior é chamado de estável ( $V > V_i^c$ ) e o trecho inferior é instável ( $V < V_i^c$ ). O ponto no qual ocorre a bifurcação da curva PV representa o ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a máxima potência que pode ser transmitida sem que haja instabilidade do sistema. Através das curvas de carregamento das barras de um sistema, é possível analisar quais barras são mais sensíveis ao incremento de carga e o quão perto o sistema está operando do ponto de colapso.

Figura 2.7 - Curva de carregamento para fator de potência constante.

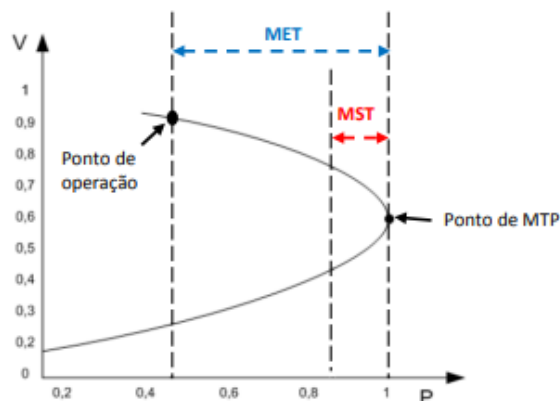


Fonte: PRADA *et al.*, (2006).

Com efeito, um conceito aplicado à análise de estabilidade de tensão é o de Margem de Estabilidade de Tensão (MET), que é caracterizada como a diferença, em

MW ou em percentual, entre o ponto de operação atual e o ponto de instabilidade de tensão na curva PV.

Figura 2.8 - Identificação da MET e da MST na curva PV.



Fonte: VILELA (2014).

Tendo em vista a necessidade de se distanciar o ponto de operação em relação ao de instabilidade, define-se a Margem de Segurança de Tensão (MST), que estabelece a menor distância aceitável entre os pontos de operação e de instabilidade de tensão, que, se respeitado, garante a segurança da operação do sistema de potência. Estes dois conceitos são exemplificados em uma curva PV na Figura 2.8.

Sobre MST, no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede tem-se que:

8.3.4. As margens de segurança de tensão para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser considerada. (ONS, 2022.d).

Para a construção da curva QV de uma barra (Figura 2.9) também são realizadas sucessivas soluções do fluxo de carga através do método de fluxo de potência continuado, que será apresentado na próxima seção. A partir desta curva, é possível analisar a quantidade mínima de potência reativa necessária para que o sistema opere de forma estável baseado no ponto crítico, que corresponde ao mínimo da curva ( $\frac{\partial Q}{\partial V} = 0$ ) e representa o limite de estabilidade de tensão.

Figura 2.9 - Curva QV.



Fonte: (LEITE, 2013).

O lado direito da curva apresenta os pontos de operação estável, enquanto o lado esquerdo apresenta os pontos em situações de instabilidade. A distância entre o eixo horizontal e o ponto mínimo da curva representa a margem de potência reativa do ponto de operação do sistema escolhido para o traçado da curva e com relação a essa margem tem-se que: quando o mínimo da curva está acima do eixo horizontal, o SEP encontra-se com deficiência de potência reativa; quando o mínimo da curva encontra-se abaixo do eixo horizontal, o sistema possui alguma margem de potência reativa; e, quando a curva é traçada para o ponto de operação do SEP em que há máximo carregamento (ponto crítico da curva), não haverá margem de potência reativa e o ponto de mínimo será tangente ao eixo horizontal (LEITE, 2013).

Considerando que muitos dos incidentes de estabilidade de tensão são resultados de perturbações no sistema elétrico, como por exemplo, a perda de alguma linha de transmissão ou de blocos de geração, é primordial a realização de estudos acerca de contingências no sistema, visto que estas podem provocar um eventual colapso. Contingência no sistema trata-se de um desligamento ou uma saída repentina de componentes da rede, sendo este tópico abordado nas próximas seções.

## 2.4 Fluxo de Potência Continuado

O fluxo de potência continuado surge para tornar possível as análises estáticas de tensão, pois o fluxo de potência convencional traz como principal problema a divergência do fluxo no ponto de máximo carregamento do sistema devido à não singularidade da matriz Jacobiana neste ponto. Por isso, são aplicados métodos de continuação ao problema de fluxo de potência que possibilitam a obtenção completa do perfil das barras, à medida que se varia o carregamento.

Para o fluxo de potência continuado são realizadas sucessivas soluções do fluxo de potência de acordo com o incremento de carga ou geração no sistema, obtendo-se assim, as tensões a cada incremento. As iterações envolvem um passo preditor e um passo corretor. Este processo é necessário pois, no instante em que a tensão em uma barra atinge seu ponto crítico, a matriz jacobiana do problema de fluxo de carga torna-se singular, impedindo que o processo convirja (ANDRADE, 2017).

Considerando que  $PI$  e  $QI$  são os vetores de cargas ativas e reativas em um sistema, eles devem ser atualizados a cada incremento de carga. Para realizar isso, tem-se que o parâmetro de carga  $\lambda$  representa a adição de carga no sistema e pode variar de zero no caso base até o máximo no ponto crítico do sistema ( $0 < \lambda < \lambda_{max}$ ).

Nas Equações 2.26 e 2.27 é possível visualizar o incremento das cargas, sendo  $PI_0$  e  $QI_0$  as cargas ativas e reativas para o caso base do problema de fluxo de carga. Considera-se a manutenção do fator de potência das cargas.

$$PI = PI_0 \cdot (1 + \lambda) \quad (2.26)$$

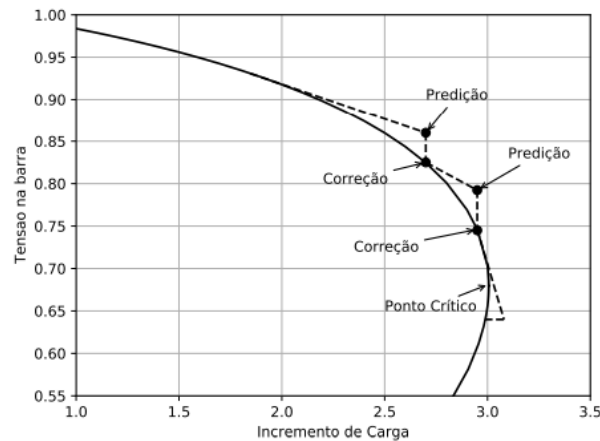
$$QI = QI_0 \cdot (1 + \lambda) \quad (2.27)$$

Para além do incremento de carga nas barras PQ, é necessário que a geração de potências ativa e reativa acompanhem esse crescimento. O aumento das gerações deve ser distribuído entre todos os geradores considerando seus fatores de participação e suas capacidades de geração, e, caso esse ajuste não seja realizado, toda a potência será suprida pela barra de referência (*slack*). Na equação 2.28 tem-se as novas potências de geração após cada incremento de carga ( $\lambda$ ), sendo  $kg$  o vetor do fator de participação dos geradores.

$$Pg = Pg_0 \cdot (1 + \lambda \cdot kg) \quad (2.28)$$

É ilustrado na Figura 2.10 o básico do método de fluxo de potência continuado, onde no eixo das abscissas está a carga total do sistema e no eixo das ordenadas está a tensão em uma determinada barra do sistema. Ao se resolver o caso base do fluxo de carga não linear obtém-se uma solução base. Esta solução fornece dados de tensão, em módulo e fase, para todas as barras do sistema. Calculando-se o vetor tangente da solução base é possível estimar um novo ponto de partida para o cálculo de um outro fluxo de carga (Equação 2.29), desta vez para uma carga maior em todas as barras PQ do sistema (ANDRADE, 2017).

Figura 2.10 - Processo de cálculo do fluxo de potência continuado.



Fonte: ANDRADE (2017).

$$[F_{\theta} \quad F_V \quad F_{\lambda}] \cdot \begin{bmatrix} \partial\theta \\ \partial V \\ \partial\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (2.29)$$

Para possibilitar a resolução do problema, utiliza-se uma nova equação chamada  $e_k$ , que terá todos os seus valores nulos, exceto o último, de forma que o elemento  $\partial\lambda$  tenha o seu valor definido pelo número encontrado após a igualdade (2.30), escrito como “passo”. Esse valor representa justamente a quantidade de carga a ser incrementada para a iteração seguinte.

$$\begin{bmatrix} F_{\theta} & F_V & F_{\lambda} \\ & e_k & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \partial\theta \\ \partial V \\ \partial\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \text{passo} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Da equação 2.30 tem-se que os vetores  $F_{\theta}$  e  $F_V$  representam a matriz jacobiana utilizada no fluxo de potência convencional, enquanto o vetor  $F_{\lambda}$  representa as cargas ativa e reativa do sistema para o caso base. Logo, chega-se na equação 2.31, a partir da qual é possível obter o vetor tangente para se estimar o próximo ponto de operação do sistema.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial\theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} & -PI_0 \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial\theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} & -QI_0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \partial\theta \\ \partial V \\ \partial\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \text{passo} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

A partir disso, é possível encontrar os valores de  $\partial\theta$  e  $\partial V$  e somar estes valores às tensões e ângulos obtidos como solução do sistema anterior (equação 2.32), sendo estes novos valores os que deverão ser utilizados no processo de correção.

$$\begin{bmatrix} \theta^* \\ V^* \\ \lambda^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

O processo de correção utilizará os valores encontrados no processo de predição e encontrará uma solução correta para os novos valores de carga do sistema. O fluxo de potência para este novo cenário com uma carga maior irá convergir caso esteja longe o suficiente do ponto crítico. Caso haja convergência, o processo se repete normalmente, porém caso o sistema não convirja, é necessário rever o incremento de carga no sistema, diminuindo-o. Quando o incremento de carga for infinitesimal e o sistema não convergir, é sinal de que alguma barra do sistema está muito próxima de atingir seu ponto crítico. A fim de determinar as características do sistema nas condições instáveis, é necessária uma mudança no algoritmo (ANDRADE, 2017).

No momento em que o sistema chegar bem próximo do ponto crítico é necessário que o parâmetro de continuação que antes era carga, mude para tensão. Desta maneira, o vetor  $e_k$  terá seu elemento unitário fazendo referência à barra crítica do sistema, fazendo com que a tensão nesta barra seja o novo parâmetro de continuação (2.33).

$$e_k = [0 \quad \dots \quad 1 \quad \dots \quad 0] \quad (2.33)$$

Após resolver o problema do fluxo de carga utilizando como parâmetro de continuação a tensão em uma das barras, o sistema passa para seu estado de instabilidade, onde mesmo reduzindo a carga, a tensão na barra crítica continua a cair. A fim de determinar o perfil de tensão para o ponto crítico, utiliza-se novamente a carga como parâmetro de continuação, porém dessa vez reduzindo-a. A maneira adequada de se continuar o processo definindo um passo negativo, sendo assim, o  $\lambda$  será negativo (ANDRADE, 2017).

## 2.5 Contingências com Critério N-1

É imprescindível que as possíveis falhas no sistema elétrico sejam consideradas para a operação e o planejamento do SEP, visando que este opere dentro dos níveis adequados, ou, no caso de ocorrerem contingências, que os operadores do sistema possam estar preparados, com base em simulações e análises

prévias, para tomarem determinadas ações de controle, garantindo, assim, a continuidade no fornecimento de energia.

No submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, é reportado o seguinte sobre a análise de contingências dentro da realização dos estudos de fluxo de potência.

2.2.2.1. Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, a análise de contingências de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de definir as ações necessárias para o SIN operar sem violar os limites de tensão e carregamento (ONS, 2022.d).

Portanto, é essencial analisar como o sistema se comporta na saída de algum ativo que compõe o sistema elétrico. As contingências mais comuns são as perdas de linhas de transmissão, desligamentos de unidades geradoras, saída de blocos de carga, e desligamento de equipamentos como componentes *shunts* e transformadores, que podem ocorrer devido a diversos fatores, como falha em equipamentos, fenômenos ambientais, como chuvas e ventanias, e atuação indevida de equipamentos de proteção.

As contingências no sistema podem ser definidas como contingências simples, onde apenas um componente do sistema é retirado da operação, ou contingências múltiplas, quando mais de um componente sai de operação simultaneamente.

Idealmente, a construção de um sistema completamente isento de falhas, que garantisse seu funcionamento pleno mesmo na saída de vários equipamentos seria ótimo no sentido de continuidade elétrica, contudo, isso exigiria um investimento financeiro muito grande e inviável para a sociedade. E como a função do ONS é garantir sempre um equilíbrio entre a segurança e o custo do suprimento, buscam-se alternativas que atendam a esse equilíbrio.

Por isso, no Brasil e em vários outros países, os sistemas elétricos são planejados pelo critério de confiabilidade n-1, segundo o qual eles devem ser capazes de suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção do fornecimento. Isso significa que, mesmo que ocorra uma contingência simples, o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações (ONS, 2022.e).



Porém, em alguns pontos do sistema, onde torna-se necessário um olhar mais rigoroso no sentido de continuidade, como por exemplo, nos principais troncos de transmissão, adota-se um critério de confiabilidade mais restritivo, envolvendo a perda de dois (critério N-2) ou mais componentes. O critério para justificar essa adoção é a comparação entre o investimento adicional em confiabilidade e o impacto socioeconômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento (ONS, 2022.e).

Nos Procedimentos de Rede do ONS, tem-se a descrição de quais devem ser as simulações analisadas no estudo de contingências.

2.2.2.3. As contingências simples são simuladas com a perda de um único elemento do sistema, seja uma linha de transmissão, transformador, banco de transformadores, unidade geradora, elo de corrente contínua ou equipamento de controle de tensão, como um reator, capacitor ou compensador síncrono ou estático.

2.2.2.4. A análise de contingências para estudos em corrente alternada deve considerar:

perdas duplas de circuitos de transmissão da Rede de Operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem;

e perdas duplas de circuitos que atravessem regiões onde haja ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-los (ONS, 2022.d).

A partir destes estudos torna-se possível que o operador do sistema tome decisões pertinentes baseadas em informações, que podem ser preventivas e/ou corretivas, garantindo assim, que o sistema permaneça operando de forma segura, mesmo após a ocorrência de alguma contingência.

## **2.6 Estudos de Expansão**

A Lei nº 10.848/2004, estabelece no Art. 13 parágrafo único, que é atribuição do ONS:

Propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão (BRASIL, 2004).

Desse modo, o ONS elabora dois estudos principais para avaliar as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica do ponto de vista do desempenho da

rede elétrica e da segurança elétrica do suprimento: o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR) e o Plano de Operação Elétrica (PEL).

O PAR, que apresenta um horizonte de 5 anos, consiste em melhorias de grande porte referentes à substituição de transformadores, equipamentos de compensação de potência reativa ou linhas de transmissão, por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas, além dos reforços relacionados à ampliação da vida útil de equipamentos existentes (ONS, 2022.f).

O planejamento anual da operação elétrica de médio prazo tem como resultado o Plano da Operação Elétrica (PEL), com um horizonte de 2 anos, que tem como objetivo realizar um diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os estudos são desenvolvidos com o objetivo de avaliar o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN (ONS, 2022.f).

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1 Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede são as regras propostas pelo ONS para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2022.d). Os documentos são divididos em 9 (nove) módulos, nos quais os conteúdos são divididos de acordo com os macroprocessos para operação do SIN. Os módulos são organizados da seguinte forma:

- Módulo 1 - Relacionamento com os Agentes;
- Módulo 2 - Critérios e Requisitos;
- Módulo 3 - Planejamento da Operação;
- Módulo 4 - Programação da Operação;
- Módulo 5 - Operação do Sistema;
- Módulo 6 - Avaliação da Operação;
- Módulo 7 - Integração de Instalações;
- Módulo 8 - Administração dos Contratos e Contabilização Financeira;
- Módulo 9 - Indicadores.

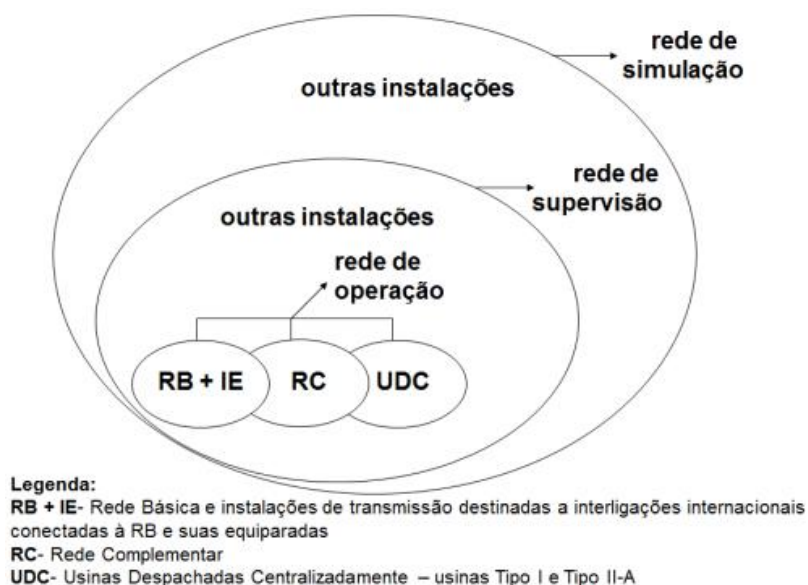
Os documentos do tipo Definição, Critérios, Requisitos, Responsabilidades, Procedimental, Metodologia e Indicadores necessitam de aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto os documentos tipo Operacional e Manual de Procedimentos da Operação – MPO necessitam de aprovação pelo ONS.

O módulo 2 (Critérios e Requisitos), que é composto por 16 submódulos, será abordado com maior ênfase.

##### **3.1.1 Submódulo 2.1 – Definição das redes do Sistema Interligado Nacional**

O submódulo 2.1 dos Procedimentos de Rede tem o objetivo de estabelecer os critérios para definição das redes que compõem o Sistema Interligado Nacional. Conforme é mostrado na Figura 3.1, o SIN é composto pelas seguintes redes:

Figura 3.1 - Redes do Sistema Interligado Nacional.



Fonte: (ONS, 2022.d).

- Rede Complementar: que é composta por instalações cujos desligamentos afetam a otimização energética do SIN e/ou afetam os parâmetros de avaliação do desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levem a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- Rede de Operação: que é composta pela Rede Básica, pelas instalações de transmissão destinadas às interligações internacionais, conectadas à Rede Básica, pela Rede Complementar, e, pelas usinas despachadas centralizadamente;
- Rede de Supervisão: composta pela Rede de Operação e outras instalações, cuja monitoração por meio do sistema de supervisão é necessária para que o ONS cumpra as suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN;
- Rede de Simulação: composta pela Rede de Supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS, apresentem resultados que reproduzam com precisão adequada os fenômenos que ocorrem no SIN.

### **3.1.2 Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**

No submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede são descritas as premissas, os critérios e metodologia a serem adotados nos estudos elétricos referentes à Rede de Simulação que subsidiam diversos processos, como, por exemplo, elaboração do Plano de Operação de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL), planejamento e programação da operação elétrica e estudos pré-operacionais e de proteção.

As premissas e os critérios descritos neste submódulo referem-se aos seguintes estudos elétricos: fluxo de potência; curto-circuito; estabilidade eletromecânica; transitórios eletromagnéticos; reserva de potência operativa; controle carga-frequência; recomposição do sistema; e segurança de tensão.

Em relação aos estudos de fluxo de potência, tem-se que:

- Em regime permanente, as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa. Entretanto, podem ser representadas com percentuais variáveis de potência (P), impedância (Z) e corrente (I) constantes, para se adequarem aos objetivos específicos de cada estudo.
- Os limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), a não ser que haja fatores limitantes ou restrições em equipamentos terminais, quando são adotados os limites constantes nos Cadastros de Limites Operacionais de Linhas de Transmissão e Transformadores (CD-CT) do Submódulo 5.11 – Cadastro de Informações Operacionais.
- A ferramenta computacional utilizada que deve ser utilizada para estudos de redes em regime permanente é o ANAREDE.

Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, a análise de contingências de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de definir as ações necessárias para o SIN operar sem violar os limites de tensão e carregamento.

Se tratando dos estudos de estabilidade de tensão, tem-se que:

- O fator de potência deve ser mantido constante durante o processo de incremento de carga de uma determinada área em estudo. O redespacho necessário é escolhido, para fazer frente ao incremento de carga, em grupos de geradores que provoquem carregamento mais crítico no sistema;
- Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos;
- As margens de segurança de tensão para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser considerada.

### **3.2 Ferramenta Computacional: ANAREDE**

O ANAREDE (Programa de Análise de Redes) é um programa computacional desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) que engloba um conjunto de funções de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, incluindo fluxo de potência, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, entre outras. O ANAREDE deve ser utilizado 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, 2022).

Algumas das funções de análise que compõem o programa ANAREDE são: Programa de Fluxo de Potência, Programa de Equivalente de Redes, Programa de Análise de Contingências, Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão, Programa de Análise de Sensibilidade de Fluxo e Programa de Fluxo de Potência Continuado. Para os estudos realizados neste trabalho são utilizados os Programas de Fluxo de Potência, Análise de Contingências e Fluxo de Potência Continuado, que serão apresentados nos subtópicos a seguir.

### **3.2.1 Códigos de execução e representação dos elementos do sistema**

A etapa inicial para a construção de arquivo para estudo no ANAREDE, que pode ser inicializado com arquivo do tipo cartão (.pwf) ou com um arquivo histórico (.sav), é criar este arquivo no qual são definidos os dados de entrada dos elementos do sistema. No arquivo com extensão .pwf, é necessário utilizar alguns códigos de execução na escrita dele. Quando os dados forem lidos do arquivo todos os registros (com exceção do título do caso) que contiverem o caractere "(" na primeira coluna serão ignorados pelo programa, caracterizando linhas de comentários (MACÊDO, 2009). Alguns dos principais códigos de execução que são utilizados são:

- **TITU:** Utilizado para leitura do título do caso em estudo;
- **DCTE:** Leitura e modificação dos dados de constantes utilizadas no programa;
- **DBAR:** Leitura dos dados de barra CA;
- **DLIN:** Leitura dos dados de circuitos CA (linhas de transmissão e transformadores);
- **DGBT:** Leitura dos dados de grupos de base de tensão de barras CA;
- **DGER:** Leitura de dados de limites de geração de potência ativa e fatores de participação de barras de geração;
- **DBSH:** Leitura dos dados de bancos de capacitores e/ou reatores individualizados conectados a barras CA ou linhas de transmissão;
- **DGLT:** Leitura dos dados dos grupos de limites de tensão;
- **DARE:** Leitura dos dados de intercâmbio de potência ativa entre áreas.

Na Figura 3.2 é possível visualizar um exemplo de arquivo .pwf construído no recurso auxiliar, o EditCEPEL, com alguns dos códigos de execução apresentados.

Figura 3.2 - Trecho de arquivo exemplo com dados de entrada do ANAREDE.

```

IEEE14.pwf
01 TITU
02 IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
03 DBAR
04 (Num)OETGb( nome )Gl ( V ) ( A ) ( Pg ) ( Qg ) ( Qn ) ( Qm ) ( Bc ) ( Pl ) ( Ql ) ( Sh )Are ( Vf )
05 1 2 Barra-01--HV 1060 0.0232.4-16.9 1 1
06 2 1 Barra-02--HV 1045-4.9 40.0 42.4-40.0 50.0 2 21.7 12.7 1
07 3 1 Barra-03--HV 1010-12. 0.0 23.4 0.0 40.0 3 94.2 19.0 1
08 4 0 Barra-04--HV 1019-10. 47.8 -3.9 1
09 5 0 Barra-05--HV 1020-8.7 7.6 1.6 1
10 6 1 Barra-06--LV 1070-14. 0.0 12.2 -6.0 24.0 6 11.2 7.5 1
11 7 0 Barra-07--ZV 1062-13. 1
12 8 1 Barra-08--TV 1090-13. 0.0 17.4 -6.0 24.0 8 1
13 9 0 Barra-09--LV 1056-14. 29.5 16.6 19.0 1
14 10 0 Barra-10--LV 1051-15. 9.0 5.8 1
15 11 0 Barra-11--LV 1057-14. 3.5 1.8 1
16 12 0 Barra-12--LV 1055-15. 6.1 1.6 1
17 13 0 Barra-13--LV 1050-15. 13.5 5.8 1
18 14 0 Barra-14--LV 1036-16. 14.9 5.0 1
19 99999
20 DLIN
21 (De ) d O d ( Pa ) NcEP ( R% ) ( X% ) ( Mvar ) ( Tap ) ( Tmn ) ( Tmx ) ( Phs ) ( Bc ) ( Cn ) ( Ce ) Ns
22 1 2 1 1.938 5.917 5.28
23 1 5 1 5.40322.304 4.92
24 2 3 1 4.69919.797 4.38
25 2 4 1 5.81117.632 3.40
26 2 5 1 5.69517.388 3.46
27 3 4 1 6.70117.103 1.28

```

Fonte: Caso exemplo IEEE 14 barras / ANAREDE.

Quando o caso é construído utilizando os códigos não há uma representação visual do sistema ao ser aberto no ANAREDE, e, para isto, é necessário criar ainda um diagrama elétrico (com extensão .lst), que será aberto sempre que o arquivo do tipo cartão for carregado, no caso de terem o mesmo nome.

Para além dos códigos básicos apresentados anteriormente, é necessário realizar uma consulta ao manual do ANAREDE no momento de modelagem de cada sistema elétrico.

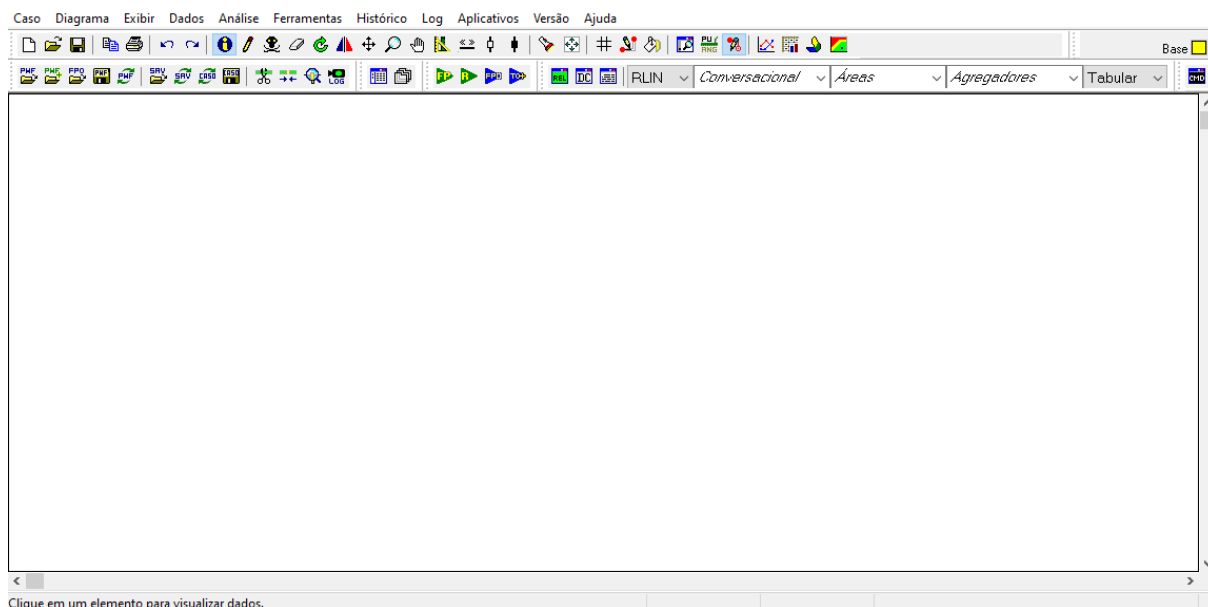
### 3.2.2 Interface gráfica

Outra possibilidade para a construção do caso é utilizando a interface gráfica do ANAREDE, onde o fornecimento de dados é feito com o auxílio de janelas, tornando o processo mais intuitivo. Desta forma, o arquivo do tipo cartão será criado em conjunto com a construção do diagrama elétrico.

Inicialmente, é relevante conhecer a interface gráfica do ANAREDE, exposta na Figura 3.3.



Figura 3.3 - Interface gráfica do ANAREDE.



Fonte: ANAREDE.

Nela, é possível observar na parte superior a barra de menus. No menu “Caso” é possível acessar e gerenciar arquivos de dados em formato de cartão (extensão .pwf), sendo algumas das opções: criar um novo arquivo, apagando dados existentes atualmente; carregar arquivo já existente; adicionar, aos dados carregados na memória do programa, outros dados, carregados a partir de um arquivo de dados em formato cartão; salvar o caso corrente no mesmo arquivo do qual os dados foram carregados inicialmente; salvar o caso corrente em um arquivo qualquer; dentre outras opções.

O menu “Diagrama” permite acessar e gerenciar os diagramas armazenados sob a forma de arquivos de extensão .LST. O Menu Exibir permite que o Usuário selecione o Modo de Exibição do diagrama unifilar e a forma de representação do diagrama unifilar.

O menu “Dados” permite o acesso aos dados elétricos dos equipamentos modelados no programa. Para consultar os dados de um equipamento, é necessário apenas fornecer a identificação deste e todos os dados serão carregados na janela.

No Menu “Análise” estão disponíveis as diversas funções de análise de redes presentes no programa e a seleção de barras para os relatórios. O Menu “Ferramentas” permite o acesso a diversas funções de manipulação de dados e

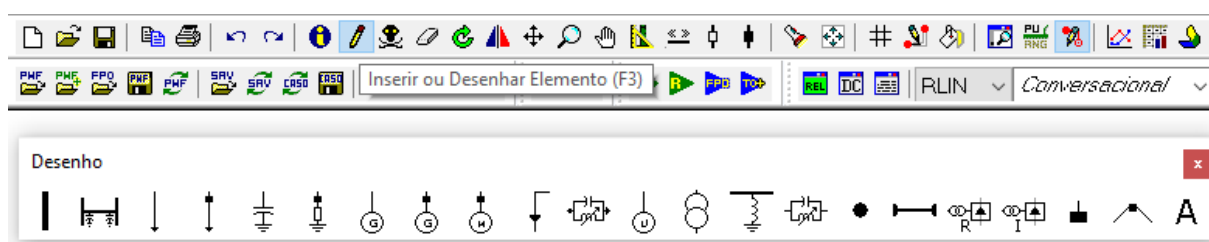
configuração da Área de Trabalho, e o menu “Histórico” permite o acesso às funções de gerenciamento de casos de arquivos históricos (extensão .sav).

Abaixo da barra de menus encontra-se a barra de Ferramentas do ANAREDE, que é composta de duas seções. A primeira seção contém ícones que permitem a ativação de funções de gerenciamento de dados, impressão, funções de desenho e acesso a outras janelas do programa. A segunda seção contém atalhos para gerenciamento de arquivos, acesso ao gerenciador de dados e ao diálogo de integração de dados, fluxo de potência, recomposição, relatórios, etc.

### 3.2.2.1 Construção de Diagramas

Para a construção do diagrama elétrico no ANAREDE, é necessário selecionar a opção “Inserir ou Desenhar Elemento” conforme é exibido na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Barra de ferramentas.



Fonte: ANAREDE.

Com isso, é aberta uma janela com as ferramentas de desenho para inserção de equipamentos no diagrama, como barras CA, linhas CA, carga, carga individualizada, bancos *shunt*, *shunt* de barra, gerador, dentre outros.

Na Figura 3.5 é possível visualizar a janela para cadastro dos dados de uma nova barra CA. Da mesma forma existem janelas para a criação de diversos outros componentes do diagrama.

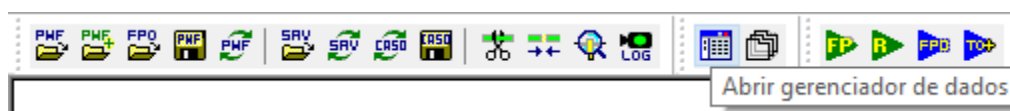
Figura 3.5 - Inserção de barra CA no diagrama.

Fonte: ANAREDE.

### 3.2.2.2 Gerenciador de Dados

O gerenciador de dados permite o manuseio dos dados elétricos de uma forma diferente dos métodos apresentados anteriormente (via arquivo do tipo cartão ou na janela usada para cadastro). Para abrir o gerenciador é possível utilizar o atalho exibido na Figura 3.6 ou pelo seguinte caminho: menu “Dados” > “Gerenciador de dados”.

Figura 3.6 - Atalho para gerenciador de dados.



Fonte: ANAREDE.

Na Figura 3.7 é exibido o gerenciador de dados, onde no lado esquerdo tem-se as categorias e subcategorias de elementos das redes CA ou CC, regiões de segurança e grupos do sistema. Do lado direito são apresentadas todas as informações da categoria selecionada.

Figura 3.7 - Gerenciador de dados.

Número	Tipo	Grupo Base	Tensão Base (kV)	Nome Barra
1	2 - Referência	0	1.0	Barra-01--HV
2	1- PV	0	1.0	Barra-02--HV
3	1- PV	0	1.0	Barra-03--HV
4	0 - PQ	0	1.0	Barra-04--HV
5	0 - PQ	0	1.0	Barra-05--HV
6	1- PV	0	1.0	Barra-06--LV
7	0 - PQ	0	1.0	Barra-07--ZV
8	1- PV	0	1.0	Barra-08--TV
9	0 - PQ	0	1.0	Barra-09--LV
10	0 - PQ	0	1.0	Barra-10--LV
11	0 - PQ	0	1.0	Barra-11--LV
12	0 - PQ	0	1.0	Barra-12--LV
13	0 - PQ	0	1.0	Barra-13--LV
14	0 - PQ	0	1.0	Barra-14--LV

Fonte: ANAREDE.

As alterações de informações podem ser feitas direto no gerenciador de dados através de um duplo clique no dado para torná-lo editável. Ademais, é possível também a eliminação e a duplicação de dados.

### 3.2.3 Programa de fluxo de potência (EXLF)

O programa de fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais. Os dois métodos disponíveis para a solução das equações da rede elétrica CA são o Método Desacoplado Rápido e o Método de Newton.

Figura 3.8 - Programa de fluxo de potência.

Fonte: ANAREDE.

Na Figura 3.8 é apresentada a janela para configuração da execução do fluxo de potência. Na parte superior direita são apresentadas todas as opções de controles que podem ser ativadas, conforme o que se segue:

- **Limite de Geração Reativa (QLIM):** Ao ser selecionado, a geração reativa é controlada na barra, sendo sempre comparada com os limites da barra, sendo que enquanto esse limite não for violado, a magnitude da tensão da barra é mantida constante, porém quando o limite é atingido, toma-se como constante esse limite de geração reativa e a tensão passa a ser variável;
- **Limite de Tensão (VLIM):** Ao selecionar este item o controle da tensão passa a ser ativo na barra, sempre comparando a tensão com os limites da barra, sendo que enquanto esse limite não for violado, a geração de potência reativa na barra é mantida constante, porém quando o limite é atingido, toma-se como constante esse limite de tensão e a geração reativa passa a ser variável;

- **Tensão em Barra Remota (CREM):** Este item ativa a aplicação de controle remoto de tensão por excitação de geração em uma barra, onde a tensão da barra controladora é modificada de forma que a tensão na barra controlada permaneça a mesma;
- **Tap do Transformador (CTAP):** Através deste item o controle de tensão da barra controlada é realizado através de modificações automáticas dos taps dos transformadores de modo a manter a magnitude da tensão na barra controlada no valor especificado;
- **Shunt Chaveado Automaticamente (CSCA):** Com a ativação deste controle, o controle de tensão da barra controlada é realizado através de chaveamento de banco de capacitores/reatores de forma automática com a intenção de manter a magnitude da tensão na barra controlada no valor especificado;
- **Intercâmbio entre Áreas (CINT):** Permite o intercâmbio de fluxo de potência entre áreas, sempre relacionando os valores dos fluxos intercambiáveis e distribuindo o erro desses valores com valores programados através dos fatores de participação das barras.
- **Controle de Tap por Faixa de Tensão (CTAF):** Este item só pode ser utilizado caso a função CTAP esteja ativada. Ela impõe uma faixa de valores de tensão para a barra controlada através do código DTPF;
- **Controle Automático de Defasadores (CPHS):** Ativa, para os transformadores defasadores, a aplicação de variação automática da fase com a finalidade de controlar a potência quando realizada a solução de fluxo de potência;
- **Priorização de Controles (CPRI):** Quando este item está selecionado é criado uma lista de prioridades entre as opções selecionadas anteriormente a serem levadas em conta durante a execução do fluxo de potência. A lista dessas opções pode ser ordenada através do botão "Controles".

Além dos controles, tem-se as opções para a execução do fluxo de potência, sendo algumas delas:

- **Flat Start (FLAT):** Ao marcar essa opção, a inicialização das magnitudes de tensão das barras CA tipo 0 e 3 com o valor 1.0 p.u. e os

ângulos de fase de todas as barras, exceto as de referência, com o valor do ângulo de fase de uma barra CA de referência da mesma ilha elétrica;

- **Redução do Passo (STEP):** Quando essa opção é marcada, os valores de correção de tensão e ângulo de fase da barra são limitados aos valores das constantes VSTP e ASTP respectivamente durante o cálculo de fluxo de potência. (VSTP: Valor máximo de correção de magnitude de tensão. Default:5%) e (ASTP: Valor máximo de correção de ângulo de fase da tensão. Default: 0.05 rad).

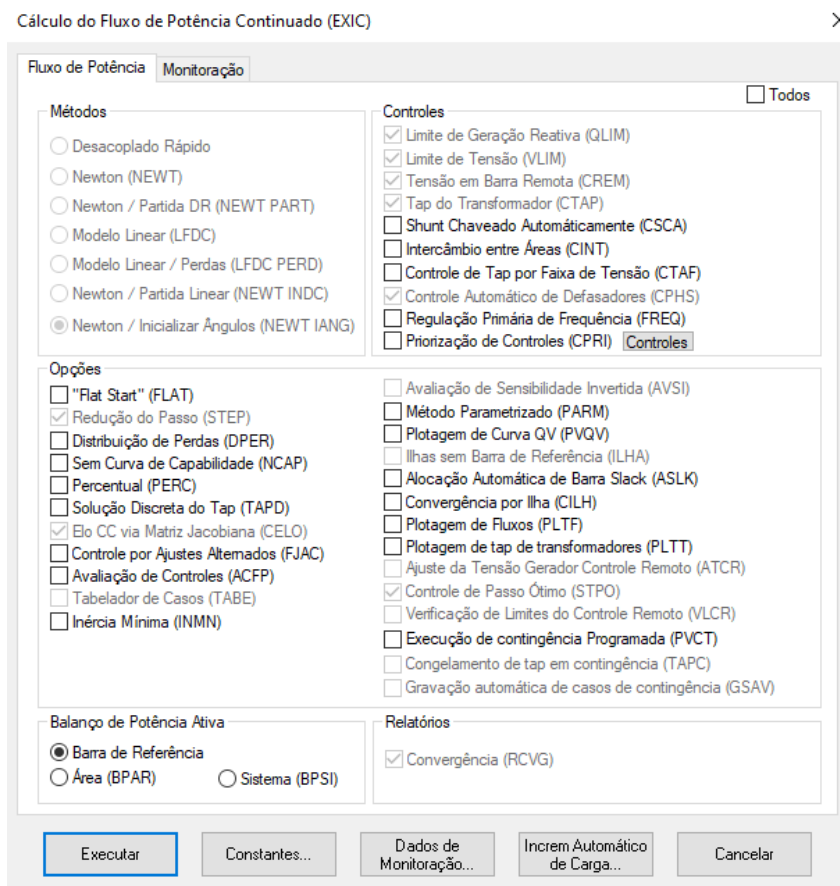
Por fim, tem-se que o balanço de potência do sistema é restabelecido entre os geradores de acordo com os respectivos fatores de participação e limites de potência ativa. Esta redistribuição de potência pode ser efetuada entre os geradores da área onde ocorreu o desbalanço (opção BPAR) ou entre todos os geradores do sistema (opção BPSI), dependendo da simulação requerida (i.e., controle de intercâmbio entre áreas ou resposta inercial dos geradores). Em ambos os casos são simuladas também as respostas de potência ativa do sistema equivalente. Se o desbalanço de potência não puder ser atendido, o caso de contingência não é processado.

#### **3.2.4 Programa de fluxo de potência continuado (EXIC)**

O Programa de Fluxo de Potência Continuado processa sequencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barras. Este programa é utilizado para a determinação das margens de estabilidade de tensão e para a análise da variação do perfil de tensão frente ao crescimento da demanda do sistema. Curvas PxV podem ser obtidas para diferentes cenários de crescimento de carga e geração. As tradicionais curvas QxV, para barras especificadas, podem também ser automaticamente obtidas.

Na Figura 3.9 é exibida a janela de ajustes para cálculo do fluxo de potência continuado (EXIC), e, observa-se que são apresentadas as mesmas opções e controles do programa de fluxo de potência.

Figura 3.9 – Programa de fluxo de potência continuado.



Fonte: ANAREDE.

Em especial, é válido destacar duas opções para a execução do fluxo de potência continuado: Método Parametrizado (PARM), que quando ativada torna possível obter a parte inferior ou instável da curva PV; e plotagem de curva QV (PVQV), que quando ativada o programa gera a curva VQ das dez barras com maior variação de tensão do sistema;

Na parte inferior da Figura 3.9 existem cinco botões: executar, constantes, dados de monitoração, incremento automático de carga e cancelar.

Ao clicar em “Constantes” (Figura 3.10), deve-se inserir os valores de cada constante da janela.



Figura 3.10 - Constantes de fluxo de potência continuado.

Constantes de Fluxo de Potência Continuado

No. Máx. de Soluções (ICIT)	Mín. Incremento Automático (ICMN)
50	.05 %
Fator de Redução (FDIV)	Variação de Tensão (VART)
2.	5. %
Fatores de Divisão (DMA $\times$ )	Passo Inicial (ICMV)
5	.5 %
Ponto de Aceleração (APAS)	Ponto de Parada (CPAR)
90. %	70. %

Alterar Fechar

Fonte: ANAREDE.

Clicando no botão “Incremento Automático de Carga” é exibida a janela da Figura 3.11, na qual deve-se inserir os elementos ou conjunto de elementos que irão sofrer incremento de carga, bem como os valores de potências do incremento. Este incremento pode ser aplicado em barras, área ou níveis de tensão, bem como criar conjuntos através da condição de união ou intervalo.

Figura 3.11 - Dados de incremento automático de carga.

Dados de Incremento Automático de Carga (DINC)

Tipo:  Número:  Nome:

Condição:

Tipo:  Número:  Nome:

Condição Principal:

Tipo:  Número:  Nome:

Tipo:  Número:  Nome:

P  % Q  % Pmáx 9999 Qmáx 9999

Inserir

Alterar

Remover

ACEITAR Cancelar

Fonte: ANAREDE.

Ao executar o fluxo de potência continuado, alguns arquivos são criados automaticamente, sendo eles:

- **RELAT.OUT:** contém, para cada caso de fluxo de potência convergido, o relatório das 10 primeiras barras que sofreram o maior desvio de tensão em relação ao caso anterior;
- **QLIM.OUT:** Com a Opção QLIM ativada, este arquivo contém o relatório com as gerações de potência reativa dos geradores (ou compensadores síncronos) ordenadas em ordem decrescente do seu carregamento em relação à sua capacidade nominal;
- **PV.PLT:** contém os pontos das curvas P x V das barras monitoradas. Estas curvas podem ser visualizadas graficamente através do Programa PlotCepel, distribuído junto com o Programa Anarede;
- **CONT\_XX.SAV:** contém cada caso de fluxo de potência convergido durante o processo de incremento automático de carga;
- **VTAN.OUT:** cria o vetor tangente. É criado se a opção PARM estiver ativa.

### 3.2.5 Programa de análise de contingências

O Programa de Análise de Contingências processa sequencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas severas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e efetuada a monitoração do estado operativo simulado da rede elétrica. A monitoração da rede é traduzida em termos de índices de severidade que, ao final do processamento, são ordenados decrescentemente para indicar os casos mais severos.

O índice de severidade corresponde ao desvio quadrático médio em relação aos limites estabelecidos para a grandeza que está sendo monitorada e é calculado da seguinte forma:

$$IS = \sum_{i=1}^n (VIOL)^2 \cdot 10^4 \quad (3.1)$$

$$IS = \frac{\sum_{i=1}^n (MVA)^2}{\sum_{i=1}^n (CAP)^2} \quad (3.2)$$

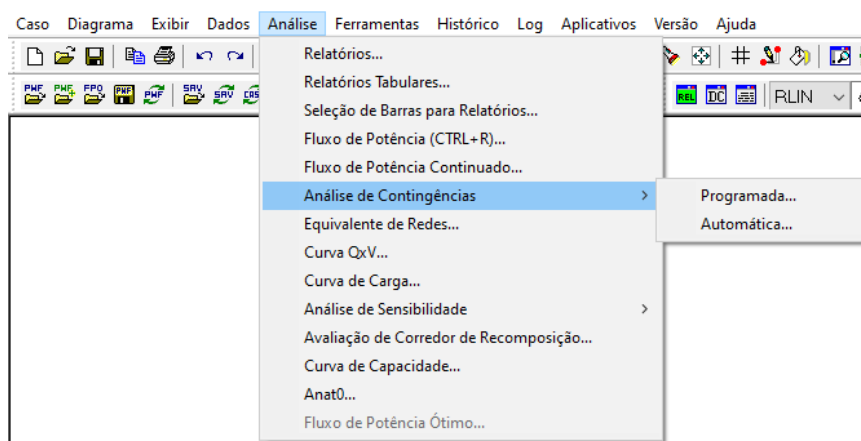
$$IS = \sum_{i=1}^n \frac{(VIOL)^2}{(Q_g^{\max} - Q_g^{\min})} \quad (3.3)$$

Sendo,

- n: Número de violações;
- VIOL: Violação de tensão, obtido de acordo com o limite de tensão violado, como  $(V - V_{\min})$  ou  $(V - V_{\max})$ ;
- IS: índice de severidade;
- CAP: Capacidade do circuito em MVA, pode-se utilizar a capacidade de emergência;
- MVA: fluxo de potência aparente do circuito, é utilizado o maior valor entre k-m ou m-k;
- $Q_g$ : potência reativa gerada pela máquina.

Conforme exibido na Figura 3.12, existem duas formas de simular contingências no ANAREDE: com a Análise de Contingências Programada e a Análise de Contingências Automática.

Figura 3.12 - Análise de contingências no ANAREDE.



Fonte: ANAREDE.

Na Análise de Contingências Automática é selecionada uma fração da rede elétrica em estudo e aplicado o critério N-1 sobre os circuitos pertencentes à fração da área selecionada da Rede Elétrica, enquanto a Análise de Contingências Programada consiste na execução de uma lista de contingências pré-definida pelo operador.

### 3.3 Estudos Realizados

Para o estudo de caso sob análise neste trabalho serão realizados estudos de fluxo de potência, contingências simples e estabilidade estática de tensão (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 - Cenários analisados no estudo de caso.

<b>Cenário</b>	<b>Estudos</b>
1. Condições Operativas normais	Estudo de Fluxo de Potência
	Estudo de Estabilidade
	Avaliação de recursos de controle de potência reativa
	Estudo de Contingências Automáticas
2. Contingência em transformador P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003	Estudo de Fluxo de Potência
	Estudo de Estabilidade
3. Contingência em LT GARANH-PE230 / CLEMENT-PE230	Estudo de Fluxo de Potência
	Estudo de Estabilidade

Fonte: Autoria Própria

Os três cenários que serão analisados e os respectivos estudos a serem realizados admitem a análise de fluxo de potência, estabilidade, estudo de contingências e de recursos de controle de potência.

A escolha dos cenários dois e três baseou-se no estudo de contingências do cenário base com o sistema sob condições operativas normais. Neste estudo, são realizadas contingências simples em todo o sistema e para cada caso é avaliada a monitoração do estado operativo simulado, sendo essa monitoração aferida através dos índices de severidade.

Quanto maior o índice de severidade do caso avaliado, maiores são as consequências para a operação do sistema quando da ocorrência da contingência analisada. Portanto, os dois estudos sob análise basearam-se nas análises de fluxo de potência e estabilidade estática de tensão quando há a ocorrência de duas contingências com maiores índices de severidade da área analisada.

## 4. ESTUDO DE CASO

### 4.1 Sistema Leste da Área Nordeste do SIN

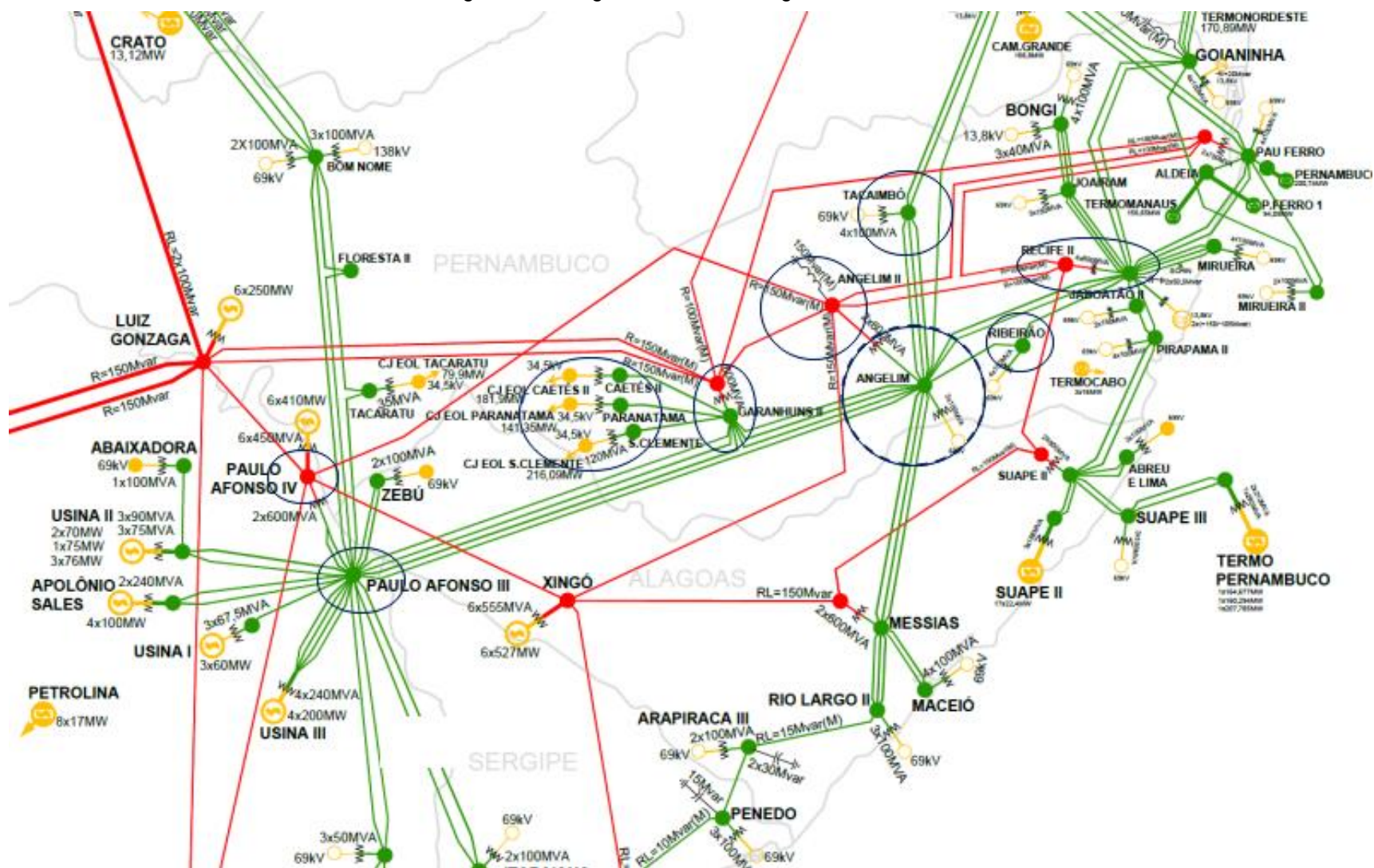
O sistema sob estudo se refere à região que engloba um trecho da Bahia com as subestações Paulo Afonso 500 kV e 230 kV, integrantes do complexo de Paulo Afonso, e a conexão com um trecho de Pernambuco abrangendo as subestações Garanhuns II, com o escoamento das usinas eólicas advindas das subestações Caetés II, São Clemente e Paranatama, Angelim II, Tacaimbó e em direção ao litoral com as subestações Ribeirão e Recife II. Há ainda conexões com o Estado da Paraíba (sobretudo para Campina Grande), de onde também advém geração eólica de parques na região de Santa Luzia/PB, bem como cargas relevantes associadas ao estado de Alagoas.

O complexo de Paulo Afonso é formado pelas usinas hidrelétricas de Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales, todas instaladas no rio São Francisco, que é o principal rio da região nordestina. A energia gerada pelas usinas de Paulo Afonso I, II, III e Apolônio Sales é transmitida por uma subestação elevadora de 13,8 kV para 230 kV, enquanto a energia gerada em Paulo Afonso IV é transmitida por uma subestação que eleva a tensão de 18 kV para 500 kV (CHESF, 2022).

A interligação entre o complexo de Paulo Afonso e o trecho do SIN estudado em Pernambuco se dá pelas linhas de transmissão de 500 kV Angelim II / Paulo Afonso IV e de 230 kV Garanhuns II / Paulo Afonso III. Na Figura 4.1 está ilustrado parte do sistema de transmissão da região de Garanhuns. Atualmente existem três complexos eólicos em operação com conexão no setor de 230 kV da SE Garanhuns II: São Clemente (216,09 MW); Caetés (181,9 MW) e Serra das Vacas (141,35 MW) (EPE, 2017).

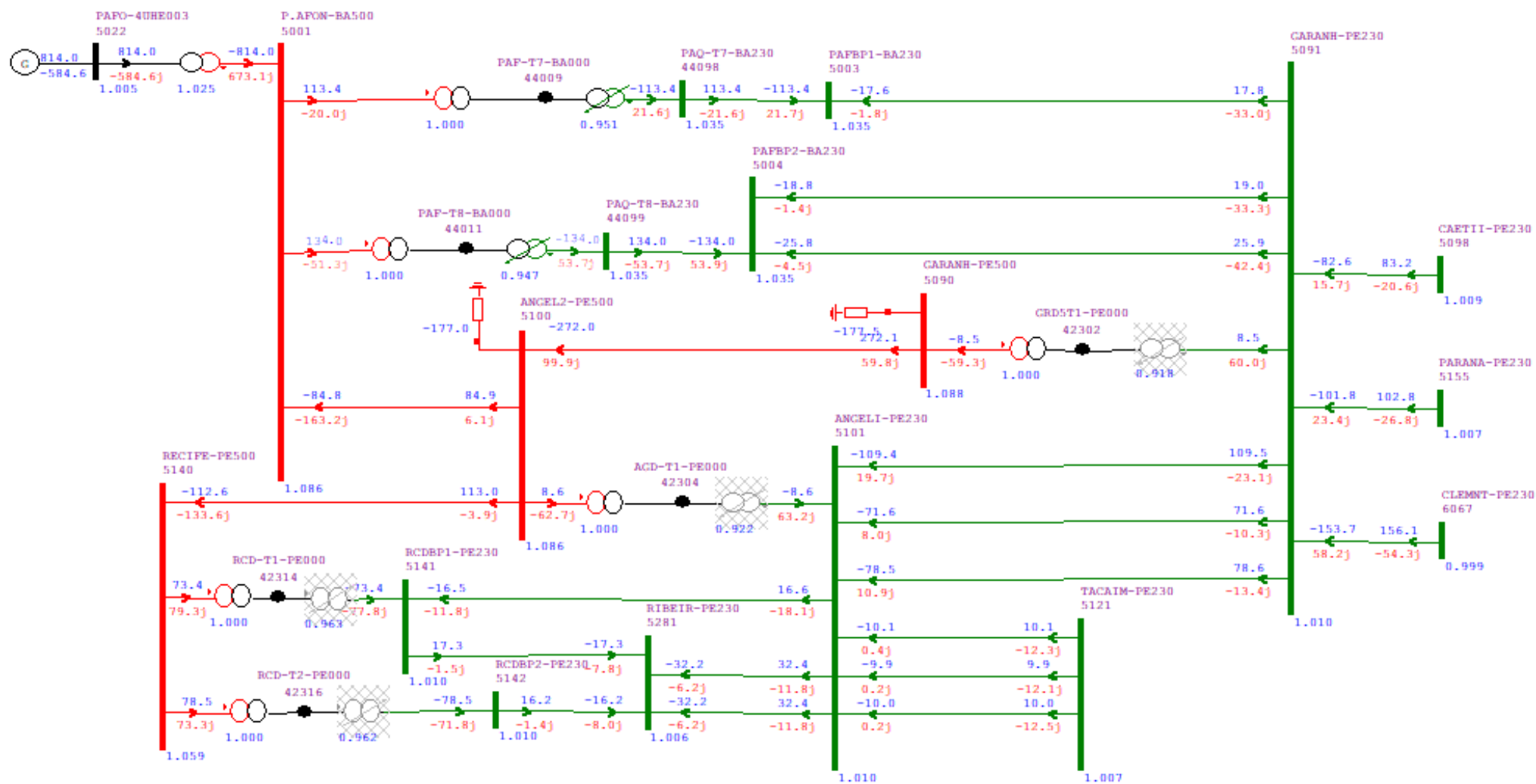


Figura 4.2 - Diagrama elétrico de região sob estudo.



Fonte: ONS (modificado), 2018.

Figura 4.3 - Diagrama do sistema em análise no ANAREDE.



Fonte: ANAREDE.



As principais variáveis a serem analisadas ao longo dos estudos são as tensões em cada barramento das subestações, carregamentos dos transformadores, fluxo de potência nas linhas de transmissão e compensadores *shunt*. Na Tabela 4.1 são apresentadas as principais características das barras desenhadas no diagrama unifilar sob análise.

Tabela 4.1 - Dados de barras do sistema.

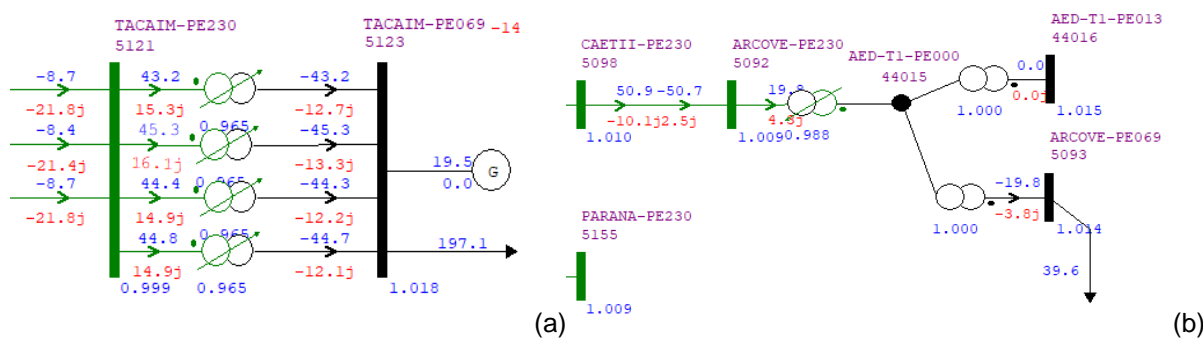
Número	Tipo	Nome da Barra	Tensão Base (kV)	Limite de Tensão (pu)
5022	1 - PV	PAFO-4UHE003	992	0.95 – 1.05
5001	0 - PQ	P.AFON-BA500	500	1.00 – 1.10
44098	0 - PQ	PAQ -T7-BA230	230	0.95 – 1.05
44099	0 - PQ	PAQ -T8-BA230	230	0.95 – 1.05
5003	0 - PQ	PAFBP1-BA230	230	0.95 – 1.05
5004	0 - PQ	PAFBP2-BA230	230	0.95 – 1.05
5090	0 - PQ	GARANH-PE500	500	1.00 – 1.10
5100	0 - PQ	ANGEL2-PE500	500	1.00 – 1.10
5140	0 - PQ	RECIFE-PE500	500	1.00 – 1.10
5091	0 - PQ	GARANH-PE230	230	0.95 – 1.05
5141	0 - PQ	RCDBP1-PE230	230	0.95 – 1.05
5142	0 - PQ	RCDBP2-PE230	230	0.95 – 1.05
5281	0 - PQ	RIBEIR230	230	0.95 – 1.05
5101	0 - PQ	ANGELI-PE230	230	0.95 – 1.05
5121	0 - PQ	TACAIM-PE230	230	0.95 – 1.05
5098	0 - PQ	CAETII-PE230	230	0.95 – 1.05
5155	0 - PQ	PARANA-PE230	230	0.95 – 1.05
6067	0 - PQ	CLEMNT-PE230	230	0.95 – 1.05

Fonte: Arquivo base ONS.

Das 18 (dezoito) barras apresentadas no diagrama, apenas 1 (uma) é do tipo PV (Barramento de tensão controlada) e se refere à usina Paulo Afonso IV. Outras barras de tensão controlada nas proximidades do subsistema representado no diagrama são as dos complexos eólicos conectadas às barras coletoras de CAETII, PARANA e CLEMNT, além das outras usinas eólicas nas proximidades de Paulo Afonso. As outras 17 (dezessete) barras do subsistema são do tipo PQ (Barramento de carga) e representam as interligações 230-500 kV da região. De forma geral, o estudo concentra-se nas análises em parte do leste do nordeste.

Como o diagrama unifilar engloba barramentos 230 kV e 500 kV, que não há cargas, nos estudos que necessitam de incrementos de cargas, serão considerados tais incrementos nos barramentos de 69 kV das subestações no entorno da região, como por exemplo, nas barras Tacaimbó 69 kV (Figura 4.4.a) e Arcoverde 69 kV (Figura 4.4.b).

Figura 4.4 - Barras de carga eletricamente próximas.



Fonte: ANAREDE.

Outras barras de subestações nas quais houve incremento de carga são as da região de Alagoas, como por exemplo Messias, Rio Largo II, Maceió e Arapiraca, que representam um bloco de carga interligado à região sob estudo.

De forma geral, o incremento de carga para as análises de estabilidade estática de tensão ocorreu em todas as barras das áreas AL/PE – Consumidores livres na Rede Básica (RB), AL/PE – Demais Instalações de Transmissão (DIT), AL/PE 230 kV e AL/PE 500 kV.

Tabela 4.2 - Capacidades das linhas de transmissão (LTs).

LT	Circuito	Capac. Normal (MVA)	Capac. Emerg. (MVA)	Capac. Equip. (MVA)
RCDBP2-PE230 / RIBEIR-PE230	Único	174	174	174
RCDBP1-PE230 / RIBEIR-PE230	Único	174	247	247
ANGELI-PE230 / RIBEIR-PE230	1	174	247	247
	2	174	174	174
ANGELI-PE230 / RCDBP1-PE230	Único	174	174	174
ANGELI-PE230 / TACAIM-PE230	1	251	317	317
	2	251	251	251
	3	251	251	251
ANGEL2-PE500 / RECIFE-PE500	Único	2165	2165	2165
GARANH-PE230 / CLEMNT-PE230	Único	9999	9999	9999
GARANH-PE230 / PARANA-PE230	Único	239	239	239
GARANH-PE230 / ANGELI-PE230	1	498	633	633
	2	348	494	494
	3	348	495	495
GARANH-PE230 / CAETII-PE230	Único	198	263	263
GARANH-PE500 / ANGEL2-PE500	Único	1306	1854	1854
PAFBP2-BA230 / PAQ-T8-BA230	Único	9999	9999	9999
PAFBP2-BA230 / GARANH-PE230	1	348	494	494
	2	174	247	247
PAFBP1-BA230 / PAQ-T7-BA230	Único	9999	9999	9999
PAFBP1-BA230 / GARANH-PE230	Único	174	247	247
P.AFON-BA500 / ANGEL2-PE500	Único	2165	2165	2165

Fonte: Arquivo base ONS.

Outra variável importante de ser monitorada é o carregamento das linhas de transmissão do sistema. Na Tabela 4.2 são exibidas as capacidades em operação normal, sob emergência e a capacidade nominal de todas as linhas do subsistema analisado.

Ademais, ainda sob a perspectiva de garantir o funcionamento do SEP respeitando as condições operacionais dos equipamentos, na Tabela 4.3 são apresentadas as capacidades em operação normal, sob emergência e a capacidade nominal de todos os transformadores do subsistema estudado.

Tabela 4.3 - Capacidades operacionais dos transformadores.

Transformador	Capc. Normal (MVA)	Capac. Emerg. (MVA)	Capac. Equip. (MVA)
P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003	1800	2160	2160
P.AFON-BA500 / PAF-T7-BA000	600	600	720
PAQ-T7-BA230 / PAF-T7-BA000	600	600	720
P.AFON-BA500 / PAF-T8-BA000	600	600	720
PAQ-T8-BA230 / PAF-T8-BA000	600	600	720
GARANH-PE500 / GRD5T1-PE000	600	720	840
GRD5T1-PE000 / GARANH-PE230	600	720	840
ANGEL2-PE500 / AGD-T1-PE000	600	600	750
ANGELI-PE230 / AGD-T1-PE000	600	600	750
RECIFE-PE500 / RCD-T1-PE000	600	600	720
RCBP1-PE230 / RCD-T1-PE000	600	600	720
RECIFE-PE500 / RCD-T2-PE000	600	600	720
RCBP2-PE230 / RCD-T2-PE000	600	600	720

Fonte: Arquivo base ONS.

Na Tabela 4.4 são exibidos os bancos *shunt* presentes no trecho estudado. Estes componentes são essenciais para o sistema, em especial no atendimento aos requisitos de níveis de tensão nas barras.

Tabela 4.4 - Dados de banco *shunts* do subsistema.

De	Nome De	Para	Nome Para	Qtd.	Controle	Shunt (Mvar)
5100	ANGEL2-PE500	----	-----	1	Discreto	-150
5100	ANGEL2-PE500	5140	RECIFE-PE500	1	Discreto	-100
5100	ANGEL2-PE500	5180	P.FERR-PE500	1	Discreto	-100
5090	GARANH-PE500	----	-----	1	Discreto	-150
5090	GARANH-PE500	5200	CGT-----PB500	1	Discreto	-100
5090	GARANH-PE500	5200	CGT-----PB500	1	Fixo	-100
5090	GARANH-PE500	5100	ANGEL2-PE500	1	Fixo	-150
5090	GARANH-PE500	5180	P.FERR-PE500	1	Discreto	-180
5050	L.GONZ-PE500	5090	GARANH-PE500	2	Discreto	2x-150
5001	P.AFON-BA500	5100	ANGEL2-PE500	1	Fixo	-150
5060	XINGO—AL500	5100	ANGEL2-PE500	1	Fixo	-150
5140	RECIFE-PE500	5360	SUAPE2-PE500	1	Discreto	-100

Fonte: Arquivo base ONS.

Com os principais dados do sistema apresentados, é possível analisar diferentes cenários de simulações, sempre comparando características essenciais dos ativos do sistema.

#### 4.2 Análise do caso em condição operativa normal

Inicialmente foram realizados estudos de fluxo de potência no sistema operando sob condições normais, considerando três cenários de cargas: carga leve, média e pesada. As simulações realizadas para estes cenários podem ser vistas nas Figuras de 4.5 a 4.7, respectivamente.

Na Tabela 4.5 é exibido um compilado de resultados dos módulos das tensões em cada barra do subsistema analisado, onde se nota que não houve superação de limites sob nenhuma condição operativa.

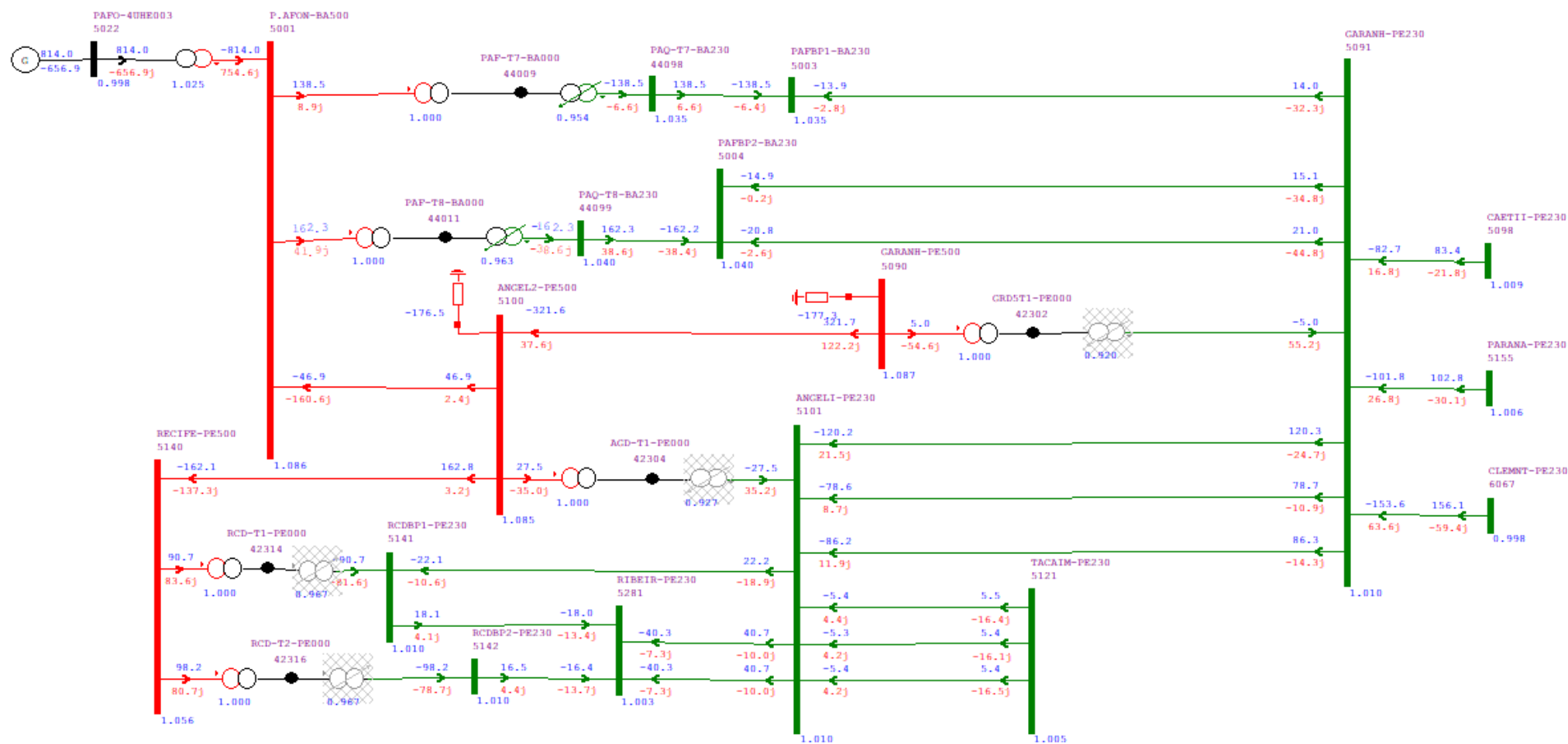
Tabela 4.5 - Tensões nas barras para diferentes condições de cargas.

Nº	Nome da Barra	Tensão (pu)			Limite de Tensão (pu)
		Carga leve	Carga média	Carga pesada	
5022	PAFO-4UHE003	0,998	0,997	0,982	0.95 – 1.05
5001	P.AFON-BA500	1,086	1,085	1,071	1.00 – 1.10
44098	PAQ -T7-BA230	1,035	1,01	1,01	0.95 – 1.05
44099	PAQ -T8-BA230	1,04	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5003	PAFBP1-BA230	1,035	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5004	PAFBP2-BA230	1,04	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5090	GARANH-PE500	1,087	1,084	1,072	1.00 – 1.10
5100	ANGEL2-PE500	1,085	1,08	1,069	1.00 – 1.10
5140	RECIFE-PE500	1,056	1,061	1,051	1.00 – 1.10
5091	GARANH-PE230	1,01	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5141	RCDBP1-PE230	1,01	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5142	RCDBP2-PE230	1,01	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5281	RIBEIR230	1,003	0,995	0,996	0.95 – 1.05
5101	ANGELI-PE230	1,01	1,01	1,01	0.95 – 1.05
5121	TACAIM-PE230	1,005	0,993	0,999	0.95 – 1.05
5098	CAETII-PE230	1,009	1,009	1,01	0.95 – 1.05
5155	PARANA-PE230	1,006	1,009	1,009	0.95 – 1.05
6067	CLEMNT-PE230	0,998	1,005	1,003	0.95 – 1.05

Fonte: Resultados de simulações.

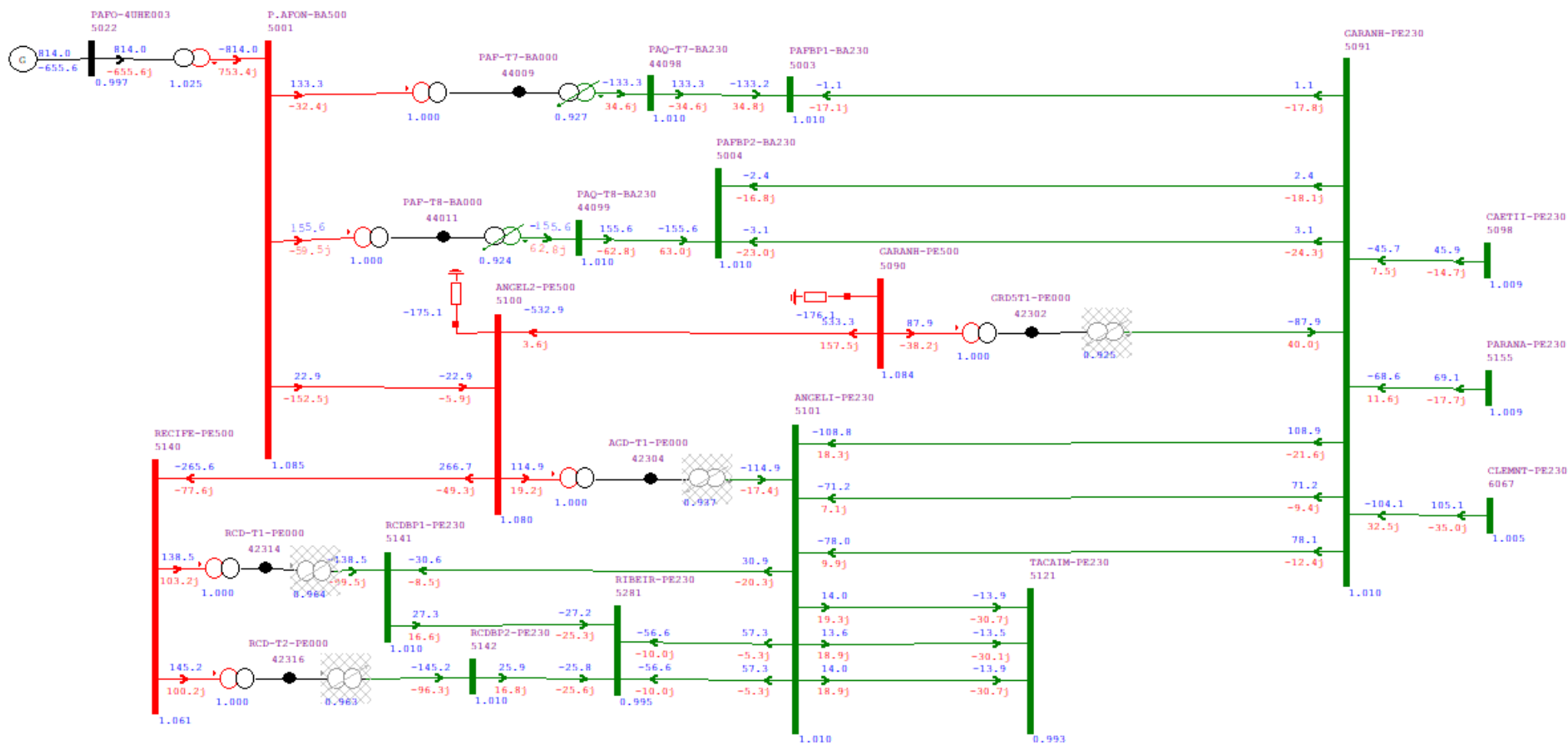
Para além das tensões, também não houve superação de carregamento nas linhas de transmissão, transformadores ou qualquer ativo do sistema.

Figura 4.5 - Simulação do subsistema em cenário com carga leve.



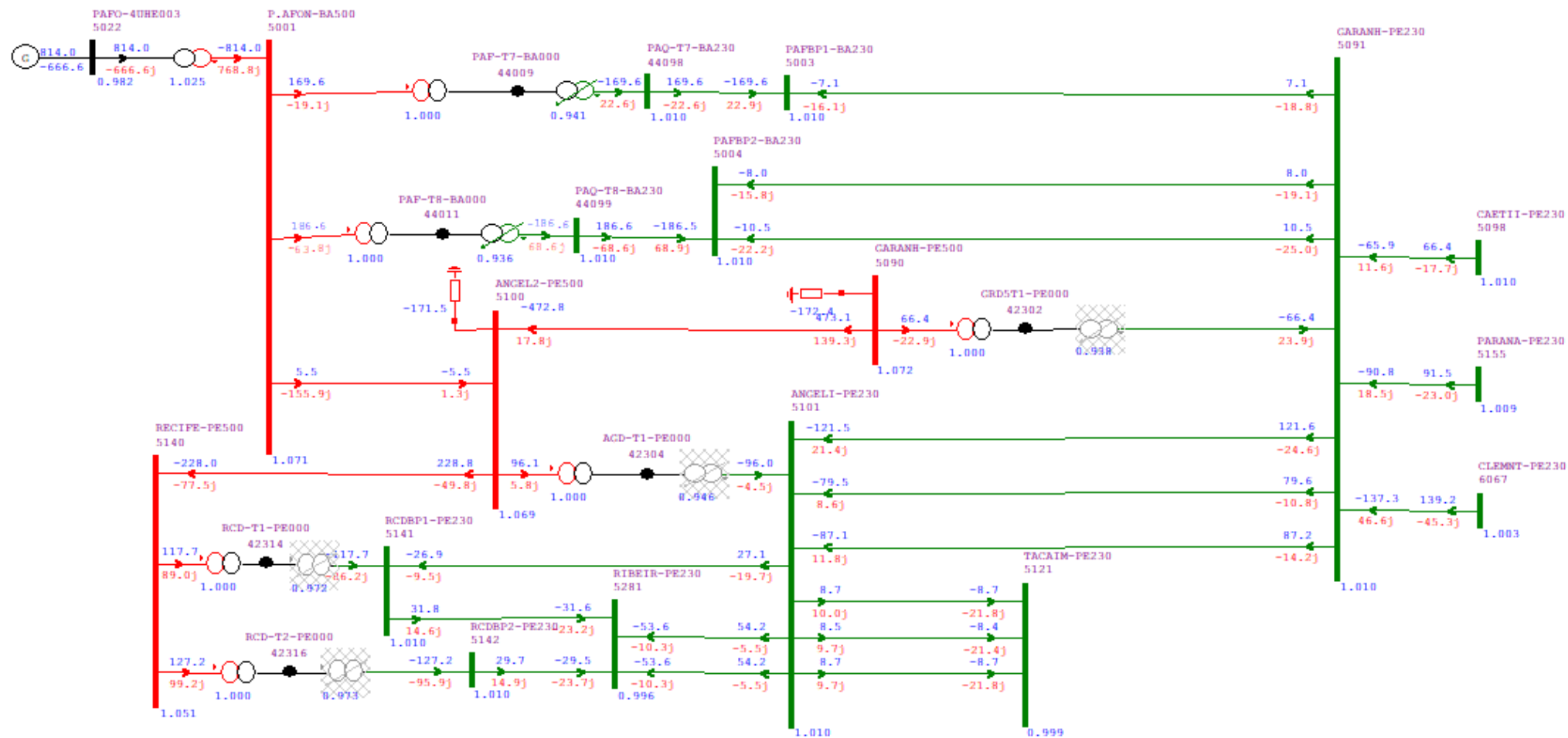
Fonte: ANAREDE.

Figura 4.6 - Simulação do subsistema em cenário com carga média.



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.7 - Simulação do subsistema em cenário com carga pesada.



Fonte: ANAREDE.

Quanto aos bancos *shunt* da região (Tabela 4.6), no cenário de carga leve todos os reatores estavam ligados, já nos cenários de cargas média e pesada três reatores foram desligados para operação plena: ANGEL2-PE500 / P.FERR-PE500, GARANH-PE500 / CGT-PB500 e RECIFE-PE500 / SUAPE2-PE500.

Tabela 4.6 - Operação dos bancos *shunt* conforme cenário de cargas.

De	Nome De	Para	Nome Para	Qtd.	Shunt (Mvar)	Qtd. em operação		
						Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
5100	ANGEL2-PE500	-----	-----	1	-150	1	1	1
5100	ANGEL2-PE500	5140	RECIFE-PE500	1	-100	1	1	1
5100	ANGEL2-PE500	5180	P.FERR-PE500	1	-100	1	0	0
5090	GARANH-PE500	-----	-----	1	-150	1	1	1
5090	GARANH-PE500	5200	CGT-----PB500	1	-100	1	0	0
5090	GARANH-PE500	5180	P.FERR-PE500	1	-180	1	1	1
5050	L.GONZ-PE500	5090	GARANH-PE500	2	2x-150	2	2	2
5140	RECIFE-PE500	5360	SUAPE2-PE500	1	-100	1	0	0

Fonte: Resultados de simulações.

Analisando os três cenários de simulações de fluxo de potência, é possível observar o escoamento da geração das usinas eólicas conectadas ao barramento de 230 kV da SE Garanhuns II advinda das subestações coletoras das usinas de Caetés, Paranatama e São Clemente. Ademais, nota-se a importância da subestação de Angelim II, que juntamente com a subestação de Garanhuns II, realizam a interligação Bahia-Pernambuco.

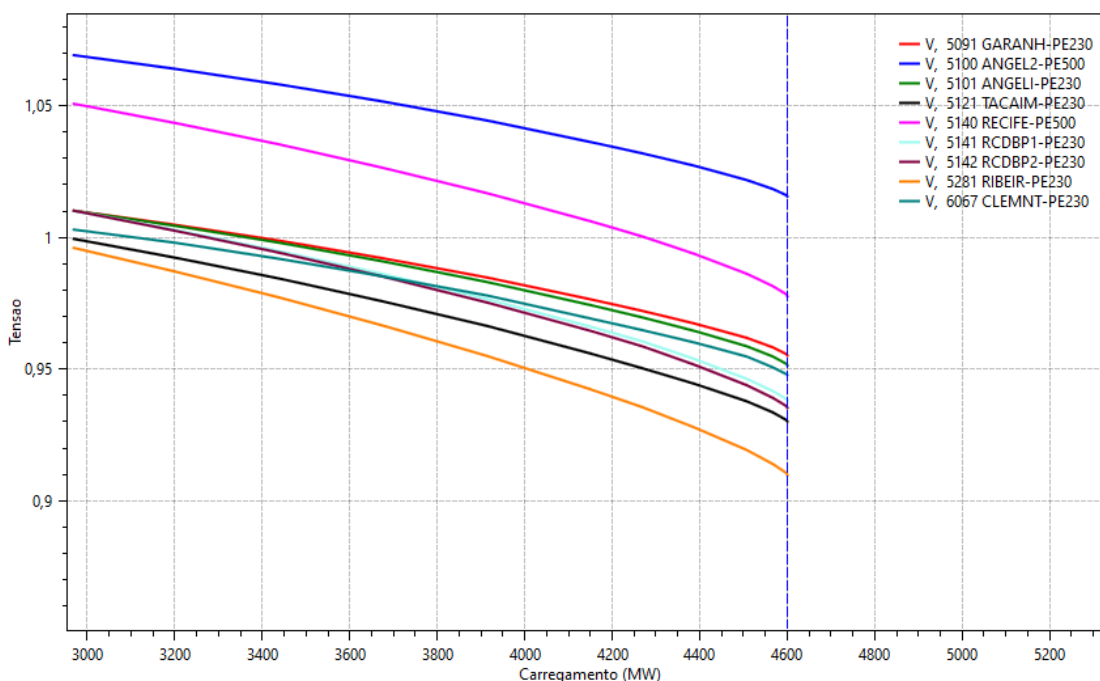
#### 4.2.1 Análise de estabilidade

O estudo de estabilidade estática de tensão foi realizado considerando o cenário de carga pesada do sistema. A partir dele, foi realizado o fluxo de potência continuado no ANAREDE considerando um incremento automático de 8% de carga ativa e reativa nas áreas da região apresentadas anteriormente. As análises serão realizadas a partir das curvas PV e QV geradas, sendo possível gerar apenas os trechos estáveis destas devido a capacidades operacionais para simulação.

Na Figura 4.8 é possível visualizar as curvas PV das 9 barras mais sensíveis do subsistema. A partir dela, tem-se que o ponto de máximo de carregamento é de 4601,31 MW, ocasionando uma instabilidade nas barras a partir deste ponto.



Figura 4.8 - Curvas PV para sistema sob condições operativas normais.



Fonte: PlotCEPEL.

Na Tabela 4.7 são apresentadas as nove barras mais sensíveis ao incremento de carga, sendo as barras Ribeirão 230 kV e Tacaimbó 230 kV as que apresentam maior sensibilidade. Isto é esperado, visto que são barras que interligam o subsistema sob análise a grandes blocos de carga do entorno de Recife e de Campina Grande, respectivamente.

Tabela 4.7 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.

Barra	Nome	Tensão no ponto de máximo carregamento (pu)
5281	RIBEIR-PE230	0,9102
5121	TACAIM-PE230	0,9304
5142	RCDBP2-PE230	0,9357
5141	RCDBP1-PE230	0,9384
6067	CLEMNT-PE230	0,9479
5101	ANGELI-PE230	0,9518
5091	GARANH-PE230	0,9555
5140	RECIFE-PE500	0,9780
5100	ANGEL2-PE500	1,0158

Fonte: Resultados de simulações.

Analisando a Figura 4.8, percebe-se que o ponto de operação do sistema é de 2966,34 MW e o ponto de máximo carregamento é 4600,93 MW. Tem-se que:

$$\text{MET} = 4601,31 - 2966,34 = 1634,97 \text{ MW} \quad (4.1)$$

Ou seja, a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) para o sistema em condição operativa normal é de 1634,97 MW ou 35,53%.

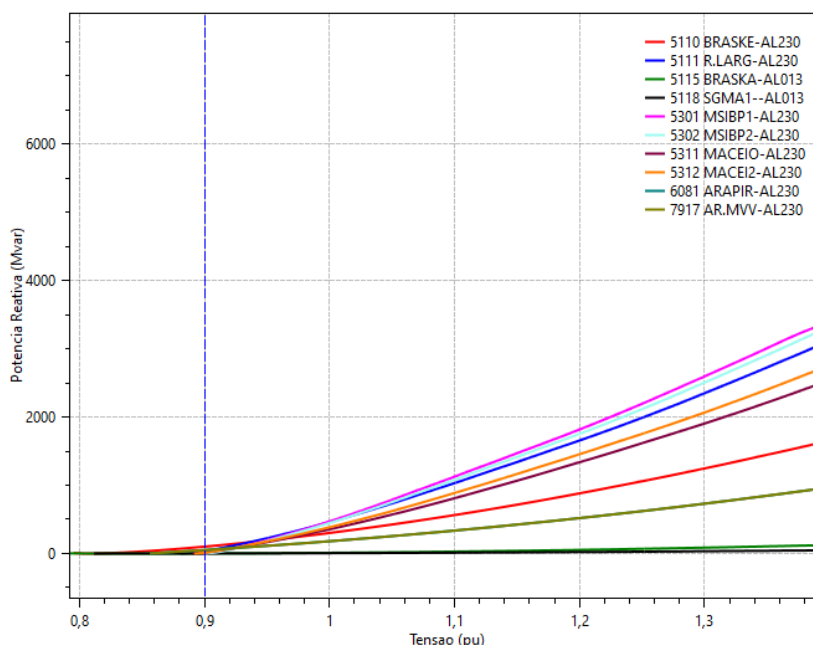
Considerando que o ONS estipula uma margem de segurança de tensão maior que 7% nas análises de rede completa, pode-se concluir que o sistema é considerado seguro.

Como foi citado anteriormente, para os estudos de fluxo de potência continuado são utilizados blocos de carga interligados à região sob estudo, dentre eles tem-se cargas do trecho de Alagoas.

Com isso, tem-se representadas na Figura 4.9 as dez barras mais críticas quanto à margem de potência reativa no sistema. Sabe-se que, no caso de o ponto mínimo da curva estar acima do eixo horizontal, significa que o sistema apresenta carência de potência reativa, necessitando, portanto, de um fornecimento adicional de reativos para prevenir o colapso de tensão.

Todas as barras cujas curvas QV estão sob análise possuem tensão base de 13,8 kV ou 230 kV, e, portanto, tensão admissível mínima sob contingência de 0,90 pu. Então, o ponto mínimo da curva é onde a tensão é igual a 0,90 pu (linha vertical marcada na imagem).

Figura 4.9 - Curvas QV do sistema sob condições operativas normais.



Fonte: PlotCEPEL.

Com isso, tem-se na Tabela 4.8 as margens de potência reativa de cada barra analisada. Como todas as curvas estão acima do eixo horizontal, significa que estes valores de margem representam o quanto de reativos estas barras necessitam para

prevenir o colapso de tensão, com exceção da barra MSIBP2-AL230 que apresenta o ponto mínimo da curva no eixo horizontal, e, portanto, não tem margem.

Tabela 4.8 - Margens de potência reativa das barras.

Barra	Nome	Margem de potência reativa (Mvar)
5110	BRASKE-AL230	101,352
7917	AR.MVV-AL230	51,765
6081	ARAPIR-AL230	51,751
5111	R.LARG-AL230	36,919
5311	MACEIO-AL230	13,377
5312	MACEI2-AL230	12,298
5301	MSIBP1-AL230	3,262
5115	BRASKA-AL013	1,181
5118	SGMA1—AL013	0,847
5302	MSIBP2-AL230	0

Fonte: Resultados de simulações.

É importante ressaltar, ainda, que algumas das barras com margens de potência reativa mais críticas, como a barra AR.MVV-AL230 e as da Braskem, não são pertencentes da Rede de Operação e, portanto, não são monitoradas e operadas pelo ONS.

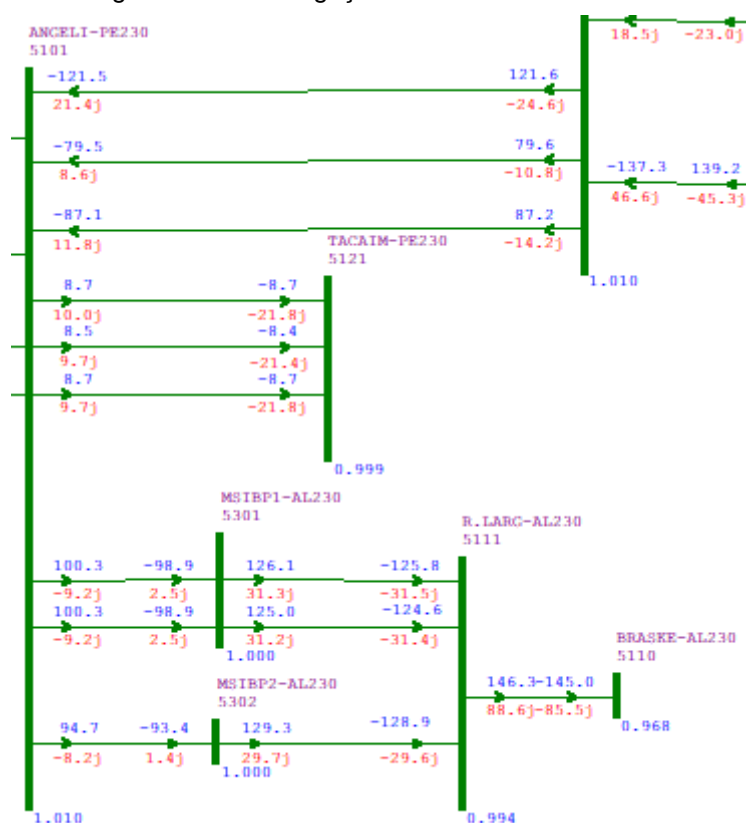
Com estas análises, é possível observar para o sistema sob condições operativas normais, que embora haja suportabilidade das barras quanto a carregamento de potência ativa, visto que a margem de estabilidade de tensão é bem maior que a margem de segurança de tensão estabelecida como mínima pelo ONS, há uma necessidade de reativos no sistema visando prevenir o colapso de tensão.

#### **4.2.2 Avaliação de recursos de controle de potência reativa**

Através do cenário analisado, observa-se que a barra BRASKE-AL230 é a mais crítica quanto à margem de potência reativa necessária para evitar um colapso. Portanto, devem ser analisadas perspectivas de redução desta margem a partir de recursos de controle.

Na Figura 4.10 é exibida a interligação desta barra com o sistema sob estudo. Existe um reator de linha manobrável entre as barras R.LARGO-AL230 e ARAPIR-AL230 com 15 Mvar de potência reativa que, neste cenário, não estava em operação e foi acionado para analisar os impactos na estabilidade estática de tensão.

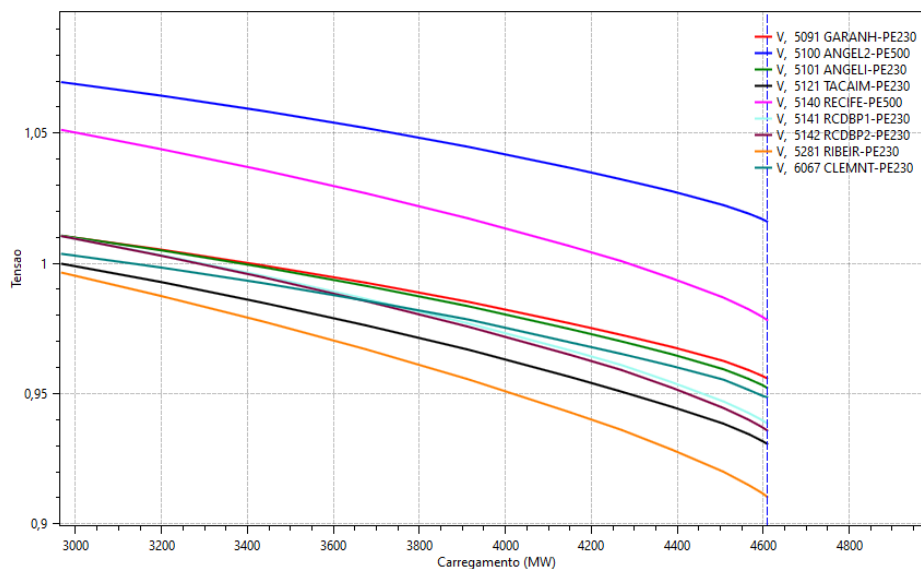
Figura 4.10 - Interligação sistema PE/AL.



Fonte: ANAREDE.

As curvas PV das nove barras mais críticas do sistema obtidas para o cenário com o reator de linha manobrável acionado são apresentadas na Figura 4.11. A partir dela, tem-se que o ponto de máximo carregamento é de 4610,29 MW, ocasionando uma instabilidade nas barras a partir deste ponto.

Figura 4.11 - Curvas PV para sistema sob condições operativas normais com reator acionado.



Fonte: PlotCEPEL.

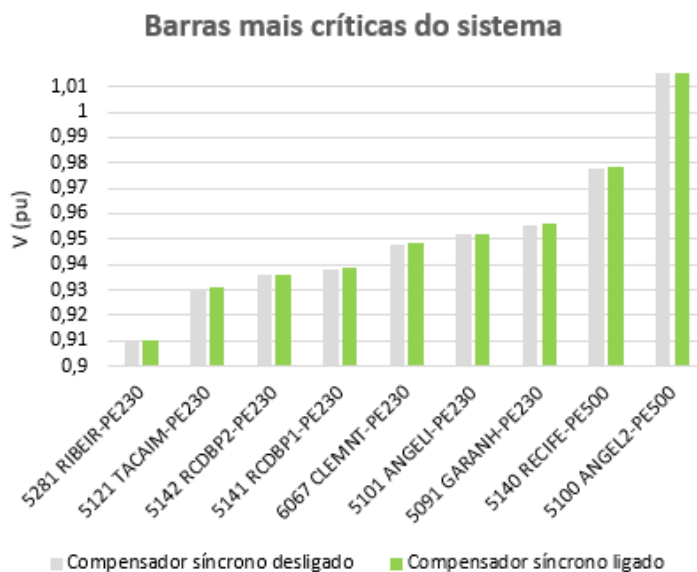
Na Tabela 4.9 é possível observar quantitativamente as tensões de cada barra no ponto de máximo carregamento e na Figura 4.12 a comparação destas tensões nos cenários com e sem reator ativado. É perceptível uma pequena elevação nestas tensões em relação ao caso base.

Tabela 4.9 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.

Barra	Nome	Tensão no ponto de máximo carregamento (pu)
5281	RIBEIR-PE230	0,9104
5121	TACAIM-PE230	0,9308
5142	RCDBP2-PE230	0,9359
5141	RCDBP1-PE230	0,9386
6067	CLEMNT-PE230	0,9487
5101	ANGELI-PE230	0,9522
5091	GARANH-PE230	0,9559
5140	RECIFE-PE500	0,9783
5100	ANGEL2-PE500	1,0161

Fonte: Resultados de simulações.

Figura 4.12 - Comparação de tensões nas barras para cenários com e sem reator acionado.



Fonte: Resultados de simulações.

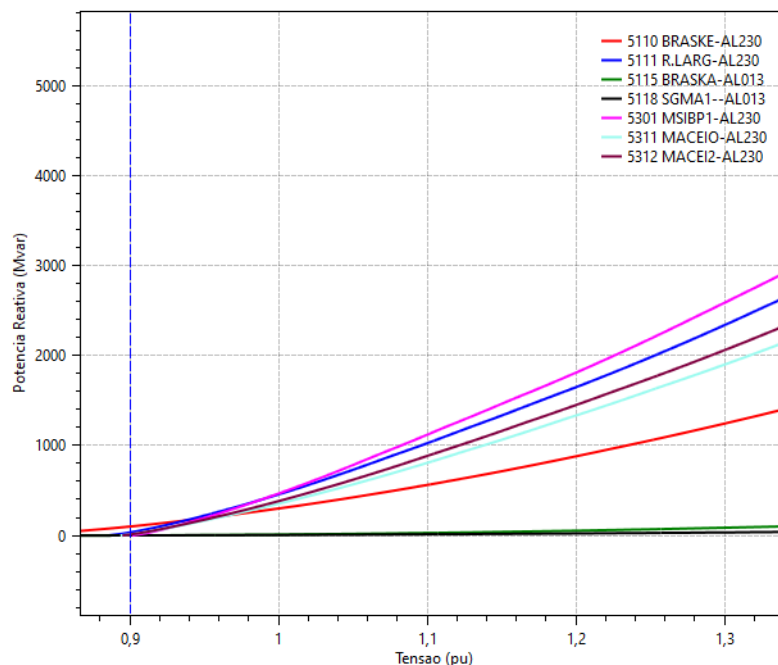
Contudo, neste cenário de acionamento do reator houve um aumento na margem de estabilidade do sistema. O ponto de operação do sistema é de 2966,34 MW e o ponto de máximo carregamento é 4610,29 MW, portanto, a margem é dada por:

$$\text{MET} = 4610,29 - 2966,34 = 1643,98 \text{ MW} \quad (4.2)$$

Ou seja, a MET para o sistema em condição operativa normal com acionamento do reator manobrável entre as barras R.LARGO-AL230 e ARAPIR-AL230 é de 1643,98 MW ou 35,66%, e, em contrapartida, sem o reator era de 35,53%.

Analisando, na Figura 4.13, as curvas QV das barras mais críticas do sistema, observa-se que apenas sete das dez analisadas no cenário base permanecem apresentando cenários de margem mais críticos.

Figura 4.13 - Curvas QV para sistema sob condições operativas normais com reator acionado.



Fonte: PlotCEPEL.

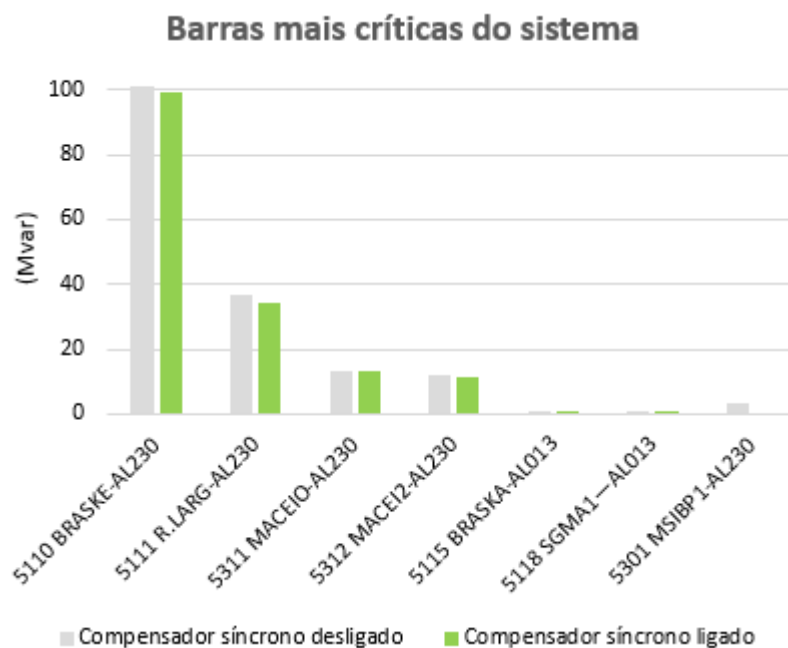
Na Tabela 4.10 é possível observar quantitativamente as margens de potência reativa de cada barra e na Figura 4.14 a comparação destas margens nos cenários com e sem reator ativado.

Tabela 4.10 - Margens de potência reativa das barras.

Barra	Nome	Margem de potência reativa (Mvar)
5110	BRASKE-AL230	99,154
5111	R.LARG-AL230	34,071
5311	MACEIO-AL230	13,085
5312	MACEI2-AL230	11,133
5115	BRASKA-AL013	1,064
5118	SGMA1—AL013	0,762
5301	MSIBP1-AL230	0

Fonte: Resultados de simulações.

Figura 4.14 - Comparação de margens de reativos para cenários com e sem reator acionado.



Fonte: Resultados de simulações.

Observa-se uma redução considerável nas margens de potência reativa necessárias em todas as barras para evitar um colapso. Portanto, para a estabilidade estática de tensão, tem-se que a ligação do reator manobrável entre as barras R.LARGO-AL230 e ARAPIR-AL230 é benéfica nesta situação.

### 4.2.3 Análise de contingências

Para analisar a conformidade do sistema ao critério N-1 foi utilizado o cenário base de carga pesada para a realização de contingências automáticas. Para isto, foi utilizado o programa de Análise de Contingências Automáticas (EXCA) do ANAREDE.

Na Figura 4.15 verifica-se a convergência de 100% dos casos de contingências simples gerados automaticamente no sistema, ou seja, o sistema atende de fato ao critério N-1. Contudo, verifica-se índices de severidade altos na monitoração do caso base para os critérios de tensão e fluxo.

Figura 4.15 - Monitoração de contingências automáticas.

```

*****
Numero de Casos Convergidos:    110 (100.0%)
Numero de Casos Total:         110
*****

SUMARIO DE MONITORACAO ( CASO BASE )

X-----X
      MONITORACAO DO CASO BASE
      INDICES DE SEVERIDADE
      TENSAO    FLUXO  FLUXO/V  GERACAO
X-----X-----X-----X-----X
      346.9    90.6    84.0    0.0

```

Fonte: ANAREDE.

As contingências mais críticas para a violação de tensão são apresentadas na Figura 4.16, podendo-se observar que a contingência do transformador entre a subestação P.AFON-BA500 e a usina PAFO-4UHE003 é a que apresenta maior número de violações. Para o critério de fluxo observou-se cenários críticos para as mesmas contingências apresentadas para o critério de violação de tensão, porém, com menores índices de severidade.

Embora a contingência entre as barras PAFBP1-BA230 e PAFABX-230 apresente maior índice de severidade, como a segunda barra não está englobada no subsistema sob estudo, esta contingência não será aprofundada. Contudo, tem-se que após a contingência do transformador que liga a usina de Paulo Afonso à barra de P.AFON500, a contingência entre GARANH-PE230 e CLEMENT-PE230 é a que apresenta maior índice de severidade.

Figura 4.16 - Contingências mais críticas.

```

X-----X-----X-----X-----X
      TENSAO
      NUMERO    INDICE  (%)INDICE    IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
      VIOLACOES SEVERIDADE SEVERIDADE  DE      NOME DE PARA      NOME PARA CIRC.
X-----X-----X-----X-----X
      91        860.4    248.0  5003 PAFBP1-BA230  44106 PAFABX-BA230    3
      119       570.6    164.5  5001 P.AFON-BA500  5022 PAFO-4UHE003  1
      90        353.8    102.0  5091 GARANH-PE230  6067 CLEMNT-PE230    3
      91        351.8    101.4  5090 GARANH-PE500  5100 ANGEL2-PE500  5
      90        351.0    101.2  5091 GARANH-PE230  5155 PARANA-PE230  1
      90        350.6    101.1  6067 CLEMNT-PE230  6012 CLE-B2-PE034  1
      90        350.3    101.0  6067 CLEMNT-PE230  6009 CLE-B1-PE034  1
      90        349.6    100.8  5098 CAETII-PE230  8669 CAETB2-PE034  2
      90        349.6    100.8  5155 PARANA-PE230  5167 PARA-1-PE034  1
      90        349.4    100.7  5098 CAETII-PE230  5149 CAETB1-PE034  1
      90        348.4    100.4  5155 PARANA-PE230  5728 PARA-2-PE034  1

```

Fonte: ANAREDE.



Portanto, os dois estudos de contingências críticas a serem aprofundados são a contingência do transformador entre P.AFON-BA500 e PAFO-4UHE003, e a contingência da linha de transmissão entre GARANH-PE230 e CLEMENT-PE230.

### 4.3. Contingência em transformador P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003

O primeiro cenário de contingência a ser analisado é a perda do transformador entre as barras P.AFON-BA500 e PAFO-4UHE003. Este transformador modelado no arquivo trata-se de um ativo de geração, ou seja, é utilizado para transmitir geração do próprio proprietário do equipamento, e representa o equivalente de seis transformadores existentes. Portanto, analisar a contingência deste transformador significa analisar uma contingência múltipla de toda a geração da usina Paulo Afonso IV.

Para a execução desta contingência é utilizado o Programa de Contingências Programadas (EXCT), onde é configurada a abertura do circuito (CIRD) a partir da atuação do disjuntor associado ao transformador. Na Figura 4.17 é exibida esta configuração e na Figura 4.18 é exibido o trecho do sistema com a saída do transformador.

Figura 4.17 - Configuração de contingência de circuito no ANAREDE.

Contingência de Circuito - Abrir (CIRD)

Circuito

Barra De: 5022 Nome: PAFO-4UHE003

Barra Para: 5001 Nome: P.AFON-BA500

Número: 1

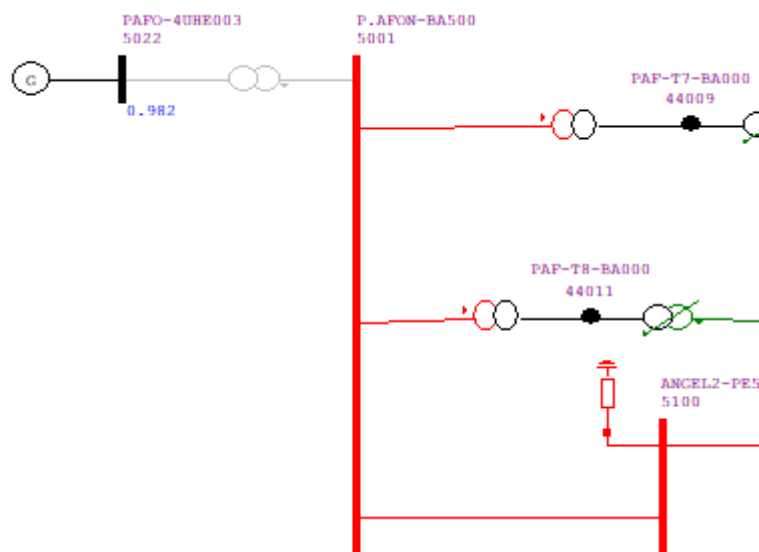
Abertura

Barra De  Barra Para  Ambas

Adicionar Cancelar

Fonte: ANAREDE.

Figura 4.18 - Trecho do sistema com contingência de transformador.



Fonte: ANAREDE.

Por meio da monitoração da variação de tensão pós-contingência, nota-se que, dentre as barras analisadas no sistema, tem-se que as barras P.AFON-BA500 (5001) e GARANH-PE230 (5091) apresentaram elevação considerável na tensão.

Na barra P.AFON-BA500 a tensão que era de 1,071 pu passou para 1,133 pu, superando, assim, a condição operativa sob contingência que apresenta limites de tensão entre 0,95 pu a 1,10 pu. O mesmo ocorreu para a barra GARANH-PE230, que apresentava uma tensão de 1,010 pu no pré-contingência e passou para 1,108 pu, superando também a capacidade operativa sob contingência para tensão base de 230 kV, cujos limites são 0,90 pu a 1,05 pu.

Figura 4.19 - Monitoração da variação de fluxo.

MONITORACAO DA VARIACAO DE FLUXO

VAR. I = ( FLUXO POS CONTINGENCIA % - FLUXO PRE CONTINGENCIA % )

VAR. II = ( FLUXO POS CONTINGENCIA MW - FLUXO PRE CONTINGENCIA MW ) / (CAPACIDADE NORMAL) \*100

FATOR = ( FLUXO POS CONTINGENCIA - FLUXO PRE CONTINGENCIA ) / (FLUXO PRE CONTINGENCIA DO CIRCUITO CONTINGENCIADO)

NUM DE	NOME BARRA DE	NUM PARA	NOME BARRA PARA	DIR PARA NC	DIR FLUXO	CAPAC (MVA/V)	CAPACIDADE NORMAL				CAPACIDADE DE EMERGENCIA				
							PRE. (%)	POS. (%)	VAR. I (%)	VAR. II (%)	FATOR (%)	CAPAE (MVA/V)	PRE. (%)	POS. (%)	VAR. I (%)
538	ISOLTE-SP440	501	I.SOLTUHE009	1	P-D	3573.00	39.548	61.827	22.279	22.279	74.304	3573.00	39.548	61.827	22.279
6349	BJLAP2-BA500	7035	BJS---CER017	3	P-D	250.00	5.138	22.728	17.590	17.590	4.1048	250.00	5.138	22.728	17.590
5001	P.AFON-BA500	5050	L.CGNZ-PE500	1	D-P	2165.00	9.456	20.415	10.959	10.959	22.147	2754.00	7.434	16.049	8.616
5001	P.AFON-BA500	5050	L.CGNZ-PE500	2	D-P	2187.00	9.293	19.980	10.687	10.687	21.816	2754.00	7.380	15.867	8.487
536	AVERME-SP440	538	ISOLTE-SP440	1	D-P	1524.00	6.412	16.564	10.152	10.152	14.442	1524.00	6.412	16.564	10.152
6060	GEND02-BA500	9528	GOURO-CER030	1	D-P	200.00	25.411	9.421	-15.990	-15.990	-2.985	200.00	25.411	9.421	-15.990
5144	RCDCS1-PE000	5145	RCDSIESIN001	1	D-P	150.00	15.605	2.590	-13.015	-13.015	-1.822	150.00	15.605	2.590	-13.015
5222	CGDBPD-PB230	5239	CGDCER-PB000	6	P-D	200.00	35.869	23.378	-12.491	-12.491	-2.332	200.00	35.869	23.378	-12.491
5239	CGDCER-PB000	7039	CGDCE1CER026	6	P-D	100.00	35.869	23.378	-12.491	-12.491	-1.166	100.00	35.869	23.378	-12.491
5239	CGDCER-PB000	7040	CGDCE2CER026	6	P-D	100.00	35.869	23.378	-12.491	-12.491	-1.166	100.00	35.869	23.378	-12.491

Fonte: ANAREDE.

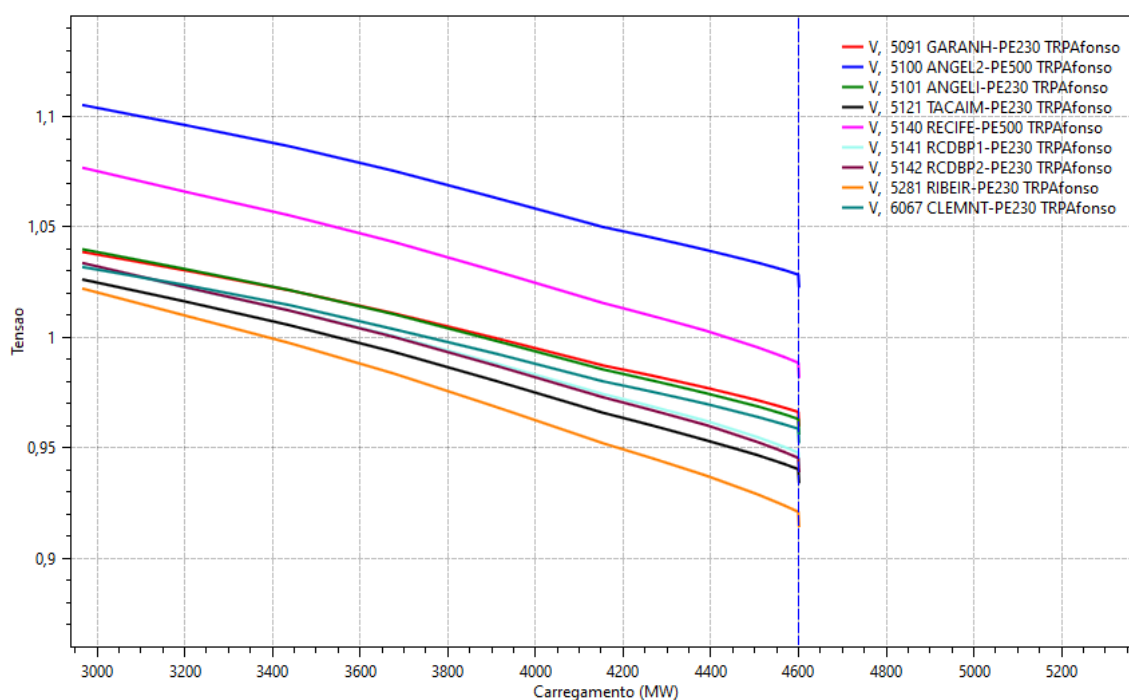
Para a monitoração da variação de fluxo (Figura 4.19), não houve superação da capacidade dos ativos.

### 4.3.1 Análise de estabilidade

Para o estudo de estabilidade estática de tensão no cenário do sistema com contingência do transformador foi considerado um incremento automático de 8% de carga ativa e reativa nas áreas com cargas próximas da região. Novamente, as análises serão realizadas a partir das curvas PV e QV geradas, sendo possível gerar apenas os trechos estáveis destas, devido a capacidades operacionais para simulação.

Nota-se na Figura 4.20 as curvas PV das 9 barras mais sensíveis do subsistema, que são as mesmas do sistema com condições operativas normais. A partir dela, tem-se que o ponto de máximo carregamento é de 4599,47MW, ocasionando uma instabilidade nas barras a partir deste ponto.

Figura 4.20 - Curvas PV para sistema com contingência de transformador.



Na Tabela 4.11 são exibidas as tensões em cada barra no ponto de máximo carregamento do sistema.

Tabela 4.11 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.

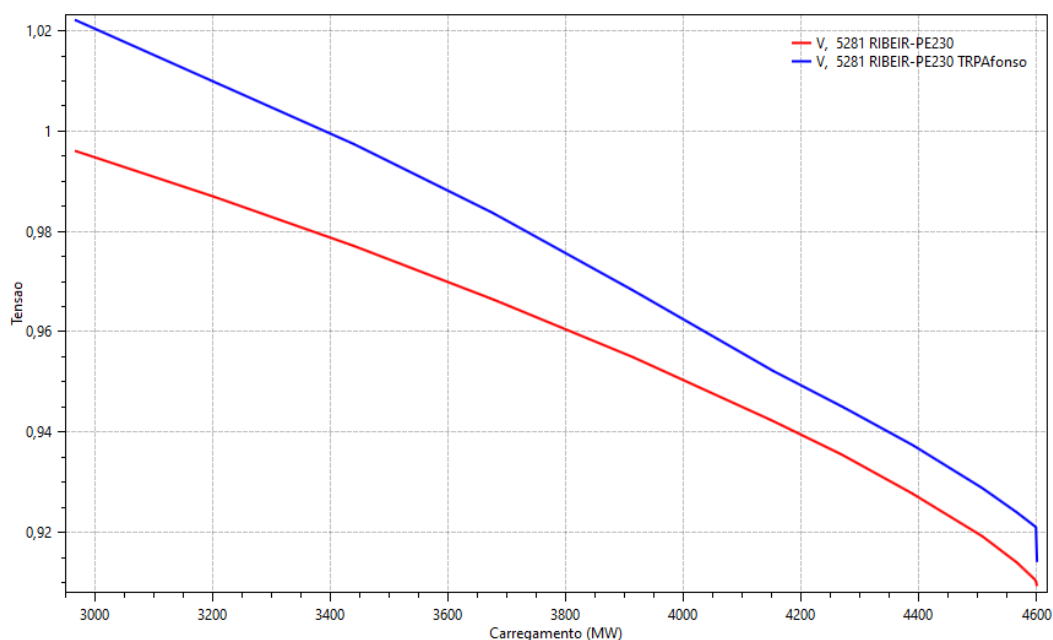
Barra	Nome	Tensão no ponto de máximo carregamento (pu)
5281	RIBEIR-PE230	0,9210
5121	TACAIM-PE230	0,9404
5142	RCDBP2-PE230	0,9454

5141	RCDBP1-PE230	0,9479
6067	CLEMNT-PE230	0,9586
5101	ANGELI-PE230	0,9631
5091	GARANH-PE230	0,9662
5140	RECIFE-PE500	0,9885
5100	ANGEL2-PE500	1,0285

Fonte: Resultados de simulações.

Na Figura 4.21 são comparadas as curvas PV para a barra RIBEIR-PE230 (a mais sensível) para o cenário com e sem contingência. A partir desta comparação e da Tabela 4.11, é possível observar que a contingência no transformador da usina de Paulo Afonso IV conectado à barra de Paulo Afonso 500 kV provoca uma elevação repentina nas tensões das barras do sistema, ultrapassando, em algumas destas, o limite admissível sob contingências, como por exemplo, nas barras P.AFON-BA500 e GARANH-PE230.

Figura 4.21 - Comparação de curvas PV da barra mais crítica para cenários com e sem contingência.



Fonte: PlotCEPEL

Buscando avaliar a margem de estabilidade do sistema sob esta contingência, obteve-se que o ponto de operação do sistema é de 2966,34 MW e o ponto de máximo carregamento é 4599,47 MW. Logo,

$$\text{MET} = 4599,47 - 2966,34 = 1633,13 \text{ MW} \quad (4.3)$$

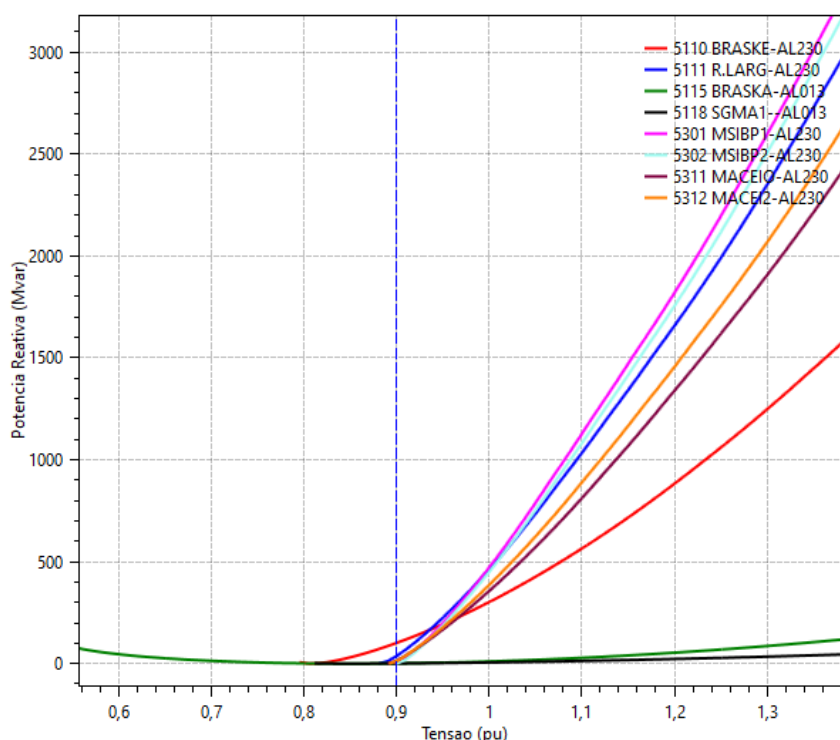
Ou seja, a margem de estabilidade de tensão para o sistema sob contingência do transformador P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003 é de 1633,13 MW ou 35,507%.

Quando comparada à margem de estabilidade do sistema em condição operativa normal que foi de 35,53%, verifica-se que esta contingência não impacta consideravelmente a margem do subsistema sob análise. Ademais, ainda está bem acima do estabelecido nos Procedimentos de Rede para margem de segurança de tensão.

Quanto aos estudos das curvas QV, tem-se na Figura 4.22 as oito barras mais críticas quanto a margens de potência reativa no sistema. No cenário base as barras AR.MVV-AL230 e ARAPIR-AL230 apareceram como duas das mais críticas, contudo, para o cenário de contingência do transformador elas não aparecem mais.

Novamente o ponto mínimo de todas as curvas estão acima do eixo horizontal, significando, assim, que o sistema apresenta carência de potência reativa, necessitando, portanto, de um fornecimento adicional de reativos para prevenir o colapso de tensão.

Figura 4.22 - Curvas QV para sistema com contingência de transformador.



Fonte: PlotCEPEL

Com isso, tem-se na Tabela 4.12 as margens de potência reativa de cada barra analisada. Como todas as curvas estão acima do eixo horizontal, significa que estes valores de margem representam o quanto de reativos estas barras necessitam para

prevenir o colapso de tensão, com exceção novamente da barra MSIBP2-AL230 que apresenta o ponto mínimo da curva no eixo horizontal, e, portanto, não tem margem.

Tabela 4.12 - Margens de potência reativa das barras.

Barra	Nome	Margem de potência reativa (Mvar)
5110	BRASKE-AL230	101,302
5111	R.LARG-AL230	36,905
5311	MACEIO-AL230	13,375
5312	MACEI2-AL230	12,316
5301	MSIBP1-AL230	3,257
5115	BRASKA-AL013	1,181
5118	SGMA1—AL013	0,847
5302	MSIBP2-AL230	0

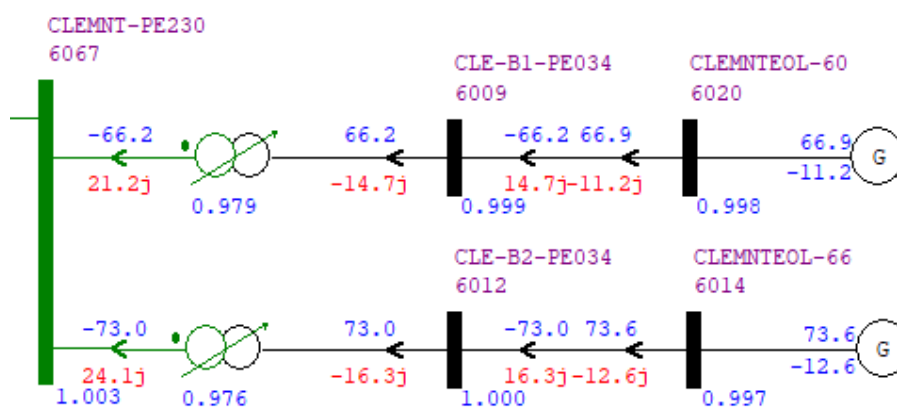
Fonte: Resultados de simulações.

Verifica-se que do cenário sob condições operativas normais para o cenário com contingência do transformador P.AFON-BA500 / PAFO-4UHE003 não houve muita discrepância quanto à margem de carregamento de potência reativa.

#### 4.4. Contingência em LT GARANH-PE230 / CLEMENT-PE230

Considerando o escoamento de energia eólica da barra coletora CLEMENT-PE230 para a subestação de Garanhuns 230 kV, como pode-se observar na Figura 4.23, nota-se a importância da linha de transmissão com circuito único que interliga estas duas barras.

Figura 4.23 - Sistema conectado a CLEMNT-PE230.



Fonte: ANAREDE.

Tendo isso em vista, é válido analisar os impactos da contingência desta linha de transmissão no sistema estudado. Para isso, foi utilizado novamente o Programa

de Contingências Programadas (EXCT), onde é configurada a abertura do circuito (CIRD), conforme mostra a Figura 4.24.

Figura 4.24 - Configurações de contingência de circuito no ANAREDE.

Contingência de Circuito - Abrir (CIRD) ×

Circuito

Barra De: 5091 Nome: GARANH-PE230

Barra Para: 6067 Nome: CLEMNT-PE230

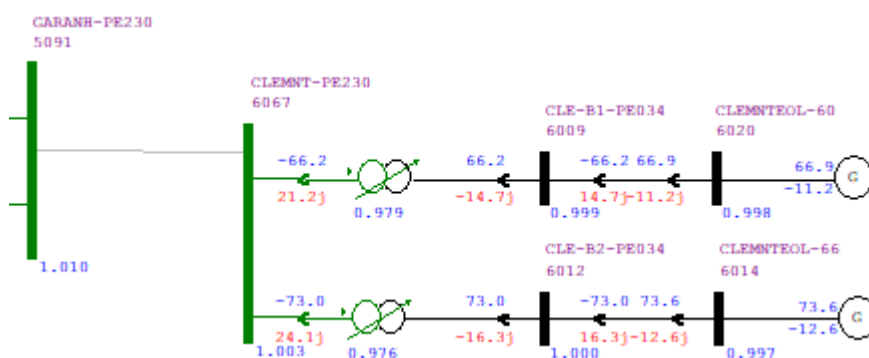
Número: 3

Abertura

Barra De  Barra Para  Ambas

Fonte: ANAREDE.

Figura 4.25 - Trecho do sistema com contingência da linha.



Fonte: ANAREDE.

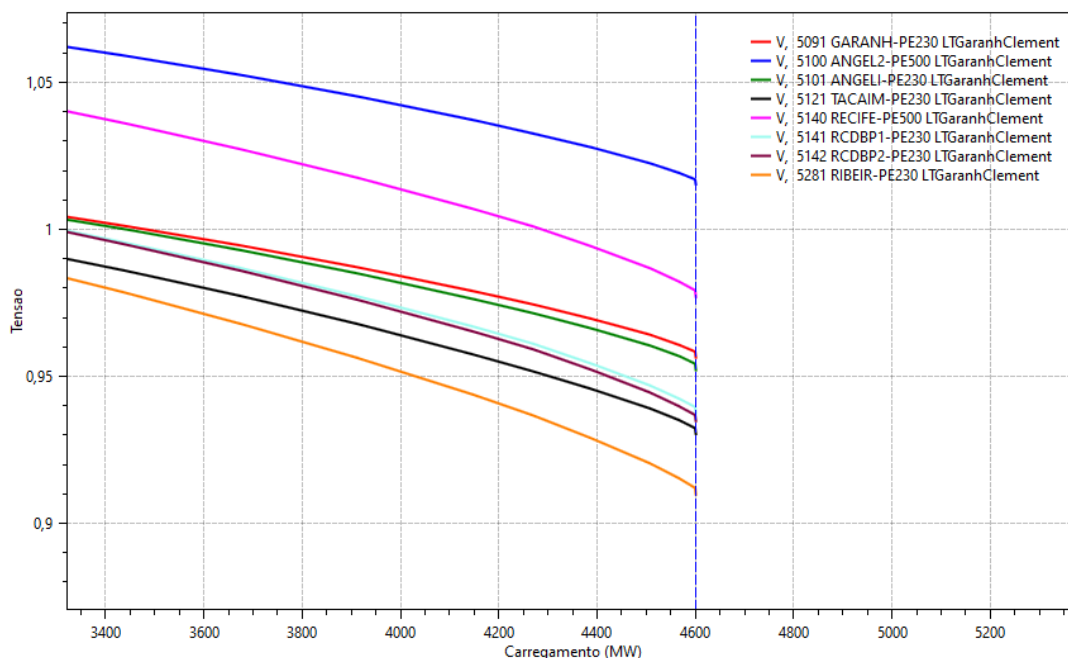
Na Figura 4.25 é ilustrado o trecho sob análise com a saída da LT. Através da monitoração da variação de tensão pós-contingência é possível observar que não houve superação para a monitoração da nenhuma das grandezas (fluxo, tensão ou reativos) do sistema.

#### 4.4.1 Análise de estabilidade

Como a contingência foi aplicada na LT entre Garanhuns 230 kV e São Clemente 230 kV, esta segunda barra ficou isolada do bloco de cargas que foi incrementado ao longo do fluxo de potência continuado, logo, não é possível a análise da curva PV desta barra. Portanto, foram obtidas as curvas PV das outras oito barras mais sensíveis ao incremento de carga do sistema (Figura 4.26).

A partir dela, tem-se que o ponto de máximo carregamento do sistema sob contingência da LT é de 4599,51 MW, ocasionando, a partir deste ponto, instabilidade nas barras.

Figura 4.26 - Curvas PV para sistema com contingência de linha.



As tensões em cada barra no ponto de máximo carregamento do sistema são apresentadas na Tabela 4.13, onde se observa que, quando comparado ao sistema sob condição operativa normal, as tensões são levemente maiores, embora o valor do máximo carregamento seja vagamente menor.

Tabela 4.13 - Sensibilidade das barras quanto ao incremento de carga.

Barra	Nome	Tensão no ponto de máximo carregamento (pu)
5281	RIBEIR-PE230	0,9120
5121	TACAIM-PE230	0,9323
5142	RCDBP2-PE230	0,9367
5141	RCDBP1-PE230	0,9395
5101	ANGELI-PE230	0,9583
5091	GARANH-PE230	0,9542
5140	RECIFE-PE500	0,9792
5100	ANGEL2-PE500	1,0169

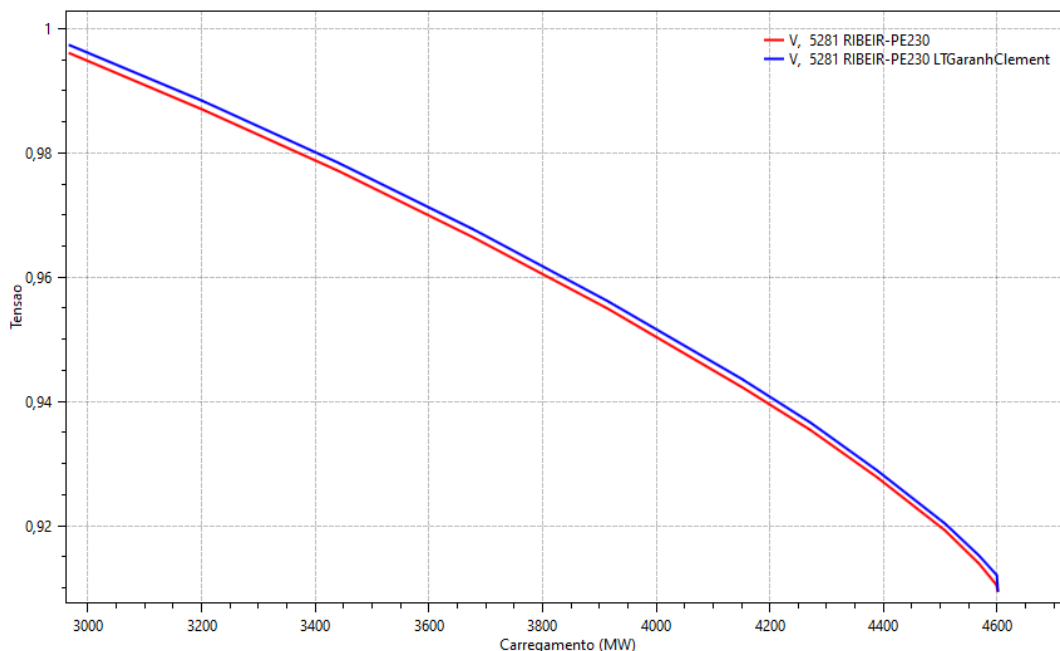
Fonte: Resultados de simulações.

Na Figura 4.27 é possível observar a razão disto. Tem-se a comparação das curvas PV para a barra RIBEIR-PE230 (a mais sensível) para o cenário com e sem contingência. Verifica-se que no cenário com contingência da LT houve inicialmente



uma pequena elevação nesta barra, não ultrapassando, porém, os limites admissíveis sob contingência. Este fenômeno é observado para todas as outras barras.

Figura 4.27 - Comparação de curvas PV da barra mais crítica para cenários com e sem contingência.



Fonte: PlotCEPEL

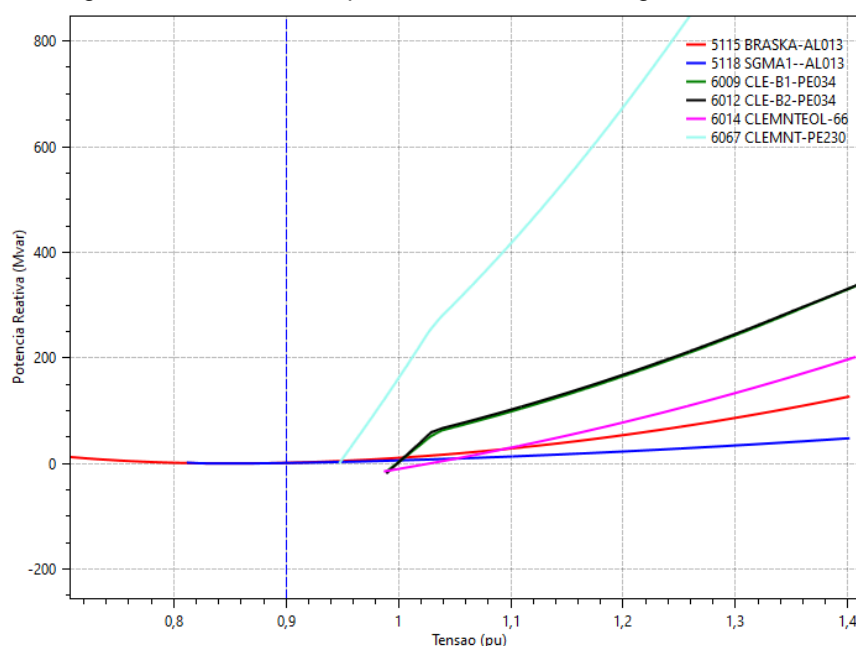
Analisando que o ponto de operação do sistema é de 2966,25 MW e o ponto de máximo carregamento é 4599,51 MW, tem-se que a margem de estabilidade de tensão é dada por:

$$\text{MET} = 4599,51 - 2966,25 = 1633,26 \text{ MW} \quad (4.4)$$

Ou seja, a MET para o sistema sob contingência da LT GARANH-PE230 / CLEMENT-PE230 é de 1633,26 MW ou 35,509%. Quando comparada à margem de estabilidade do sistema em condição operativa normal que foi de 35,53% e ao requisito mínimo de 7% do ONS, verifica-se que esta contingência não impacta consideravelmente a margem do subsistema sob análise.

Para o cenário com contingência na LT GARANH-PE230 / CLEMENT-PE230 as análises nas curvas QV (Figura 4.28) foram diferentes dos cenários anteriores por se tratar de um trecho que conecta uma barra coletora de usinas eólicas da região ao sistema sob análise.

Figura 4.28 - Cuvas QV para sistema com contingência de linha.



Fonte: PlotCEPEL

Com isso, tem-se na Tabela 4.14 as margens de potência reativa de cada barra analisada, sendo duas já analisadas anteriormente da região de Alagoas e as outras barras pertencentes ao complexo eólico Ventos de São Clemente.

Tabela 4.14 - Margens de potência reativa das barras.

Barra	Nome	Margem de potência reativa (Mvar)
5115	BRASKA-AL013	1,183
5118	SGMA1—AL013	0,849
6067	CLEMNT-PE230	0
6014	CLEMNTEOL-66	-15,189
6009	CLE-B1-PE034	-16,569
6012	CLE-B2-PE034	-19,004

Fonte: Resultados de simulações.

Neste cenário, é possível analisar que as barras BRASKA-AL013 e SGMA1—AL013 novamente apresentam valores de margem que representam o quanto de reativos estas barras necessitam para prevenir o colapso de tensão. Já a barra CLEMNT-PE230 apresenta o ponto mínimo da curva no eixo horizontal, e, portanto, não tem margem. Quanto às barras CLEMNTEOL-66, CLE-B1-PE034 e CLE-B2-PE034 do complexo eólico, elas apresentam ainda uma margem de potência reativa, pois o ponto mínimo da curva QV está abaixo do eixo horizontal.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo de caso abordado neste trabalho trata-se da área leste 230/500kV do Sistema Interligado Nacional, que apresenta características intrínsecas como o escoamento de usinas eólicas em um trecho e usinas hidrelétricas em outro. Os estudos de análise em regime permanente desenvolvidos para este caso são essenciais para obter informações acerca do estado de operação do sistema, garantindo sua operação de forma segura mesmo sob alguma contingência.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram seguidos os procedimentos e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atestando, assim, a confiabilidade do estudo.

Através das análises de fluxo de potência foram verificadas as condições do sistema sob condição operativa normal para cenários de carga leve, média e pesada, não havendo superação dos limites admissíveis para nenhuma das grandezas. Para as análises de estabilidade estática de tensão foram utilizadas como metodologia as curvas PV e QV, e, observou-se desde o caso base que embora haja suportabilidade das barras quanto ao carregamento de potência ativa, há uma necessidade de reativos no sistema visando prevenir o colapso de tensão. Ademais, contingências em transformador da Usina de Paulo Afonso implicam em elevado índice de severidade, expondo a possibilidade de diversas violações no SIN.

Os estudos de fluxo de potência sob diferentes condições de carga expõem atendimento aos limites de tensão em 230 e 500 kV, além de que linhas de transmissão e transformadores conseguem suportar as condições impostas pelos cenários de regime permanente. Da análise de estabilidade estática nestas condições, foi constatado um leve aumento da Margem de Estabilidade de Tensão em condição operativa normal após o acionamento do reator manobrável de linha entre as SEs Rio Largo II e Arapiraca (230 kV).

Em todos os cenários de simulações analisados (com e sem contingências) foram obtidos valores de margem de estabilidade superiores à referência de margem de segurança dos Procedimentos de Rede, comprovando, assim, que o sistema sob análise neste trabalho opera de forma segura.

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se estudos de alocação ótima de bancos de capacitores considerando estratégias de controle de reativos para a melhoria da margem de estabilidade, e estudos de estabilidade estática de tensão na área leste 230/500kV do SIN considerando impactos de expansões na região, como por exemplo, expansões de geração eólica ou implementação de novos autotransformadores.

## REFERÊNCIAS

ANDRADE, M. S. **Metodologia alternativa do fluxo de potência continuado para avaliação da penetração de geração eólica em sistemas elétricos de potência**. 2017. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, 2017.

ANEEL. **Resolução ANEEL nº 265 de 10/06/2003**. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e distribuição. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=99609#:~:text=%22Estabelece%20os%20procedimentos%20para%20presta%C3%A7%C3%A3o,Procedimentos%20de%20Rede%20que%20especifica>. Acesso em: 12/08/2022.

BARBOSA, A. C. **Controle Automático De Geração Na Refinaria Abreu E Lima – RNEST**. 2015. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Centro federal de Educação Tecnológica. Belo Horizonte, 2015.

BRASIL. **Lei Nº 10.848 de 15/03/2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm). Acesso em: 16/09/2022.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente**, 2022. Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/anared-2/>. Acesso em: 20/09/2022.

CHEN, X.; BROMBERG, D.; LI, X.; PILEGGI, L.; HUG, G. **A robust and efficient power series method for tracing pv curves**. In: IEEE. 2015 North American Power Symposium (NAPS). [S.I.], 2015. p. 1–6.

COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF. **Sistema Chesf**, 2022. Disponível em: <https://www.chesf.com.br/SistemaChesf/Pages/default.aspx>. Acesso em: 15/08/2022.

CUTSEM, T., VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Kluwer Academic Publishers (Power Electronics and Power Systems Series), 1998.

DUARTE, S. **Confiabilidade e Segurança – Curiosidades**. Engenharia Aeronáutica, 31 de jan. de 2020. Disponível em:

<https://engenhariaaeronautica.com.br/curiosidades-engenharia-aeronautica/confiabilidade-e-seguranca-curiosidades/>. Acesso em: 30/09/2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudos para a expansão da transmissão: Nota Técnica**. Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-348/EPE-DEE-NT-098-2017-rev0.pdf>. Acesso em: 05/10/2022.

GLOVER, J. D.; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, M. S. **POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN**. 6. ed. Boston: Cengage Learning, 2017.

JABUINSKI, Monalisa. **Análise de contingências no sistema elétrico de potência nos cenários de cargas ZIP**. 2021. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2021.

JÚNIOR, A. S. M. **Análise de Contingências com Critério N-1 em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o ANAREDE**. 2019. 56 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2019.

KUNDUR, P. et al. **Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions**. IEEE transactions on Power Systems, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LEITE, M. F. **Avaliação da Estabilidade de Tensão Utilizando Índice Rápido e a Metaheurística Colônia de Formigas**. 2013. 71 f. Dissertação de Mestrado – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande. Paraíba, 2013.

LELLYS, D.; MIRANDA, L. **Proteção, medição e controle de sistemas de potência (GPC): “retrofit” de proteção de linha de 500 kV**. Foz do Iguaçu: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 1999.

MACÊDO, A. V. **Solução de Fluxo de Potência, Cálculo da Estabilidade de Tensão e Equivalente de Redes com aplicações utilizando o ANAREDE**. 2009. 66 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2009.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2011.

NESPOLO, J.P.A. et al. **Determinação de Áreas de Segurança no Sistema Interligado Nacional do Paraguai a partir de Curvas PQV**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O Papel do ONS e os Desafios da Operação do SIN**, 2019. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica/apresentacoes-em-eventos/ALVAROFLEURY.pdf>. Acesso em: 17/09/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Energia no futuro – Suprimento Elétrico**, 2022.f. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>. Acesso em: 05/08/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Mapa dinâmico do SIN**, 2022.c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 12/08/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O que é o SIN**, 2022.a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 01/08/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O sistema em números**, 2022.b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 03/08/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Procedimentos de Rede ONS**, 2022.d. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 05/08/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Qualidade do suprimento**, 2022.e. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 10/09/2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no Sistema Interligado Nacional**, 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/BISE%20ONS%20032-18%20271118-23h49%20-%20Pernambuco%20e%20Alagoas.pdf>. Acesso em: 08/10/2022.

PRADA, R. B. et al. **Identificação do ramo de transmissão crítico para reforço das condições de segurança de tensão**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2006.

SINTEGRE, Planejamento Elétrico: **Diretrizes para a Operação com Horizonte Quadrimestral**, 2022. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62>. Acesso em 05/09/2022.

TAKADA, Izumi R. Santos. **Procedimento computacional para avaliação do problema de colapso de tensão em sistemas de potência**. 2006. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Brasília, 2006.

VALE, M. H. M. et al. **Compensação reativa e controle de tensão - avaliação técnica de alternativas de expansão nos aspectos de estabilidade de tensão**. Belo Horizonte - MG, 2004.

VILELA, O. R. V. **Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos – análise do impacto do despacho da geração**. 2014. 84 f. Dissertação de Mestrado – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2014.