



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MIGUEL VIEIRA DE BARROS LIMA JUNIOR

**METODOLOGIA PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA PARA
CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS SEGUNDO CRITÉRIOS NACIONAIS**

SOBRAL

2023

MIGUEL VIEIRA DE BARROS LIMA JUNIOR

METODOLOGIA PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECAÂNICA PARA
CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS SEGUNDO CRITÉRIOS NACIONAIS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
CAMPUS SOBRAL da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Éber de Castro Di-
niz.

SOBRAL

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

L699m Lima Junior, Miguel Vieira de Barros.
Metodologia para estudos de estabilidade eletromecânica para conexão de centrais geradoras segundo critérios nacionais / Miguel Vieira de Barros Lima Junior. – 2023.
77 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Éber de Castro Diniz.

1. Estabilidade Eletromecânica. I. Título.

CDD 621.3

MIGUEL VIEIRA DE BARROS LIMA JUNIOR

METODOLOGIA PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA PARA
CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS SEGUNDO CRITÉRIOS NACIONAIS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
CAMPUS SOBRAL da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 06 de Dezembro de 2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Éber de Castro Diniz (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Romulo Nunes de Carvalho Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Matheus Renan Alves
TELLAR - CE

À minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

A minha mãe, Zenólia, e ao meu pai, Miguel, por terem formado o ser humano que eu sou hoje, me ensinado o valor do conhecimento e me apoiado na busca pelos meus sonhos.

Ao meu irmão, Mizael, por ter acompanhado toda a minha trajetória e estar sempre ao meu lado torcendo pelo meu sucesso.

A minha família por ter me ajudado a crescer e me apoiar a seguir meu destino.

Aos meus amigos João Pedro, Henry Santos, Marcilio Barros, Maria Clara, Lucas Eduardo, Paulo Renato, Pâmalla Araujo e tantos outros que compartilharam os melhores e os piores momentos dessa trajetória ao meu lado, sempre dispostos a me dar apoio.

Aos professores Éber de Castro, Romulo Nunes, Marcio Amora, Juan Carlos, Vanessa Teixeira e vários outros que contribuíram de forma direta com o trabalho apresentado.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram e me apoiaram essa jornada.

"Se eu vi mais longe, foi por estar sobre ombro
de gigantes." (ISAAC NEWTON, 1675)

RESUMO

Ao lidar com Sistemas Elétricos de Potência, uma característica importante que deve ser avaliada com bastante rigor é a sua estabilidade eletromecânica, ou seja, a capacidade do sistema de manter a tensão e frequência em um estado de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio qualquer. Embora alguns critérios pontuais possam mudar de um sistema de potência para outro, o ideal é que todos tenham plena capacidade de retornar a sua operação em regime independente de qualquer evento indesejado que possa ocorrer. De uma forma geral, a avaliação da estabilidade de um sistema de potência é feita por meio de softwares, devido a alta complexidade dos cálculos envolvidos e dos sistemas elétricos atuais. Isso posto, existem alguns critérios que os órgãos responsáveis pela regulação do setor elétrico brasileiro, em especial a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), utilizam para avaliar se os sistemas que estão sob a sua responsabilidade estão estáveis ou não. Esses estudos são essenciais para a conexão de qualquer equipamento em alta tensão no solo brasileiro. Esse trabalho propõe criar uma metodologia de estudo que determine se a conexão de uma determinada usina é eletromecanicamente estável ou não segundo os critérios estabelecidos pelos agentes que regulam o setor elétrico nacional.

Palavras-chave: Sistemas Elétricos de Potência; estabilidade eletromecânica; setor elétrico brasileiro; ANEEL; ONS.

ABSTRACT

When dealing with Power Systems, one major feature that needs to be analyzed with keenness is its transient stability, which means the ability of the system to maintain its voltage and frequency in a equilibrium state after any disturbance. Although some specific criteria can change from one power system to another, the main goal is that all of them should have full capacity to return to a steady-state operation regardless any event that might occur. In a general way, the analysis of a power system stability is done through softwares, because of the high complexity in the calculation and in the current power systems. With that said, there is some criteria which the institutions responsible for the regulation of the Brazilian electrical system, in particular, the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) and the Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uses to define if the systems that are under their responsibility are stable or not. These studies are essential to the connection of any high-voltage equipment on Brazilian soil. This paper proposes a methodology of study that determines if the connection of a determined power plant is stable or not with the criteria determined by the agents who regulate the national electrical sector.

Keywords: Power Systems; transient stability; brazilian electrical sector; ANEEL; ONS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação da estabilidade de um sistema elétrico de potência	19
Figura 2 – Curva potência-ângulo de um gerador em um dado instante de tempo	23
Figura 3 – Curva potência-ângulo de um gerador para um aumento súbito de carga	24
Figura 4 – Sistema Máquina-Barra Infinita e sua curva potência-ângulo sob curto-circuito	26
Figura 5 – Curva V de uma máquina síncrona	28
Figura 6 – Curva de Capabilidade de um sistema Gerador-Turbina	29
Figura 7 – Enrolamentos Amortecedores de uma máquina síncrona	30
Figura 8 – Circuito π equivalente de uma Linha de Transmissão	31
Figura 9 – Diagrama de blocos de um sistema de excitação típico	35
Figura 10 – Representação da atuação de um regulador de velocidade em uma turbina hidráulica ou térmica	36
Figura 11 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade classico	37
Figura 12 – Topologia IEEE de 24 Barras	47
Figura 13 – Janela de Conversão de Cargas e Geradores	48
Figura 14 – Aba Solutions do PSS/E	49
Figura 15 – Mismatch do sistema calculado após a solução para o estudo	49
Figura 16 – Opção para registrar as curvas características nas barras selecionadas	51
Figura 17 – Cadastro de barras e grandezas a serem medidas	51
Figura 18 – Menu para iniciar simulação dinâmica	52
Figura 19 – Janela de Simulação	52
Figura 20 – Menu de Eventos Simuláveis no PSS/E	53
Figura 21 – Exemplo de gráfico gerado pelo PSS/E	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Categorias de Tensão em Regime Permanente para Média e Alta Tensão . . .	39
Tabela 2 – Limites de Tempo de Frequência por Evento	40
Tabela 3 – Limites de Tempo de Frequência Acumulados em um Ano	40
Tabela 4 – Tempo de eliminação de defeitos em estudos de estabilidade transitória . . .	43
Tabela 5 – Avaliação dos critérios para atuação correta das proteções	54
Tabela 6 – Avaliação dos critérios para falha das proteções	55
Tabela 7 – Relação entre demanda e capacidade de geração no terceiro cenário.	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

a_p	Parcela de Carga Ativa com Potência Constante
a_q	Parcela da Carga Reativa com Potência Constante
\vec{B}	Vetor densidade de fluxo magnético
b_p	Parcela de Carga Ativa com Corrente Constante
b_q	Parcela da Carga Reativa com Corrente Constante
C_c	Capacitância de um cabo, em parâmetros concentrados
c_p	Parcela de Carga Ativa com Impedância Constante
c_q	Parcela da Carga Reativa com Impedância Constante
D	Coefficiente de Amortecimento
f_v	Frequência da máquina a vazio
f_{pc}	Frequência da máquina a plena carga
H	Constante de Inércia
I_f	Corrente de Campo de uma Máquina Síncrona
I_a	Corrente de Armadura uma Máquina Síncrona
I_{line}	Corrente na impedância série da linha de transmissão
I_s	Corrente no terminal de entrada da linha
I_r	Corrente no terminal de saída da linha
l	Comprimento do condutor do campo magnético
L_c	Indutância de um cabo, em parâmetros concentrados
P	Potência Ativa de uma Carga
P_0	Potência ativa na Tensão de Referência
P_a	Potência de Aceleração do Rotor
P_e	Potência Elétrica, ou Eletromagnética, do Rotor
P_m	Potência Mecânica do Rotor
Q	Potência Reativa de uma Carga
Q_0	Potência Reativa na Tensão de Referência

R	Estatismo do Regulador de Velocidade
R_c	Resistência de um cabo, em parâmetros concentrados
S_m	Potência Aparente do Rotor
t	Tempo de Avaliação
T_a	Conjugado de Aceleração do Rotor
T_e	Conjugado Elétrico, ou Eletromagnético, do Rotor
T_m	Conjugado Mecânico do Rotor
\vec{v}	Velocidade da barra relativa ao campo magnético
V_0	Tensão na Barra
V_0	Tensão de Referência da Carga
V_g	Tensão nos terminais de saída do gerador
V_{ind}	Tensão induzida nas barras do enrolamento amortecedor
V_l	Tensão nos terminais da carga
V_s	Tensão no terminal de entrada da linha
X_{gl}	Reatância entre o gerador e a carga
Y	Admitância shunt π da linha de transmissão
Z	Impedância série π da linha de transmissão
Z_c	Impedância Característica de uma linha de transmissão
β	Característica Natural
γ	Constante de Propagação de uma linha de transmissão
α_P	Fator de Sensibilidade da Potência Ativa
α_Q	Fator de Sensibilidade da Potência Reativa
ΔP_D	Varição de Potência Demandada Registrada
Δf	Varição de Frequência do Sistema Registrada
θ_{cr}	Ângulo Crítico da Curva Potência-Ângulo
θ	Ângulo Elétrico
θ_m	Deslocamento Angular do Rotor
δ_m	Defasagem Angular do Rotor

ω_0	Velocidade Inicial do Rotor
ω_s	Velocidade Mecânica Síncrona do Rotor
®	Marca Registrada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos Gerais	18
1.2	Objetivos Especificos	18
2	CONCEITO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	19
2.1	A Equação de Oscilação	20
2.2	Crítério de Igualdade de Áreas	23
2.2.1	<i>Igualdade de Áreas para Variação de Carga</i>	23
2.2.2	<i>Igualdade de Áreas para Curto-Circuito</i>	25
2.2.3	<i>Limitações do Critério de Igualdade de Áreas</i>	26
3	EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA TRADICIONAL	27
3.1	Geradores Síncronos	27
3.1.1	<i>A Curva de Capabilidade de uma Máquina Síncrona</i>	28
3.1.2	<i>Enrolamentos Amortecedores em uma Máquina Síncrona</i>	29
3.1.3	<i>Condensadores Síncronos</i>	31
3.2	Linhas de Transmissão	31
3.3	Cargas	32
3.4	Regulador de Tensão	34
3.5	Regulador de Velocidade	36
4	ASPECTOS NORMATIVOS	39
4.1	Tensão e Frequência em Regime Permanente	39
4.2	Crítérios de Análise de Estabilidade Eletromecânica	41
4.3	Premissas para o Estudo de Estabilidade Eletromecânica	42
5	METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO	44
5.1	Verificação Prévia de Estabilidade em Regime Permanente	44
5.2	Modelagem dos Equipamentos	44
5.3	Definição do Escopo do Estudo	45
5.4	Análise dos Crítérios	46
5.5	Estudo de Caso	46

5.5.1	<i>Ferramenta Computacional</i>	47
5.5.2	<i>Etapa de Validação Prévia do Estudo</i>	48
5.5.3	<i>Etapa de Definição do Escopo do Estudo</i>	50
5.5.4	<i>Etapa de Modelagem dos Equipamentos</i>	50
5.5.5	<i>Análise dos Critérios</i>	51
5.5.5.1	<i>Análise do Primeiro Cenário</i>	54
5.5.5.2	<i>Análise do Segundo Cenário</i>	55
5.5.5.3	<i>Análise do Terceiro Cenário</i>	56
5.5.5.4	<i>Resumo da Análise dos Critérios</i>	57
6	CONCLUSÃO	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE A –DADOS DOS GERADORES	61
	APÊNDICE B –DADOS DAS CARGAS E TRANSFORMADORES	62
	APÊNDICE C –DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	63
	APÊNDICE D –DADOS UTILIZADOS: GENROE	64
	APÊNDICE E –DADOS UTILIZADOS: IEEEEX1	65
	APÊNDICE F –DADOS UTILIZADOS: IEEEESGO	66
	APÊNDICE G –DADOS UTILIZADOS: PSS2A	67
	APÊNDICE H –PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: PRIMEIRO CENÁRIO	68
	APÊNDICE I –PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: SEGUNDO CENÁRIO	69
	APÊNDICE J –PERFIL DE TENSÃO TRANSITÓRIA: TERCEIRO CENÁRIO	70
	APÊNDICE K –PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: TERCEIRO CENÁRIO	71
	ANEXO A –DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO GENROU PARA UM GERADOR SÍNCRONO	72
	ANEXO B –DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO IEEEEX1 PARA SISTEMA DE EXCITAÇÃO	73
	ANEXO C –DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO PSS2A PARA ESTABILIZADOR DE POTÊNCIA	74

**ANEXO D –DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO IEEEESGO PARA
REGULADOR DE VELOCIDADE 75**

1 INTRODUÇÃO

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser subdividido em três partes: Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica. Todas essas três partes precisam de monitoramento, intervenções e estudos constantes para que a demanda crescente por energia elétrica seja cumprida de forma segura e padronizada.

O governo brasileiro possui diversos órgãos responsáveis por gerir e fiscalizar a operação e a expansão do sistema elétrico nacional como um todo, dentre os quais podemos destacar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), incumbida de regular e fiscalizar o setor desde a geração até a distribuição de energia; e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que coordena e controla o sistema de geração e transmissão no país. Ambos os órgãos citados são responsáveis por elaborar normas que, dentre outras coisas, delimitam os indicadores aceitáveis para a operação contínua do sistema.

No escopo da geração de energia, um dos estudos mais importantes a serem realizados é o estudo de estabilidade eletromecânica do sistema elétrico de potência, também conhecido como estudo de estabilidade transitória, uma vez que é esse estudo que garante que o sistema é capaz de manter sua robustez e qualidade de fornecimento independente de qualquer distúrbio que possa eventualmente acontecer. Conforme estabelecido no documento Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 Passos (ONS, 2023), o estudo de estabilidade eletromecânica é de responsabilidade do acessante, e é um pré-requisito para a conexão de qualquer central geradora, independente da fonte de energia, bem como a conexão de qualquer consumidor livre com potência instalada acima de 5MW.

De forma geral, o conceito de estabilidade transitória procura assegurar o funcionamento em regime permanente, mesmo diante de um evento, de duas grandezas elétricas: A tensão e a frequência. Para garantir a operação, são utilizados diversos equipamentos, tais como: Reguladores de Frequência, Reguladores de Tensão, Banco de Capacitores, Banco de Reatores e Compensadores Síncronos. Além disso, a própria característica da carga ou do gerador acaba invariavelmente afetando a estabilidade do sistema.

Devido a dificuldade dos cálculos envolvidos na dinâmica de um Sistema Elétrico de Potência, principalmente ao levar em conta a complexidade e a dimensão do Sistema Interligado Nacional (SIN), é necessária a utilização de softwares dedicados para a realização do estudo de estabilidade eletromecânica de forma confiável e rápida.

Diante da importância do conceito que a estabilidade eletromecânica possui dentro

do processo de geração de energia, bem como a dificuldade que os estudantes da graduação possuem com relação ao tema por não ter muito contato com esse tipo de assunto, julgou-se pertinente elaborar um material didático para facilitar a execução desse tipo de estudo para a disciplina de Produção de Energia da Universidade Federal do Ceará (UFC).

1.1 Objetivos Gerais

Este material tem o objetivo de elaborar uma metodologia eficiente e didática que auxilie o estudo de estabilidade eletromecânica da conexão de uma central geradora em um SEP, a fim de se determinar a condição de estabilidade segundo os critérios estabelecidos pela ONS e pela ANEEL para o sistema elétrico nacional. Dessa forma, qualquer estudante pode conduzir um estudo de estabilidade transitória com maior rapidez, segurança e clareza dos fatores que são responsáveis por regular o setor elétrico diante de um distúrbio elétrico.

1.2 Objetivos Específicos

- Esclarecer os leitores acerca dos critérios estabelecidos pelos órgãos regulatórios brasileiros para considerar um sistema elétrico estável;
- Fornecer o embasamento teórico sobre os equipamentos fundamentais envolvidos na regulação de tensão e frequência de um SEP;
- Apresentar uma metodologia que permita realizar o estudo de estabilidade eletromecânica e determinar o critério de estabilidade na conexão de uma central geradora em um SEP segundo os órgãos reguladores brasileiros;
- Explorar o funcionamento de uma ferramenta computacional tipicamente envolvida nesse tipo de estudo.

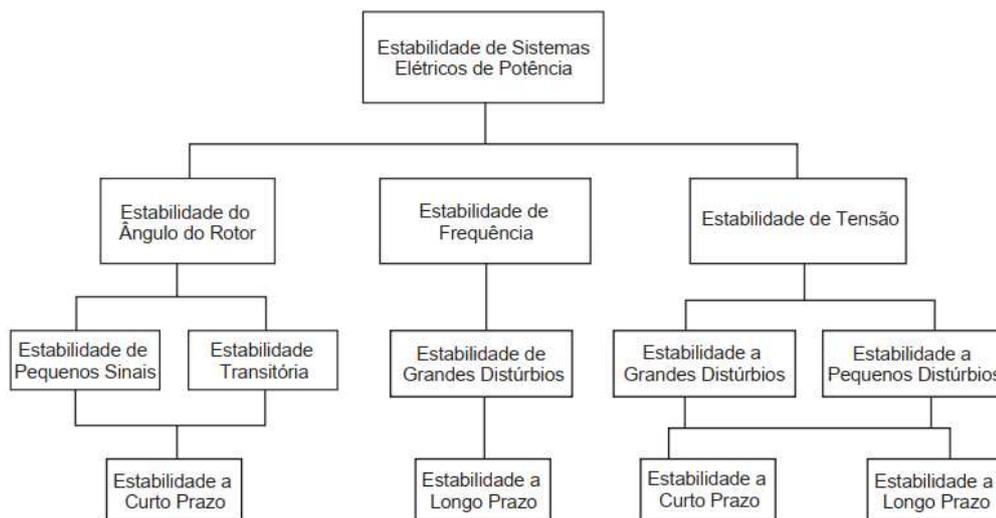
2 CONCEITO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O conceito de estabilidade dentro do setor elétrico pode ser entendido como a capacidade do sistema elétrico de potência de, diante de um distúrbio, aplicar forças restauradoras de mesma intensidade ou com uma intensidade maior, a fim de que o equilíbrio seja restaurado (SAADAT, 1999). De acordo com Kundur *et al.* (2004), existem uma variedade de fatores que resultam na instabilidade do sistema, os quais podem ser categorizados baseando-se nos seguintes fatores:

- A natureza física relacionada ao parâmetro do sistema pelo qual é possível observar a instabilidade;
- As dimensões do distúrbio que está ocorrendo;
- Os equipamentos, processos e o tempo de resposta que precisam ser levados em consideração diante do distúrbio.

Diante das considerações citadas, é parametrizado que o fenômeno da estabilidade elétrica pode ser classificado em 3 grandes categorias: Estabilidade do Ângulo do Rotor, Estabilidade de Tensão e Estabilidade de Frequência, como mostrado na Figura 1 a seguir:

Figura 1 – Classificação da estabilidade de um sistema elétrico de potência



Fonte: Adaptado de Kundur (2004)

A Estabilidade do Ângulo do Rotor se refere a capacidade do sistema como um todo manter o sincronismo, ou seja, a tendência de todos os geradores do sistema operar com a mesma frequência nominal ao mesmo tempo. Conforme apresentado na Figura 1, esse tipo de

estabilidade pode ser subdividida em duas categorias: Estabilidade de Pequenos Sinais, que se preocupa com a manutenção de sincronismo sob pequenas perturbações, como o defasamento angular entre geradores de uma mesma usina; e a Estabilidade Transitória, que avalia o sistema diante de um distúrbio de grande intensidade, como um curto circuito. Ambos os distúrbios são considerados como fenômenos de curto prazo, possuindo um intervalo de avaliação de 10 a 20 segundos após a ocorrência de um evento (KUNDUR *et al.*, 2004).

O conceito de Estabilidade de Tensão é definido como a habilidade do sistema de manter a tensão de operação em todos os barramentos do sistema após um distúrbio, bem como em regime. De forma similar a Estabilidade do Ângulo do Rotor, esse tipo de estabilidade também é categorizada com relação a intensidade do evento, sendo suas categorias a Estabilidade a Grandes distúrbios, como perda de uma unidade geradora; e a Estabilidade a Pequenos distúrbios, como pequenas variações de carga. Kundur *et al.* (2004) define que o período de estudo para a estabilidade de tensão pode ser avaliado tanto no curto prazo, com uma avaliação na escala de segundos, quanto no longo prazo, com avaliação na escala de dezenas de minutos .

Já a Estabilidade de Frequência se refere a característica do sistema de restaurar a frequência em um intervalo nominal após um grande distúrbio. Ao contrário das categorias anteriormente citadas, essa categoria se refere apenas a grandes distúrbios, como o ilhamento de duas áreas interconectadas, e são avaliados apenas a longo prazo, com o tempo de estudo podendo chegar a dezenas de minutos (KUNDUR *et al.*, 2004).

É importante ressaltar que, embora a Estabilidade de Frequência e a Estabilidade de Tensão sejam categorias distintas, a Estabilidade do Ângulo do Rotor provoca alterações tanto na frequência quanto na tensão do sistema elétrico de potência. Essas três categorias foram separadas considerando mais o escopo do estudo do que a grandeza elétrica que será afetada pelo evento em si.

2.1 A Equação de Oscilação

Para entender de forma detalhada o fenômeno da estabilidade angular, é necessário abordar a equação de oscilação. De acordo com o apresentado por Grainger e Stevenson (1994), o movimento do rotor de uma máquina síncrona se baseia no princípio que o torque de aceleração de um corpo é matematicamente descrito pelo produto da aceleração angular do rotor com o seu momento de inércia, ou seja:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Em que:

J = Momento de Inércia da massa dos rotores [kg/m^2]

θ_m = Deslocamento angular do rotor com relação a uma origem arbitrária [rad]

t = Tempo de avaliação [s]

T_m = Conjugado mecânico do rotor [$N.m$]

T_e = Conjugado elétrico, ou eletromagnético, do rotor [$N.m$]

T_a = Conjugado de aceleração do rotor [$N.m$]

Em condições normais de operação, o conjugado mecânico é igual o conjugado angular e, portanto, a velocidade do rotor se mantém constante, ocorrendo alguma aceleração apenas sob a ocorrência de um evento. O deslocamento angular definido na equação acima considera uma referência estacionária, e é descrito pela equação:

$$\theta_m(t) = \omega_s t + \delta_m \quad (2.2)$$

Sendo:

ω_s = Velocidade mecânica síncrona do rotor [rad/s]

δ_m = Defasagem angular do Rotor [rad]

Ao avaliar a estabilidade, é mais conveniente avaliar a defasagem angular do que o deslocamento angular, visto que o deslocamento angular continuará crescendo mesmo a uma velocidade constante. Ao calcular a derivada de segunda ordem da equação acima, pode-se afirmar que:

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (2.3)$$

Substituindo a equação (2.3) na equação (2.1), obtém-se:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Para Grainger e Stevenson (1994), a potência pode ser definida como o produto entre o Conjugado e a Velocidade angular. Ao multiplicar âmbos os lados da equação 2.4 pela velocidade angular do motor, pode-se obter a seguinte expressão:

$$J\omega_s \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = Pa = Pm - Pe \quad (2.5)$$

Ao avaliar a estabilidade de uma máquina, é definida uma constante conhecida como *constante H*, ou Constante de Inércia por unidade, que é definida como a razão entre a energia cinética da máquina na velocidade síncrona, em MJ, e a potência nominal da máquina, em MVA. Essa constante pode ser descrita pela equação a seguir:

$$H = J \frac{\omega_s^2}{2S_m} \quad (2.6)$$

Ao aplicar a equação (2.6) na equação (2.5) e dividir ambos os lados por S_m , obtém-se a equação de oscilação no sistema por unidade:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = Pa = Pm - Pe \quad (2.7)$$

Vale ressaltar que o ângulo δ_m corresponde ao ângulo mecânico do gerador, associado a sua posição. Em estudos elétricos, é comum utilizar o ângulo elétrico δ . Considerando um gerador com um número de polos p , Saadt (1999) define que δ_m se relaciona com δ por:

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (2.8)$$

O ângulo elétrico possui influência determinante na potência elétrica transferida do gerador para a carga. Em um sistema simples, com apenas duas máquinas ou uma máquina e uma carga, a potência elétrica ativa transferida pode ser descrita matematicamente pela seguinte equação:

$$P_e = \frac{|V_g||V_l|}{X_{gl}} \text{sen}(\delta) \quad (2.9)$$

Onde:

V_g = Tensão nos terminais de saída do gerador

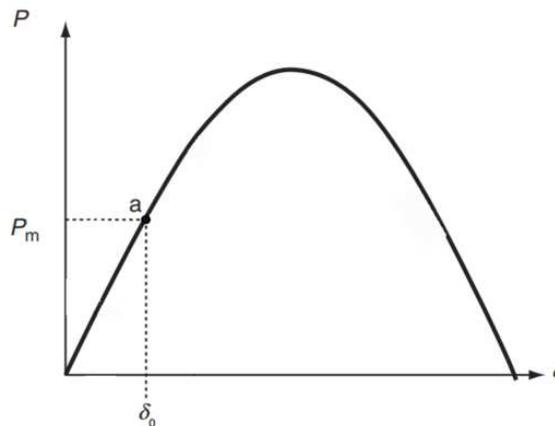
V_l = Tensão nos terminais da carga

X_{gl} = Reatância entre o gerador e a carga

2.2 Critério de Igualdade de Áreas

Segundo Bichels (2018), a avaliação da estabilidade de sistemas elétricos que podem ser reduzidos à condição de duas máquinas, ou máquina - barra infinita, pode ser feita utilizando um método denominado Critério de Igualdade de Áreas. Esse critério consiste em avaliar o equilíbrio entre a potência mecânica e a potência elétrica do sistema em um gráfico utilizando a curva potência-ângulo descrita pela equação (2.9), conforme exemplificado na Figura 2.

Figura 2 – Curva potência-ângulo de um gerador em um dado instante de tempo



Fonte: Adaptado de Grigsby (2012)

Quaisquer eventos que possam ocorrer no sistema elétrico de potência provocam uma variação súbita na potência elétrica do gerador. Embora a potência elétrica demandada pela carga tenha a capacidade de ter variações abruptas, a potência mecânica no eixo do gerador possui uma variação mais lenta, devido a própria natureza do movimento da turbina. Esse descompasso irá, conforme descrito na equação (2.7), gerar uma potência de aceleração, o que irá afetar o ângulo δ do rotor e, conseqüentemente, a sua velocidade. Para o escopo do estudo, existem 2 eventos a serem avaliados por esse critério: Variação abrupta de carga; e curto-circuito.

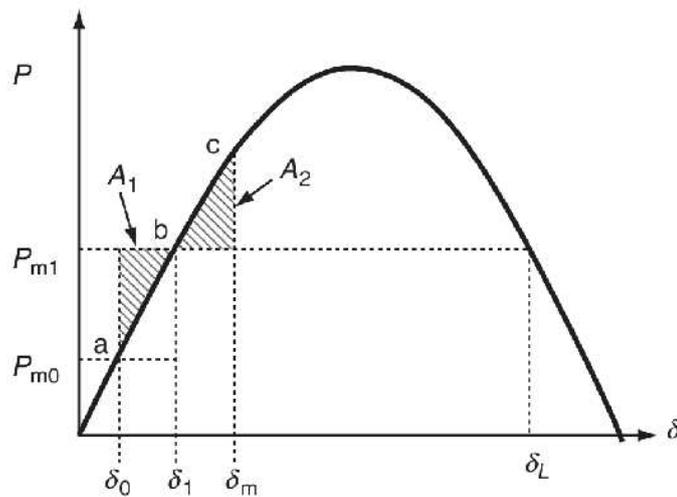
2.2.1 Igualdade de Áreas para Variação de Carga

Para esse tipo de situação, pode-se considerar a Figura 3. No instante inicial, descrito pelo ponto 'a', pode-se considerar que a potência mecânica P_{m0} , que pode ser entendida como a potência solicitada pela carga, e a potência elétrica gerada, descrita pela curva, são iguais. No entanto, há uma entrada instantânea de uma grande carga, elevando a potência demandada pelo eixo do rotor para P_{m1} . Ao avaliar o cenário segundo a equação (2.7), é possível observar que o desbalanço entre a potência gerada e a potência demandada irá provocar a aceleração do rotor

para que a potência gerada se iguale a potência demandada, e o sistema chegue no ponto 'b'.

No momento que a igualdade de potências é atingida, o rotor continua em movimento devido ao princípio da inércia, chegando na situação onde a potência elétrica gerada pela máquina é maior do que a potência demandada pelo sistema. De acordo com a equação de oscilação, isso irá gerar uma potência de desaceleração do rotor, atingindo o seu valor máximo no ponto 'c' e fazendo com que o sistema volte para o ponto 'b'. Ao voltar para o ponto 'b', o motor ainda estará em movimento devido a sua inércia e ele irá retornar ao ponto 'a' novamente, criando uma situação onde o sistema fica continuamente oscilando entre o ponto 'a' e o ponto 'c'.

Figura 3 – Curva potência-ângulo de um gerador para um aumento súbito de carga



Fonte: Adaptado de Grigsby (2012)

Como o próprio nome sugere, o Critério de Igualdade de Áreas estabelece que o sistema estará instável se a área A1 for igual a área A2 na Figura 3. Ou seja:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) = 0 \quad (2.10)$$

O significado físico do critério é que o ganho de energia no rotor causado pela aceleração, representado pela área 1, não pode ultrapassar a energia que ele perde na etapa de desaceleração, representado pela área 2.

Para que seja possível a igualdade de áreas, existe um valor limite para δ que não deve ser ultrapassado, denominado ângulo crítico. Para que esse valor não seja ultrapassado, Saadt (1999) afirma que δ_m deve obedecer a seguinte relação:

$$(\delta_m - \delta_0)\sin\delta_0 + \cos\delta_m = \cos\delta_0 \quad (2.11)$$

De tal forma que o ângulo crítico δ_{cr} possui relação direta com δ_m pela seguinte equação:

$$\delta_{cr} = \pi - \delta_m \quad (2.12)$$

A situação acima também é válida para os casos onde há uma súbita entrada de potência na geração e carga constante, uma vez que, em sistemas elétricos de potência tradicionais, é desconsiderada a presença de qualquer dispositivo que armazene energia elétrica.

2.2.2 Igualdade de Áreas para Curto-Circuito

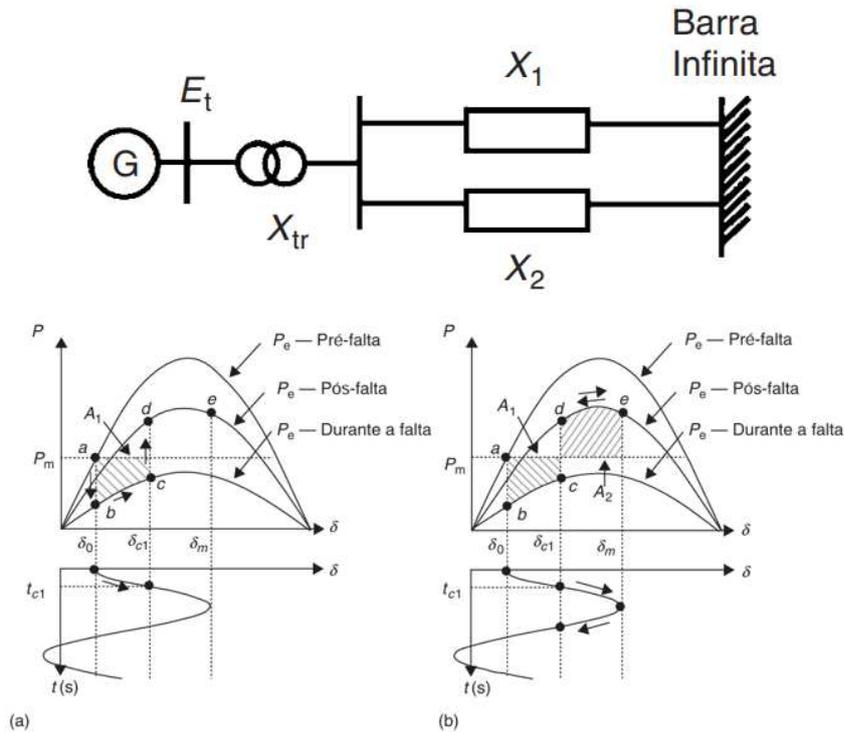
Para exemplificar o critério de igualdade de áreas para curto-circuito, pode-se considerar um sistema máquina-barra infinita, com um transformador e duas linhas em paralelo, de tal forma que a transmissão não seja interrompida na ocorrência da presença de um curto.

Conforme exemplificado na Figura 4, pode-se considerar uma falta trifásica ao longo de uma das linhas de transmissão em um determinado ponto 'a'. Ao analisar a eq.(2.9), observa-se que haverá uma redução na potência transmitida, devido ao aumento da impedância entre a máquina e a barra infinita com a perda de uma das linhas, levando-a para o ponto 'b'. O rotor irá acelerar para conseguir suprir a potência demandada P_m demandada pela carga. Para mitigar as perdas e corrigir o problema, a falta é isolada por meio da abertura da linha de transmissão em questão no ponto 'c'. Com isso, há uma redução na impedância da transmissão, elevando a potência transmitida para o ponto 'd', mas a impedância não voltará ao estado em que estava com todas as suas linhas de transmissão em pleno funcionamento.

Como a potência que ele está gerando no ponto 'd' é maior que a potência demandada, irá ser criada uma potência de desaceleração no rotor, de tal forma que ela atinge o seu valor máximo no ponto 'e' e retorna ao ponto 'd' e continua desacelerando, devido a sua inércia, criando uma situação de oscilação sustentada desde que a potência desenvolvida pelo gerador durante o evento seja igual a potência perdida após a isolamento do evento, representados por A_1 e A_2 , respectivamente.

Eventos como curto-circuito monofásico ou um curto-circuito bifásico geram as mesmas curvas potência-ângulo da Figura 4, com diferença apenas na intensidade das curvas

Figura 4 – Sistema Máquina-Barra Infinita e sua curva potência-ângulo sob curto-circuito



Fonte: Adaptado de Grigsby (2012)

durante e após a falta. Além disso, outros eventos como curto-circuito na barra ou manobras como fechamento de paralelo também são eventos análogos ao evento citado.

2.2.3 Limitações do Critério de Igualdade de Áreas

Como já mencionado, o critério de igualdade de áreas é um método simplificado utilizado para visualizar a estabilidade transitória em situações de baixa complexidade. Segundo Bichels (2018), em um sistema multimaquinas, a equação de oscilação deve ser resolvida para cada máquina, tornando o método da igualdade de áreas um método que possui apenas aplicação didática para o entendimento dos fenômenos envolvidos na estabilidade da máquina.

Ao levar em conta a quantidade de máquinas em sistemas elétricos de potência modernos, bem como a presença de várias equações não-lineares no estudo de estabilidade, conforme citado nos tópicos anteriores, é primordial que esses estudos sejam feitos por meio de ferramentas computacionais para que eles sejam concluídos em tempo comercial com um bom nível de confiabilidade dos resultados.

3 EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA TRADICIONAL

Ao analisar os Sistemas Elétricos de Potência tradicionais, pode-se observar que todos os equipamentos envolvidos afetam a estabilidade do sistema em algum grau, seja ela a curto ou a longo prazo. O próprio gerador síncrono, em conjunto com a turbina, possui características inerentes que vão afetar o seu comportamento diante de um evento, bem como as características das cargas no sistema e das linhas de transmissão que conectam o gerador à carga.

Para dar suporte as oscilações no gerador, existem diversos dispositivos conectados diretamente na máquina para atuar na sua regulação. Mais especificamente, existem 2 equipamentos controladores no gerador: o Regulador de Tensão e o Regulador de Velocidade.

3.1 Geradores Síncronos

Ao abordar usinas que tem como finalidade converter a energia mecânica em energia elétrica, pode-se afirmar que o tipo de máquina escolhida para fazer essa conversão será o Gerador Síncrono. Esse tipo de gerador permite que o rotor consiga girar em sincronismo com o campo produzido pelas correntes do estator (UMANS, 2014). Esse fenômeno acontece pois o rotor tem um sistema de excitação, alimentado em Corrente Contínua (CC) separado dos terminais da armadura do gerador, que estão em Corrente Alternada (CA). A corrente de excitação nesses geradores é fornecida por uma máquina chamada excitatriz.

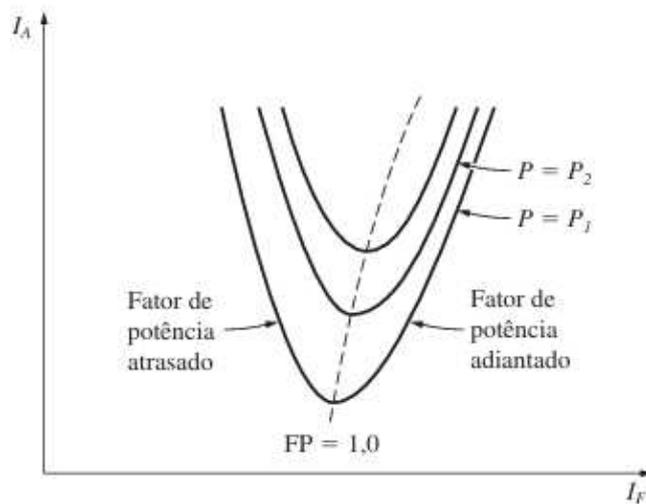
Os geradores síncronos podem ser subdivididos em duas categorias com relação ao aspecto construtivo do rotor: Geradores de Polos Salientes e Geradores de Polos Lisos, ou Não-Salientes. Segundo Pacheco *et.al.* (2019), Geradores de Polos Salientes possuem um grande número de polos e são utilizados em turbinas hidráulicas; enquanto Geradores de Polos Lisos possuem um número menor de polos e são utilizados em turbinas térmicas. Geradores de Polos Salientes também são utilizados em turbinas eólicas (Marques, 2004).

Em ferramentas computacionais, o comportamento de geradores síncronos é modelado por meio de diversos modelos padronizados por órgãos como o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE). Um exemplo de modelo de gerador síncrono utilizado por esses programas está disponível no Anexo A desse trabalho.

3.1.1 A Curva de Capabilidade de uma Máquina Síncrona

Devido a característica construtiva de possuir um sistema de excitação próprio para o rotor, a máquina síncrona possui a propriedade de conseguir fornecer ou absorver potência reativa da rede na qual ela está conectada. Uma forma de visualizar essa relação é analisando a curva da corrente de campo I_f , e a corrente de armadura I_a , associadas ao rotor e ao estator, respectivamente. Esse tipo de gráfico é denominado Curva V de uma máquina síncrona, e um exemplo desse tipo de curva pode ser visto na Figura 5 a seguir:

Figura 5 – Curva V de uma máquina síncrona



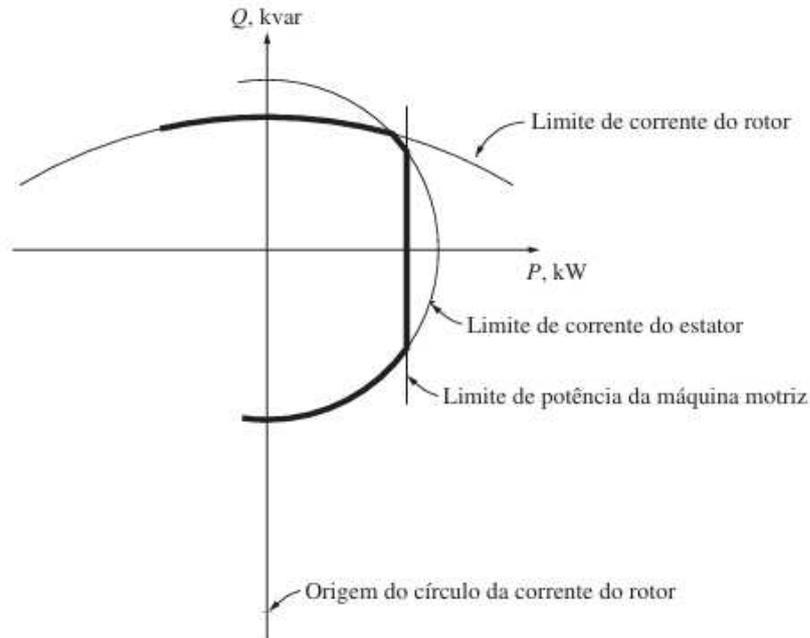
Fonte: Chapman (2013)

Ao observar a Figura 5, nota-se a presença de várias curvas em V. Essa quantidade de curvas representa os vários níveis de potência ativa que o gerador pode assumir. Para cada curva, há um ponto que representa a operação com o fator de potência unitário, ou seja, a máquina não fornece nem absorve potência reativa. Se a geração estiver a esquerda desse ponto, diz-se que a máquina está subexcitada, e portanto, ela irá consumir potência reativa. Por outro lado, se ela estiver ao lado direito da curva, determina-se que a máquina está sobre-excitada, e ela estará fornecendo potência reativa a rede. Como a própria imagem sugere, as máquinas síncronas não possuem uma simetria no fator de potência entre os dois modos de operação citados.

Uma forma mais intuitiva de visualizar os limites de operação entre a potência ativa e a potência reativa da máquina é observando a curva de capacidade, também conhecida como curva de capacidade. Essa curva define a área de operação para as potências ativas e reativas da máquina síncrona, levando em conta os valores limitantes da máquina. É importante pontuar que, no caso dos geradores, a curva de capacidade também leva em conta as limitações da

turbina. Um exemplo dessa curva pode ser visto na Figura 6, em que a curva destacada em negrito corresponde a Curva de Capabilidade efetiva do sistema de geração.

Figura 6 – Curva de Capabilidade de um sistema Gerador-Turbina



Fonte: Adaptado de Chapman (2013)

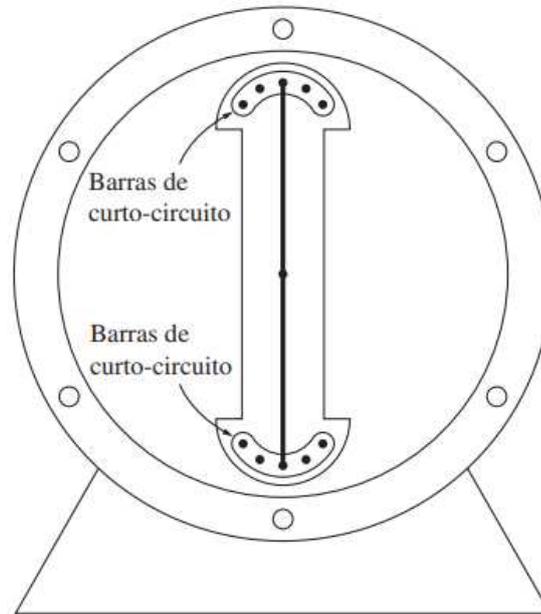
Analisar a curva de capacidade é um fator importante pois o fornecimento ou absorção de energia reativa é tão crucial para o fornecimento de energia quanto a potência ativa, uma vez que a potência reativa não só é necessária para alimentar equipamentos indutivos como motores de indução e linhas de transmissão, como ele está altamente associado a tensão em regime permanente do sistema. De forma similar a equação (2.9), pode-se descrever matematicamente a potência reativa transferida entre um gerador e uma carga em um sistema simples por meio da equação a seguir:

$$Q_e = \frac{(V_g - V_l)^2}{X} \quad (3.1)$$

3.1.2 Enrolamentos Amortecedores em uma Máquina Síncrona

Os Enrolamentos Amortecedores de uma máquina síncrona são barras especiais, colocadas em ranhuras abertas presentes na face do rotor de uma máquina síncrona (CHAPMAN, 2013). Essas barras são curto-circuitadas em cada extremidade, como mostra a Figura 7 a seguir:

Figura 7 – Enrolamentos Amortecedores de uma máquina síncrona



Fonte: Chapman (2013)

Segundo CHAPMAN (2013), a tensão induzida nos enrolamentos amortecedores do rotor é dada pela seguinte relação:

$$V_{ind} = (\vec{v} \times \vec{B}) \cdot l \quad (3.2)$$

Onde:

\vec{v} = Velocidade da barra relativa ao campo magnético

\vec{B} = Vetor densidade de fluxo magnético

l = Comprimento do condutor no campo magnético

A equação (3.2) descreve que os enrolamentos amortecedores possuem a característica de desenvolver tensão baseada no desalinhamento entre a velocidade do rotor e a velocidade do campo girante. Se a máquina estiver na velocidade síncrona, haverá colinearidade máxima entre \vec{v} e \vec{B} e, portanto, a tensão induzida nas barras de curto circuito será nula.

Qualquer desvio de velocidade relativo a velocidade síncrona, no entanto, irá provocar uma tensão induzida no rotor, que por sua vez produzirá corrente elétrica e, conseqüentemente, um campo magnético. A interação dos dois campos magnéticos presentes nessa situação produz um conjugado, que sempre aponta para o sentido da restauração da velocidade síncrona. Dessa forma, a presença de enrolamentos amortecedores provê pra máquina um ganho de estabilidade, acelerando e desacelerando o rotor conforme necessário.

3.1.3 Condensadores Síncronos

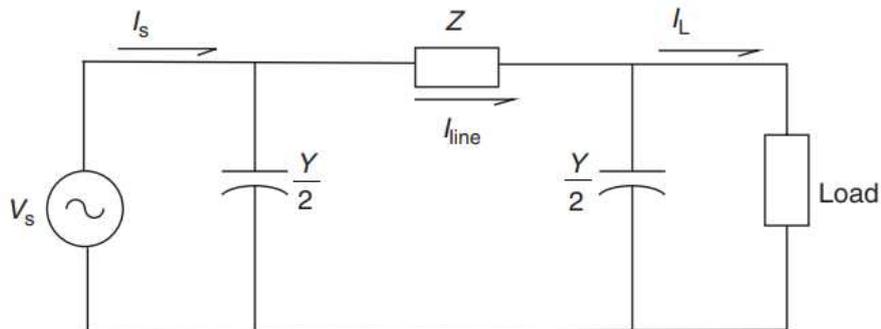
Os Condensadores Síncronos, também conhecidos como Capacitores Síncronos ou Compensadores Síncronos, são motores síncronos. Essas máquinas operam a vazio e são conectados a rede apenas com o intuito de consumir ou fornecer potência reativa no sistema, alternando entre o regime subexcitado e sobre-excitado conforme necessário.

Embora as máquinas síncronas consigam fornecer algum nível de potência reativa, a característica estocástica das cargas requer um certo espaço de manobra para a correção do fator de potência e regulação de tensão. Dessa forma, bancos de capacitores e bancos de reatores ainda são amplamente utilizados nos sistemas elétricos em conjunto com os compensadores.

3.2 Linhas de Transmissão

As Linhas de Transmissão de um sistema de potência se referem, de forma geral, a todos os condutores envolvidos na transferência de potência de uma unidade geradora até uma unidade consumidora. Em estudos de estabilidade transitória, todas as linhas de transmissão são representadas por fase em circuitos π equivalentes, conforme exemplifica a Figura 8 a seguir:

Figura 8 – Circuito π equivalente de uma Linha de Transmissão



Fonte: Adaptado de Grigsby (2012)

Em que:

V_s = Tensão no terminal de entrada da linha

I_s = Corrente no terminal de entrada da linha

I_{line} = Corrente circulando na impedância série

I_l = Corrente no terminal de saída da linha

Z = Impedância série π da linha de transmissão

Y = Admitância shunt π da linha de transmissão

É importante ressaltar que os valores de Z e Y no modelo π equivalente possuem um cálculo próprio. Dado a resistência R_c , a indutância L_c e a capacitância C_c do cabo em parametros concentrados, pode-se obter os coeficientes Z_c , denominada impedância característica, e γ , denominada constante de propagação, por meio das seguintes equações:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R_c + j\omega L}{j\omega C}} \quad (3.3)$$

$$\gamma = \sqrt{(R_c + j\omega L)j\omega C} \quad (3.4)$$

Com as constantes Z_c e γ , junto com o comprimento l da linha de transmissão, é possível determinar os valores de Z e Y por meio da seguinte relação:

$$Z = Z_c \sinh(\gamma l) \quad (3.5)$$

$$Y = \frac{2}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (3.6)$$

Kundur (1994) classifica as linhas de transmissão em 3 tipos: Linhas Curtas, de até 80km de comprimento; Linhas Médias, que possuem entre 80km e 200km; e linhas Longas, que possuem acima de 200km de comprimento. Ao contrário das linhas médias e das linhas longas, linhas curtas possuem capacitância desprezível e, portanto, seus parâmetros Z e Y no modelo π podem ser definidos como:

$$Z = (R_c + j\omega L_c)l \quad (3.7)$$

$$Y = 0 \quad (3.8)$$

3.3 Cargas

A carga corresponde a todos os equipamentos elétricos que consomem energia. Ela é o elemento central de um sistema elétrico de potência, uma vez que todo o sistema é construído

para atender a sua demanda. No entanto, a modelagem de cargas é algo extremamente complexo, uma vez que existem diversos equipamentos com diversas características instalados em uma determinada rede, sendo difícil estimar a composição exata de cada tipo de equipamento em qualquer instante de tempo, e essa composição pode variar por uma série de fatores (ROY *et al.*, 2011).

A modelagem de cargas em estudos de estabilidade se dá, na maioria dos casos, pelo uso de Modelos Estáticos, ou seja, modelos que expressam as potências ativas e reativas da carga em qualquer instante de tempo em função da magnitude de tensão do barramento de carga e da frequência elétrica do sistema naquele instante. De acordo com Neves (2008), a variação de frequência dentro de estudos estáticos são mínimas e, portanto, apenas a magnitude das tensões é considerada. Dentro dos modelos estáticos, os mais utilizados são: Modelo Exponencial e o Modelo Polinomial (ZIP).

No Modelo Exponencial, a potência ativa da Carga P e a potência reativa da carga Q é dada por:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P} \quad (3.9)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_Q} \quad (3.10)$$

Em que:

P_0 = Potência ativa na tensão de referência

Q_0 = Potência reativa na tensão de referência

V_0 = Tensão de referência

α_P = Fator de Sensibilidade da Potência Ativa

α_Q = Fator de Sensibilidade da Potência Reativa

A maioria das cargas podem ser descritas por uma combinação numérica de α_P e α_Q . No entanto, existem 3 casos particulares definidos para o Modelo Exponencial, em que ambos os fatores de sensibilidade são iguais: As Cargas de Potência Constante, com fator 0; as Cargas de Corrente Constante, com fator 1; e as Cargas de Impedância constante, ou Cargas de Admitância Constante, com fator 2. Esses três casos especiais são importantes para definir o Modelo ZIP, que modela as cargas como uma combinação de todos esses casos citados. Nesse modelo, os valores de P e Q da carga serão:

$$P = P_0(a_p + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \frac{V^2}{V_0^2}) \quad (3.11)$$

$$Q = Q_0(a_q + b_q \frac{V}{V_0} + c_q \frac{V^2}{V_0^2}) \quad (3.12)$$

Onde:

a_p = Parcela da carga ativa com potência constante

a_q = Parcela da carga reativa com potência constante

b_p = Parcela da carga ativa com corrente constante

b_q = Parcela da carga reativa com corrente constante

c_p = Parcela da carga ativa com impedância constante

c_q = Parcela da carga reativa com impedância constante

É importante salientar que o Modelo ZIP trabalha dividindo a carga entre essas 3 categorias e, portanto, a soma das parcelas de carga ativa, bem como a soma das parcelas de carga reativa, não podem ser superiores a 100%, ou seja:

$$a_p + b_p + c_p = 1 \quad (3.13)$$

$$a_q + b_q + c_q = 1 \quad (3.14)$$

Um modelo alternativo ao Modelo Estático de carga são as cargas de Modelos Dinâmicos, ou seja, modelos que expressão a potência ativa e reativa da carga em função da magnitude da tensão no barramento da carga e da frequência elétrica naquele instante e em instantes anteriores. Ao contrário das cargas estáticas, as cargas dinâmicas não são padronizadas e o seu comportamento pode variar dependendo da carga modelada. O motor de indução é um exemplo de carga que é modelada em Modelos Dinâmicos.

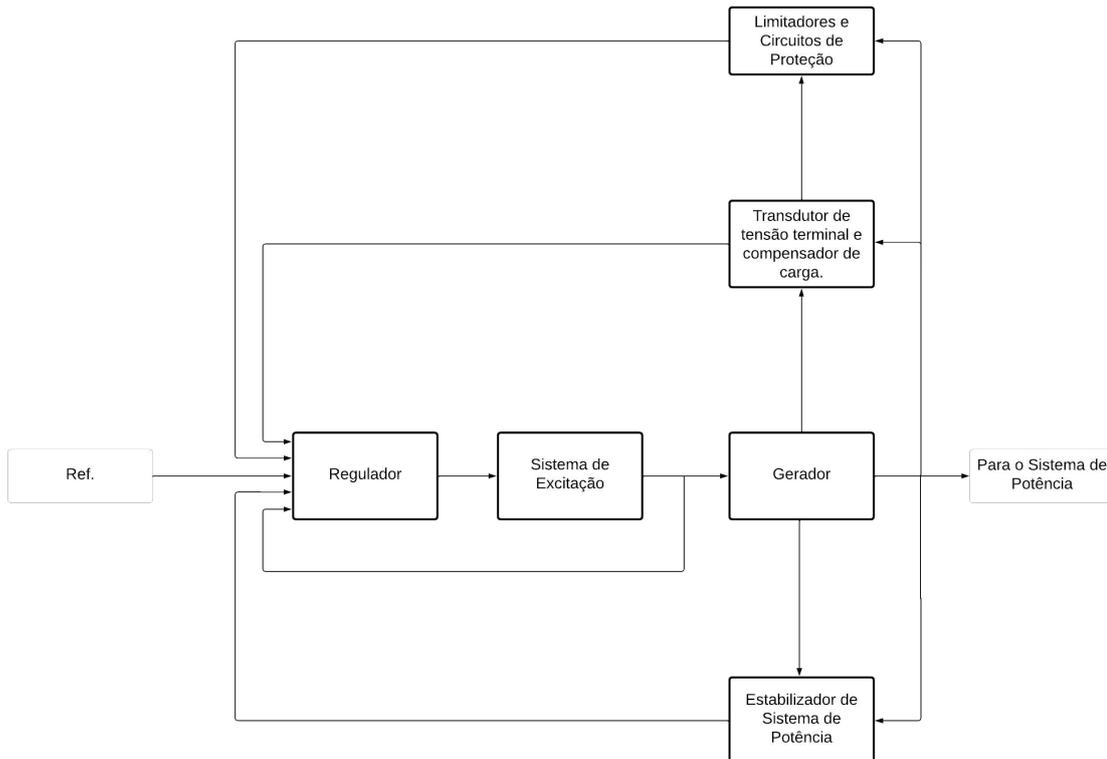
3.4 Regulador de Tensão

Ao trabalhar com geradores síncronos, é possível obter o controle da tensão nos terminais do gerador ao controlar a excitação no rotor, ou seja, desenvolver um controlador para

o sistema de excitação. Esse sistema de controle é definido como Regulador Automático de Tensão (AVR).

Segundo Kundur (1994), o sistema de controle de excitação típico, ilustrado na Figura 9, pode ser subdividido em 4 dispositivos, além da excitatriz: O Regulador, que processa e amplifica os sinais de entrada em níveis apropriados para a atuação do controlador; O Transdutor de Tensão Terminal e Compensador de Carga, que mede a tensão terminal do gerador, retifica-a e compara com a tensão desejada para identificar qualquer discrepância; O Estabilizador de Potência, que fornece um sinal adicional de entrada para melhorar o desempenho do regulador; e os Limitadores e Circuitos de Proteção, que é responsável por assegurar que os limites de capacidade da máquina não serão atingidos.

Figura 9 – Diagrama de blocos de um sistema de excitação típico



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

Os sistemas de excitação podem ser subdivididos em três grandes grupos: Sistemas de Excitação CC; Sistemas de Excitação CA e Sistemas Estáticos. Os Sistemas de Excitação CC utilizam geradores CC como fonte de potência excitadora e injetam corrente no rotor por meio de anéis coletores; Por outro lado, os Sistemas de Excitação CA utilizam alternadores, ou seja, máquinas de corrente alternada, para fornecer potência ao rotor, utilizando retificadores no processo para que a corrente injetada no rotor seja em regime contínuo; por fim, os Sistemas de

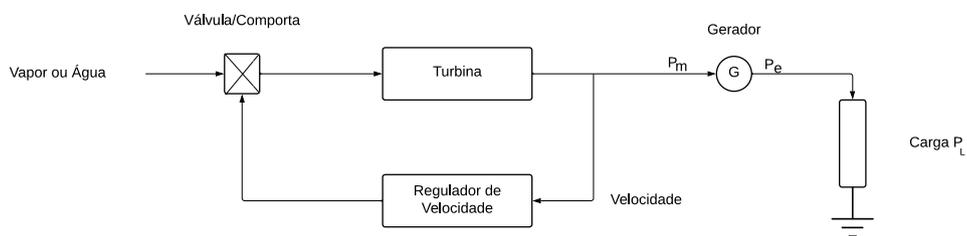
Excitação Estáticos são sistemas de excitação em que não há nenhuma máquina girante, sendo a corrente de campo injetada no rotor por meio de anéis coletores.

Normalmente, em ferramentas computacionais, o sistema de excitação como um todo é modelado em conjunto. O único componente que é modelado de forma separada é o Sistema de Estabilização de Potência. Existe uma vasta biblioteca com ambos os sistemas normatizados, em sua maioria padronizados pelo IEEE, que correspondem a vasta maioria dos equipamentos comerciais utilizados nos sistemas de potência atuais. Um exemplo de ambos os sistemas padronizados estará disponível no Anexo B e no Anexo C desse documento.

3.5 Regulador de Velocidade

O Regulador de Velocidade é o dispositivo responsável por controlar a rotação do eixo da máquina síncrona, garantindo que ela não irá sair do síncronismo e, conseqüentemente, sua estabilidade de frequência será mantida. De forma resumida, o sistema de geração pode ser descrito como uma malha de controle fechada conforme ilustra a Figura 10 a seguir:

Figura 10 – Representação da atuação de um regulador de velocidade em uma turbina hidráulica ou térmica



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

Como já explicado no capítulo anterior, mudanças na carga provocam por si só uma alteração na velocidade da turbina. Segundo Vieira Filho (1984), diante desse evento, na ausência de qualquer regulador de velocidade, o sistema possui uma tendência própria de se auto-regular e atingir um novo estado de equilíbrio, denominada Regulação Própria do Sistema. Essa regulação se expressa matematicamente por meio do coeficiente D , denominado Coeficiente de Amortecimento, dado por:

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.15)$$

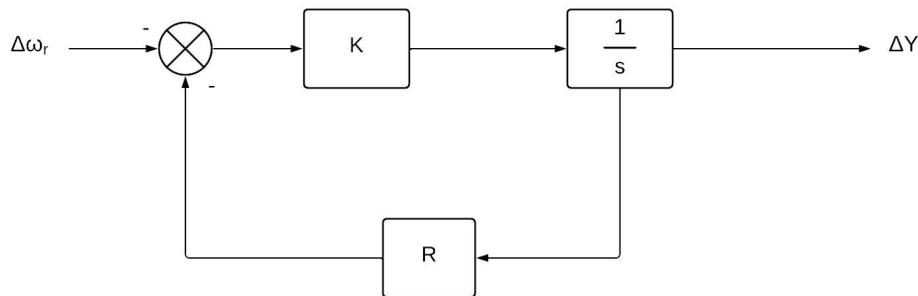
Em que:

ΔP_D = Variação de potência demandada registrada

Δf = Variação de frequência do sistema registrada

Embora a auto-regulação esteja presente em todos os eventos, ela possui valores típicos muito baixos para variações de potência muito altas. Reguladores de Velocidade, que, no modelo classico, podem ser descritos como Controladores Proporcional-Integral, são associados em paralelo com a turbina do sistema, como exemplificado na Figura 11.

Figura 11 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade classico



Fonte: Adaptado de Kundur (1994)

Na Figura 11, o fator K é um ganho presente para regular a intensidade do sinal, e o fator R é definido como estatismo. Segundo Vieira Filho (1984), o estatismo é definido como a variação da velocidade no gerador síncrono que se tem ao passar do estado a vazio para o estado de plena carga, ou seja:

$$R = \frac{f_v - f_{pc}}{f_c} \quad (3.16)$$

Onde:

f_v = Frequência da máquina a vazio

f_{pc} = Frequência da máquina a plena carga

Em resumo, o estatismo é o indicador que relaciona a variação de frequência e variação de geração. Um estatismo de 1%, por exemplo, indica que um desvio de 1% na frequência da rede causa uma variação de 100% na geração nominal da máquina.

Vieira Filho (1984) define que, na presença de uma entrada em degrau de carga em um sistema com Regulador de Velocidade, a variação de frequência no sistema seria dada por:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_D}{D + \frac{1}{R}} \quad (3.17)$$

Ao analisar a equação (3.15), é possível notar que o estatismo está expresso sob o fator $1/R$. Esse fator é definido como Energia de Regulação da máquina, e é utilizado para definir outra constante, denominada Característica Natural do gerador, dada por:

$$\beta = D + \frac{1}{R} \quad (3.18)$$

A constante β , como define a equação (3.15), é quem determina o comportamento da frequência diante de uma variação de cargas em geradores que possuem o Regulador de Velocidade.

De forma análoga aos Reguladores de Tensão, os Reguladores de Frequência possuem diversos modelos em ferramentas computacionais padronizados pelo IEEE que descrevem a maioria dos reguladores comerciais atuais, e um exemplo desse modelo está disponível no Anexo D do presente documento. Apesar disso, todos os Reguladores de Velocidade tem como base central as constantes de regulação do modelo clássico definidas anteriormente.

4 ASPECTOS NORMATIVOS

O Sistema Elétrico de Potência brasileiro é um setor com órgãos centralizados e bem definidos, o que implica em um padrão normativo que se estende para todos os sistemas elétricos em território nacional. A regulação e fiscalização do setor elétrico brasileiro como é de responsabilidade da autarquia ANEEL, e o controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica em Alta Tensão é o ONS.

Ambos os órgãos possuem normas que regulam o funcionamento dos sistemas de potência em regime permanente e transitório. A ANEEL estabelece os critérios de fornecimento de energia por meio da Resolução Normativa ANEEL N° 956/2021, também conhecida como Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional (PRODIST); enquanto a ONS normatiza os seus critérios de fornecimento de energia, bem como os critérios de estudos elétricos, por meio da Resolução Normativa ANEEL N° 903/2020, conhecido apenas como Procedimentos de Rede.

4.1 Tensão e Frequência em Regime Permanente

Como já discutido anteriormente, as duas grandezas elétricas fundamentais a serem monitoradas em um SEP para garantir a sua estabilidade são a tensão e a frequência. Em regime permanente, o fornecimento de tensão e frequência nominais é normatizado no "Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica" do PRODIST (ANEEL, 2021).

Esse Módulo subdivide os níveis de tensão lidos em um determinado instante em 3 tipos: Adequada, Precária e Crítica. Cada tipo corresponde a um intervalo com base no valor da tensão de referência. Os intervalos de tensão para cada valor de referência podem ser vistos na Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 – Categorias de Tensão em Regime Permanente para Média e Alta Tensão

Tensão de Atendimento	Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação a Tensão de Referência (TR)		
	2,3kV ≤ TR < 69kV	69kV ≤ TR < 230kV	TR ≥ 230kV
Adequada	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR	0,95TR ≤ TL ≤ 1,05TR
Precária	0,93TR ≤ TL ≤ 0,95TR ou 1,05TR ≤ TL ≤ 1,07TR	0,90TR ≤ TL ≤ 0,95TR ou 1,05TR ≤ TL ≤ 1,07TR	0,90TR ≤ TL ≤ 0,95TR ou 1,05TR ≤ TL ≤ 1,07TR
Crítica	0,93TR ≤ TL ou TL ≥ 1,07TR	0,90TR ≤ TL ou TL ≥ 1,07TR	0,90TR ≤ TL ou TL ≥ 1,07TR

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Para a Frequência Elétrica, a operação nominal está entre os limites de 59,9Hz e 60,1Hz. Na presença de um distúrbio, o sistema tem 30 segundos para retornar a faixa de 59,5Hz e 60,5Hz para que seja possível a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Se houver necessidade de corte de geração ou de carga para reestabelecer o equilíbrio carga-geração, o módulo prevê que a frequência deve operar o tempo todo durante o corte entre os limites de 56,5Hz e 66Hz, com os limites de tempo dispostos na Tabela 2 a seguir:

Tabela 2 – Limites de Tempo de Frequência por Evento

LIMITES DE DURAÇÃO DE FREQUÊNCIA EM UM EVENTO	
Frequência [Hz]	Tempo [s]
$f < 56,5$	0
$56,5 \leq f \leq 57,5$	5
$57,5 \leq f \leq 58,5$	10
$58,5 \leq f \leq 59,5$	30
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$60,5 \leq f \leq 62,0$	30
$62,0 \leq f \leq 63,5$	30
$63,5 \leq f \leq 66,0$	10
$f > 66,0$	0

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Além disso, a ONS estabelece, por meio do "Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica", a quantidade de tempo máxima acumulada no período de um ano de todos os intervalos de frequência da rede, como mostrado na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Limites de Tempo de Frequência Acumulados em um Ano

LIMITES DE DURAÇÃO DE FREQUÊNCIA EM UM ANO	
Frequência [Hz]	Tempo [s]
$f < 56,5$	0
$56,5 \leq f \leq 57,5$	15
$57,5 \leq f \leq 58,5$	45
$58,5 \leq f \leq 59,5$	390
$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$60,5 \leq f \leq 62,0$	270
$62,0 \leq f \leq 63,5$	150
$63,5 \leq f \leq 66,0$	30
$f > 66,0$	0

Fonte: Adaptado de ONS (2022)

4.2 Critérios de Análise de Estabilidade Eletromecânica

De acordo com o "Submódulo 2.3 - Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos" dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022b), para o sistema ser considerado eletromecanicamente estável, ele deve obedecer os seguintes critérios:

- Critério I: A tensão mínima na primeira oscilação pós-distúrbio não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação ou 63% para 500kV;
- Critério II: A tensão mínima nas demais oscilações pós-distúrbio não pode ser inferior a 80% da tensão nominal de operação ou 84% para 500kV;
- Critério III: A máxima variação de tensão entre o instante inicial e final da simulação dinâmica deve ser inferior a 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{\text{final}} \geq [V_{\text{inicial}} - 10\% V_{\text{nop}}]$;
- Critério IV: A amplitude máxima das oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2% em valor absoluto, após 10 segundos da eliminação do distúrbio.

Além disso, o sistema deve permanecer estável para aberturas intempestivas com ou sem aplicação de curtos-circuitos monofásico sem religamentos, ainda que haja perda de algum dos elementos do sistema de transmissão. Além de estável, o sistema não deve estar sujeito a riscos de sobrecargas inadmissíveis em equipamentos, à violação de faixas de tensão, nem tampouco a desligamentos indesejáveis de elementos da rede ou de recarga.

Para o fechamento de linhas em paralelo, a operação pós-manobra deve seguir os intervalos definidos de tensão e frequência nominal. Além disso, deve-se levar em conta as variações instantâneas de tensão, frequência e defasagem angular, com os seguintes critérios:

- Máxima variação de tensão: 10%
- Máxima variação de frequência: 0,2 Hz
- Máxima defasagem angular: 10 graus;

Para o fechamento em anel, o principal fator a ser avaliado é a variação de potência instantânea ΔP após a manobra de fechamento em cada gerador térmico ou hidráulico. A avaliação obedece os seguintes pontos:

- Se $\Delta P \leq 50\%$, o fechamento de anel é permitido para unidades hidroelétricas e termoelétricas.
- Se $\Delta P \geq 50\%$, O agente deve ser consultado sobre a possibilidade de haver danos nos componentes da unidade decorrentes do impacto mecânico a que eles são submetidos.

4.3 Premissas para o Estudo de Estabilidade Eletromecânica

Para a avaliação de estabilidade, além dos critérios mencionados acima, o Submódulo 2.3 da ONS estabelece diversas premissas para a modelagem de equipamentos, dentre as quais devem ser citadas:

- Geradores Termoelétricos: Devem ser modelados pelo modelo de máquina de polos lisos, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- Geradores Hidrelétricos: Devem ser modelados pelo modelo de máquina de polos salientes, com saturação e enrolamentos amortecedores.
- Usinas Eólicas e Fotovoltaicas devem ser representadas se suas malhas de controle atuam com constante de tempo compatíveis com as dinâmicas associadas aos fenômenos eletromecânicos;
- Reguladores de Tensão, Reguladores de Velocidade e Estabilizadores de Potência devem ser modelados em todas as máquinas representadas, com exceção ao Regulador de Velocidade das Máquinas Térmicas com constante de tempos superiores ao tempo de simulação do estudo;
- Sistemas de Excitação devem ser representados com suas limitações relevantes;
- Limitadores de reguladores com constantes de tempo inferiores ao tempo de simulação e dispositivos que ativam e desativam os sinais estabilizadores adicionais devem ser sempre modelados;
- Cargas devem ser representadas da maneira mais realista possível, por modelos estático ou dinâmico, lineares ou não lineares, dependendo dos dados disponíveis.

Para a modelagem de equipamentos, o Submódulo 2.3 também estabelece que a modelagem de novas usinas sem dados suficientes para a devida modelagem pode ser feita utilizando valores típicos e modelos de máquinas similares.

Com relação a modelagem de cargas, a norma define que na falta de informações específicas, elas devem ser representadas pelo Modelo ZIP, com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa; e 100% de impedância constante para a reativa.

Na ausência de valores do coeficiente de regulação própria do sistema, deve ser utilizado uma constante de 1,0pu/pu na modelagem. Além disso, no "Submódulo 2.5 - Critérios para a Operação" dos Procedimentos de Rede (ONS, 2022a), é estabelecido que o estatismo das unidades geradoras é, por padrão, ajustado em 5%.

O Submódulo 2.3 estabelece como referência para os eventos no estudo de estabili-

dade eletromecânica as seguintes situações: Falta na barra com atuação correta do disjuntor; Falta na barra com falha do disjuntor; Falta em linhas de transmissão que compartilhem a mesma torre ou a mesma faixa de passagem, seguida da abertura de ambos os circuitos; Falta em circuitos, duplos ou não, com falha de disjuntor; Perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão; e Perda de uma interligação elétrica que provoque a abertura de outras interligações. Os tempos de referência de atuação correta ou falha das proteções no Sistema Elétrico de Potência utilizados pela norma podem ser visualizados por meio da Tabela 4 a seguir:

Tabela 4 – Tempo de eliminação de defeitos em estudos de estabilidade transitória

Tensão Nominal de Operação (kV)	Tempo de eliminação [ms] (operação dos relés + abertura do disjuntor)	
	Sem falha no Disjuntor	Com falha no disjuntor
765	80	200
525	100	250
500	100	250
440	100	250
345	100	400
230	150	500
138	150	500
138*	450	750
88*	450	750
69*	800	1000

* Sem teleproteção

Fonte: Adaptado de ONS (2022)

5 METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentada uma proposta de metodologia para estudos de estabilidade eletromecânica em sistemas elétricos de potência, levando em conta todos os aspectos normativos citados no capítulo anterior. A metodologia se subdivide nas seguintes etapas: Verificação prévia de estabilidade em regime, modelagem dos equipamentos, definição do escopo de estudo e análise dos critérios.

5.1 Verificação Prévia de Estabilidade em Regime Permanente

Uma vez que o estudo de estabilidade transitória tem como objetivo analisar a variação quase imediata de um sistema diante um distúrbio, ele irá precisar do ponto de operação desse sistema imediatamente antes da ocorrência desse distúrbio. Esse ponto de operação é dado pelo estudo de fluxo de potência, também conhecido como estudo de fluxo de carga. Diante disso, é importante verificar um aspecto importante antes de iniciar propriamente o estudo de estabilidade: O mismatch de potência.

Segundo o documento "IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis"(IEEE, 1997), que define as práticas recomendadas para o estudo de fluxo de carga para uso comercial e industrial, o mismatch de potência corresponde a diferença entre a soma das potências ativa e reativa fornecidas pelos geradores e outros equipamentos de compensação reativa e a soma das potências ativa e reativa consumidas pelas cargas e linhas de transmissão. Embora, teoricamente, essa diferença seja nula em um ponto de operação funcional, aproximações utilizadas nos cálculos envolvidos nesse tipo de estudo provocam, inevitavelmente, erros numéricos. Dessa forma, o IEEE estabelece que um erro de mismatch no intervalo de 0,01 pu a 0,0001 pu é considerado aceitável dentro de um estudo de fluxo de carga. Valores acima desse intervalo sugerem algum erro no estudo do fluxo de carga e, portanto, devem ser corrigidos antes do estudo de estabilidade ser iniciado.

5.2 Modelagem dos Equipamentos

Após a verificação da convergência do fluxo de carga, é necessário realizar a modelagem dos equipamentos. Toda a metodologia envolvendo a modelagem de equipamentos é baseada no "Submódulo 2.3 - Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos" e no "Submódulo 2.5 - Critérios para a Operação" dos Procedimentos de Rede da ONS, os quais

foram discutidos no capítulo anterior.

Em resumo, todos os equipamentos devem ser representados com os seus modelos de carga, gerador, sistema de excitação, estabilizador de potência e regulador de velocidade correspondentes, com exceção dos equipamentos que possuem constante de tempo de atuação superior ao tempo do estudo. No entanto, na falta dessas informações, a modelagem deve ser feita da seguinte forma:

- Cargas: Utilizar o modelo ZIP com 50% da carga com potência constante e 50% da carga com impedância constante na potência ativa; e 100% da carga com impedância constante na parte reativa;
- Regulação Própria do Sistema: Utilizar $D = 1,0$ pu/pu;
- Estatismo: Utilizar $R = 0,05$ pu/pu;
- Demais equipamentos: Utilizar valores típicos e modelos de máquinas similares.

Além disso, o gerador escolhido deve obedecer a algumas restrições, dependendo da fonte de energia com a qual ele trabalha. Essas restrições são:

- Gerador Hidroelétrico: Modelo de máquina de polos lisos, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- Gerador Térmico: Modelo de máquina de polos salientes, com saturação e enrolamentos amortecedores;
- Gerador Eólico ou Fotovoltáico: Representado apenas se suas malhas de controle atuam com constante de tempo compatíveis.

5.3 Definição do Escopo do Estudo

No Submódulo 2.3 dos procedimentos de rede da ONS, são listados 6 situações de referência para a definição de estabilidade eletromecânica:

- Falta na barra com atuação correta do disjuntor;
- Falta na barra com falha do disjuntor;
- Falta em linhas de transmissão que compartilhem a mesma torre ou a mesma faixa de passagem, seguida da abertura de ambos os circuitos;
- Falta em circuitos, duplos ou não, com falha de disjuntor;
- Perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão;
- Perda de uma interligação elétrica que provoque a abertura de outras interligações.

Uma análise mais criteriosa dos 6 eventos citados acima implica que existem critérios

que não se aplicam a todas as topologias de um SEP ou não precisam de um estudo mais detalhado. Um sistema elétrico que possui uma linha de transmissão por torre, por exemplo, não se encaixa no critério "Falta em linhas de transmissão que compartilhem a mesma torre ou a mesma faixa de passagem, seguida da abertura de ambos os circuitos". Com isso, é importante analisar a topologia elétrica a ser estudada e definir quais cenários não são pertinentes para a avaliação.

5.4 Análise dos Critérios

Com os cenários para o estudo estabelecidos, é necessário analisar em todas as barras do sistema, para cada cenário definido na etapa anterior, os critérios definidos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede da ONS, ou seja, o Critério I, Critério II, Critério III e Critério IV citados no tópico 4.2 do presente documento, que são:

- A tensão mínima na primeira oscilação pós-distúrbio não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação ou 63% para 500kV;
- A tensão mínima nas demais oscilações pós-distúrbio não pode ser inferior a 80% da tensão nominal de operação ou 84% para 500kV;
- A máxima variação de tensão entre o instante inicial e final da simulação dinâmica deve ser inferior a 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{\text{final}} \geq [V_{\text{inicial}} - 10\% V_{\text{nop}}]$;
- A amplitude máxima das oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2% em valor absoluto, após 10 segundos da eliminação do distúrbio.

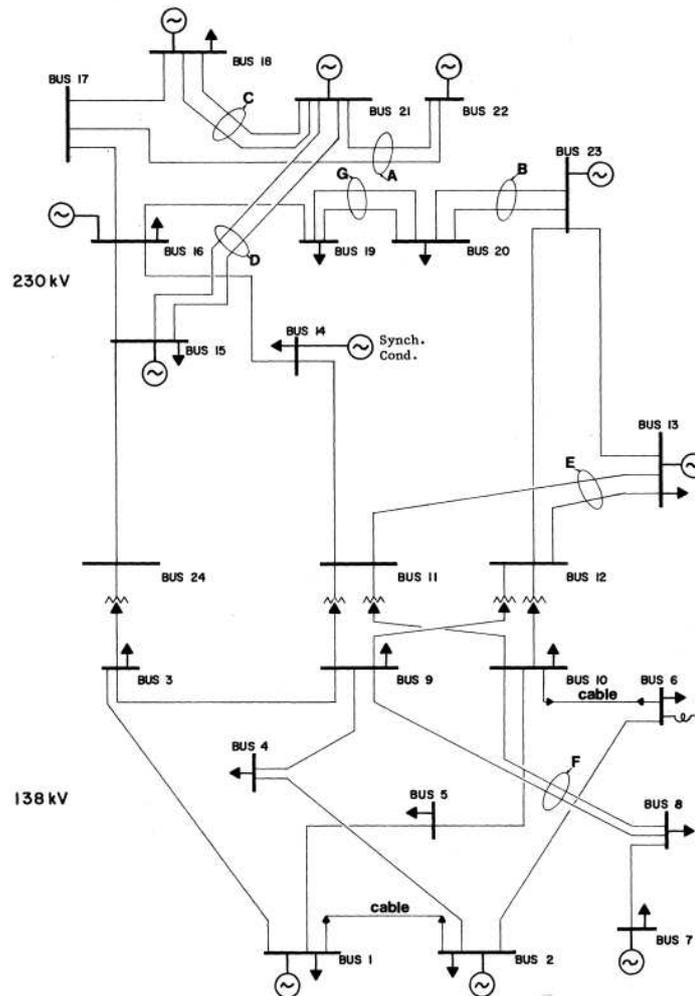
No caso de conexões de usina com linhas de transmissão em paralelo ou que impliquem em um fechamento de anel, os critérios citados para essas manobras também devem ser avaliados.

5.5 Estudo de Caso

Para aplicar a metodologia proposta para o estudo de estabilidade eletromecânica, foi preparado um caso de referência. A topologia utilizada é uma adaptação da topologia conhecida como "IEEE 24 Bus System", apresentada na Figura 13, que foi a topologia apresentada no artigo "IEEE Reliability Test System"(IEEE, 1979) para ser usada como modelo para testar e comparar métodos de análise de sistemas de potência.

O sistema original possui 2 níveis de tensão (138kV e 230kV) e foi construído de tal modo que a perda de qualquer linha de forma isolada não irá provocar a abertura da topologia.

Figura 12 – Topologia IEEE de 24 Barras



Fonte: IEEE (1979)

Para o estudo em questão, será analisado a estabilidade eletromecânica do sistema após a conexão da usina na Barra 1, considerando que todas as outras usinas já estão conectadas. Na adaptação feita, as linhas em paralelo, representadas na imagem pelas letras B, C, D e G foram substituídas por apenas uma linha. A especificação de todos os geradores, cargas e demais equipamentos, além das linhas de transmissão na simulação estão presentes no Apêndice A, Apêndice B e Apêndice C, respectivamente.

5.5.1 Ferramenta Computacional

Para o estudo em questão, foi utilizado a licença estudantil do software *Power System Simulator for Engineering*, da Siemens, também conhecido como PSS[®]E ou PSS/E. Esse software permite a realização de estudos elétricos, incluindo o estudo de estabilidade transitória, para sistemas com até 50 barras. A versão utilizada foi a "Xplore v.34.3.2".

É importante salientar que os Procedimentos de Rede recomendam que sejam realizadas simulações com a aplicação de curtos-circuitos monofásicos, uma vez que esse tipo de falta é a que tem a maior probabilidade de ocorrência. No entanto, a versão utilizada do software não possibilita a simulação de faltas monofásicas. Foram realizadas faltas trifásicas, sem afetar o objetivo das simulações e do trabalho final.

5.5.2 Etapa de Validação Prévia do Estudo

Como descrito no tópico 5.1 do capítulo anterior, é necessário verificar o *mismatch* de potência do estudo de fluxo de carga, que determina o regime de operação pré-distúrbio, antes de iniciar o estudo de estabilidade. No PSS/E, o mismatch é verificado seguindo 3 etapas.

Primeiro, com o arquivo do fluxo de cargas aberto, é necessário converter as cargas para o modelo ZIP. Essa conversão pode ser realizada ao ir na aba superior do software e clicar na opção "Power Flow", e em seguida clicar em "Convert Loads and Generators...". Essa opção abre uma janela mostrada na Figura 13.

Figura 13 – Janela de Conversão de Cargas e Geradores

Convert / Reconstruct Loads and Generators

Generators

Convert Generators Generators are not converted

Machine impedance

Use ZSORCE Use fault analysis X'

Use fault analysis X'' Use fault analysis Xs

Loads

Convert / Reconstruct Loads

Operation: Convert constant MVA loads

	Active Power	Reactive Power
% Constant current	0,000	0,000
% Constant admittance	50,000	100,000
% Constant power	50,0	0,0

Select

All buses

Selected bus subsystem Select...

The following buses _____

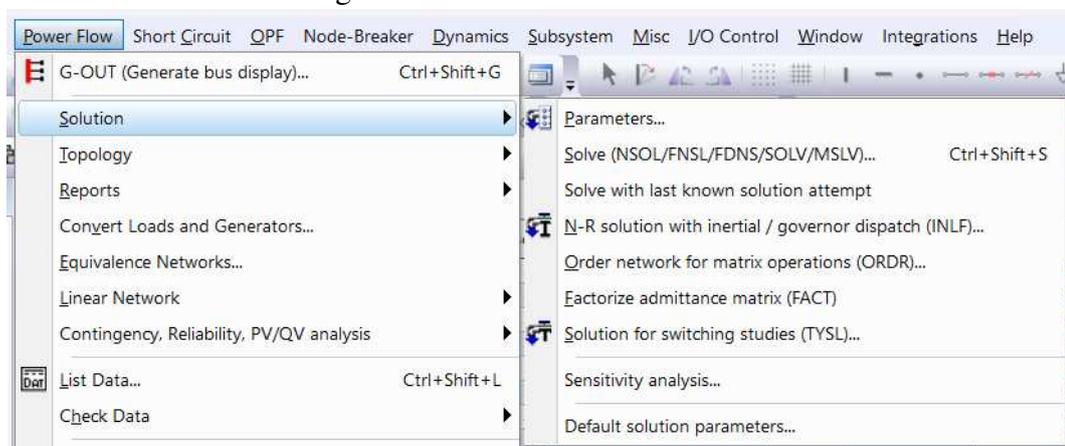
Convert Close

Fonte: Próprio Autor (2023)

O Manual do programa define que, para estudos de estabilidade, os geradores devem escolher a opção "ZSORCE". As cargas foram convertidas com a proporção estabelecida pelo método: 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa; e 100% de impedância constante para a parte reativa.

Após a conversão da carga e dos geradores, é necessário preparar o software para a realização dos cálculos. No PSS/E, isso é feito ao clicar novamente na aba "Power Flow", e em seguida na aba "Solutions"; após isso, clicar na opção "Order Network for Matrix Operations (ORDR)", conforme ilustra a Figura 14 a seguir.

Figura 14 – Aba Solutions do PSS/E



Fonte: Próprio Autor (2023)

Por fim, ainda na aba "Solutions", deve-se clicar na opção "Solutions for Switching Studies". Ao clicar nessa opção, o software irá retornar o estudo com as devidas alterações, bem como o valor do *mismatch* do sistema na aba inferior do programa, como mostra a Figura 15.

Figura 15 – Mismatch do sistema calculado após a solução para o estudo

```
Reached tolerance in 6 iterations

Largest mismatch:      -0.00 MW      0.00 Mvar      0.00 MVA at bus 23 [BUS23      230.00]
System total absolute mismatch:      0.00 MVA
```

Fonte: Próprio Autor (2023)

É importante salientar que o mismatch nulo no software não necessariamente implica em um desvio nulo do caso simulado para um caso real, implica apenas que o erro foi pequeno o suficiente para ser desconsiderado pelo programa. De todo modo, isso implica em um cenário válido e, portanto, o estudo pode seguir para a próxima etapa.

5.5.3 Etapa de Definição do Escopo do Estudo

Ao analisar o sistema definido para a avaliação, bem como o cenário de estudo que foi determinado, vide a conexão de uma usina térmica na Barra 1, é possível estabelecer as seguintes premissas básicas:

- A usina não é conectada por linhas de transmissão em paralelo, dispensando o estudo do impacto dessa manobra na rede;
- A conexão da usina não provoca um fechamento de anel em nenhum ponto da rede, dispensando a avaliação dessa manobra;
- A perda de qualquer linha isolada do sistema não irá provocar a abertura de outras linhas;
- O sistema adaptado não possui linhas de transmissão que compartilhem a mesma torre ou faixa de passagem;
- O sistema possui apenas um gerador conectado diretamente na barra. Portanto, uma falta no circuito é equivalente a uma falta na própria barra.

Dessa forma, é possível definir que os cenários de referência a serem avaliados serão: Falta na barra com atuação correta do disjuntor; Falta na barra com falha do disjuntor; e Perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão.

5.5.4 Etapa de Modelagem dos Equipamentos

Diante da característica dos geradores do SEP, a qual foi descrita anteriormente, foram escolhidos os seguintes padrões de equipamentos para a modelagem dos componentes:

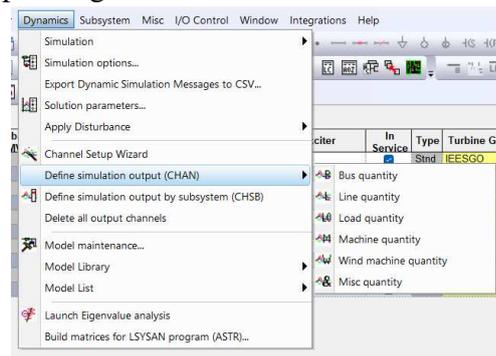
- Gerador: Padrão GENROE (Polos Lisos, com Saturação e Enrolamentos Amortecedores);
- Sistema de Excitação: Padrão IEEEEX1;
- Regulador de Velocidade: Padrão IEEEESGO;
- Estabilizador de Sistema de Potência: Padrão PSS2A.

O diagrama de Blocos de todos os padrões estão descritos no Anexo A, Anexo B, Anexo C e Anexo D desse documento. Embora o padrão dos equipamentos utilizados sejam iguais para todo o SEP, os valores nos coeficientes de cada equipamento variam de acordo com a capacidade de geração da usina. Os valores utilizados nos parâmetros de cada padrão para cada gerador estão dispostos no Apêndice D, Apêndice E, Apêndice F e Apêndice G do trabalho.

5.5.5 Análise dos Critérios

Com a modelagem dos equipamentos realizada, é possível simular eventos no PSS/E. Para simular os eventos, é necessário configurar o sistema para registrar os valores de interesse nas barras. Para isso, basta clicar na opção "Dynamics", no canto superior, em seguida clicar em "Define simulation output (CHAN)" e, depois, "Bus quantity", conforme ilustra a Figura 16:

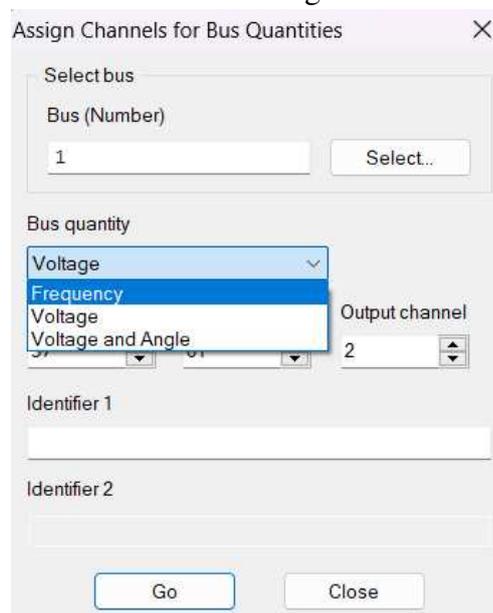
Figura 16 – Opção para registrar as curvas características nas barras selecionadas



Fonte: Próprio Autor (2023)

Ao clicar nessa opção, uma janela nova irá abrir conforme exemplificado na Figura 17. Nela, é possível selecionar a barra de interesse e, em seguida, a grandeza a ser registrada. É importante salientar que é possível monitorar mais de uma grandeza e mais de uma barra ao mesmo tempo. No entanto, tanto as grandezas quanto as barras devem ser definidas uma a uma na janela em questão.

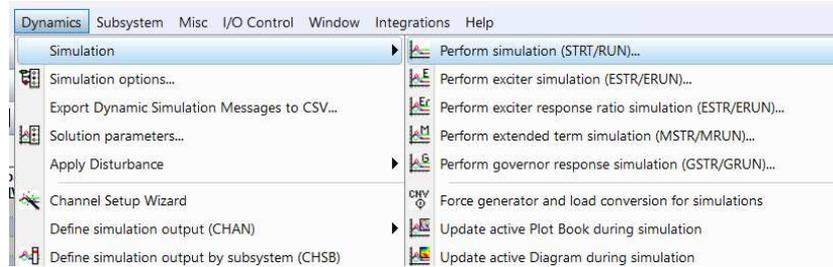
Figura 17 – Cadastro de barras e grandezas a serem medidas



Fonte: Próprio Autor (2023)

Para iniciar a simulação, basta clicar na aba "Dynamics", em seguida "Simulation", e depois em "Perform simulation (STRT/RUN)", conforme indica a Figura 18 a seguir:

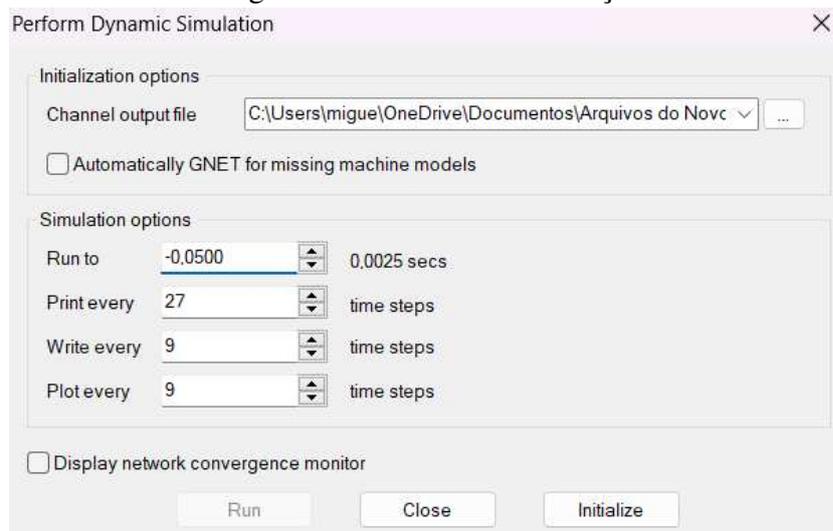
Figura 18 – Menu para iniciar simulação dinâmica



Fonte: Próprio Autor (2023)

Essa opção abre uma janela ilustrada pela Figura 19, a qual é responsável por controlar o avanço do tempo na simulação. Dentro dessa interface, é necessário utilizar o botão "...", que permite especificar o local onde o arquivo contendo os valores resultantes da simulação será armazenado. Uma vez que o arquivo tenha sido salvo, basta proceder clicando no botão "Initialize". Além disso, na funcionalidade "Run to", é possível precisamente gerenciar o ponto no tempo até o qual o estudo irá avançar, mantendo as condições iniciais do sistema inalteradas, ou seja, as condições que estavam presentes antes de qualquer perturbação ser inserida no sistema.

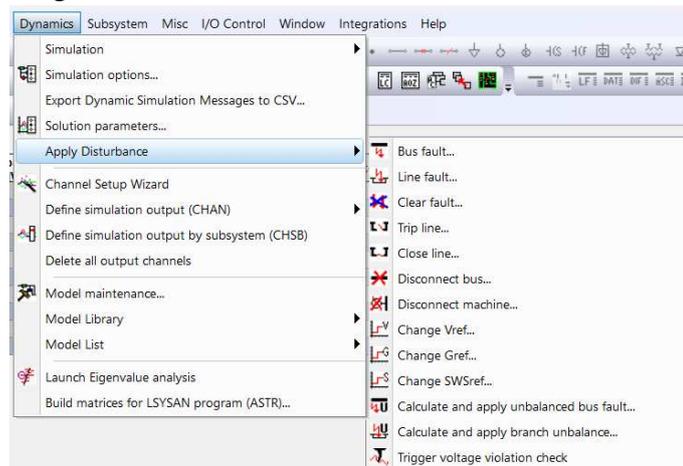
Figura 19 – Janela de Simulação



Fonte: Próprio Autor (2023)

Para inserir uma perturbação, basta clicar na aba "Dynamics", e depois em "Apply Disturbance". Será mostrado diversas opções de eventos que podem ser inseridos no sistema, como mostra a Figura 20.

Figura 20 – Menu de Eventos Simuláveis no PSS/E

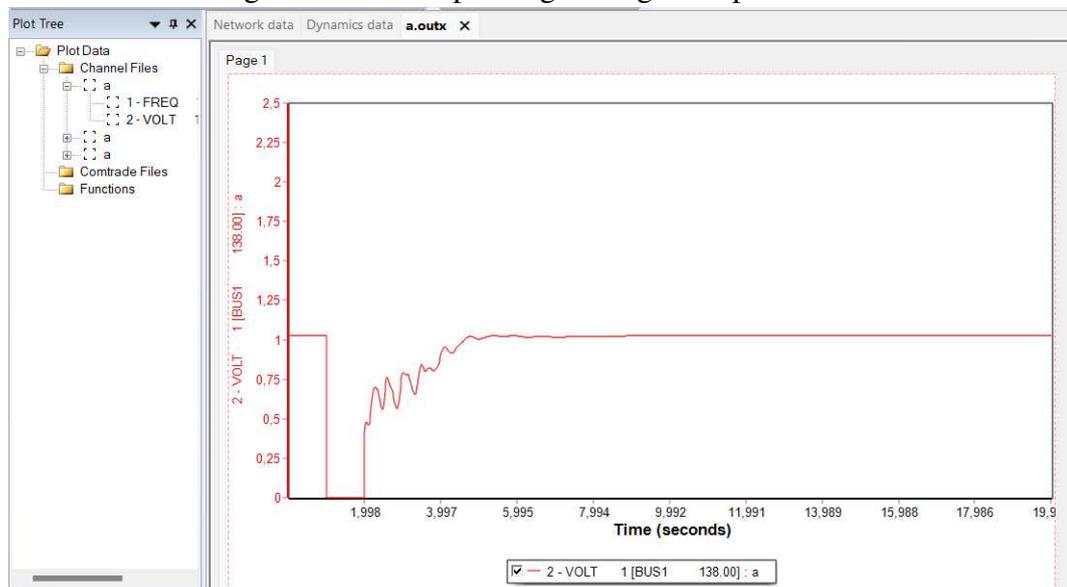


Fonte: Próprio Autor (2023)

O usuário pode, com a opção "Run to", controlar tanto o instante em que o distúrbio vai ser inserido, quanto a duração dele, bem como a duração do estudo como um todo. É possível inserir mais de uma perturbação ao mesmo tempo, bem como inserir varios eventos consecutivos no mesmo estudo. Ao finalizar o estudo, basta fechar a Janela de Simulação, uma vez que o software salva automaticamente os dados registrados conforme o decorrer da simulação.

Ao abrir o arquivo da simulação com o PSS/E, o software irá abrir a sua interface de plotagem, conforme exemplificado na Figura 21. Para visualizar os resultados, basta clicar com o cursor na grandeza desejada, que estará no menu "Plot Tree", e arrastar para a área central do programa. Com isso, será feita a construção do gráfico da grandeza medida com relação ao tempo.

Figura 21 – Exemplo de gráfico gerado pelo PSS/E



Fonte: Próprio Autor (2023)

O próprio software possui um editor interno, que pode ser acessado ao clicar com o botão direito do mouse em cima da curva gerada. Além de alterar aspectos como escala, cor do gráfico, título e afins, o editor também possui uma ferramenta que consegue converter o gráfico para outros formatos, incluindo o formato Excel.

Para o caso em questão, foi determinado um tempo padrão de estudo de 15 segundos para todos os cenários, com a aplicação do evento feita apenas 1 segundo depois do início da simulação, para que seja possível a análise da operação pré-distúrbio.

5.5.5.1 Análise do Primeiro Cenário

No primeiro cenário, a ação realizada envolve a aplicação de um curto-circuito de curta duração, com uma extensão temporal de 450 ms, diretamente na Barra 1. Essa medida tem como objetivo simular uma situação de falta elétrica, considerando a atuação correta do dispositivo de proteção no processo, levando em conta o tempo estabelecido pelo Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede da ONS. Durante a simulação desse cenário, foram coletados e registrados todos os valores resultantes da avaliação dos critérios pré-definidos. Esses valores são documentados na Tabela 5, que é exibida a seguir:

Tabela 5 – Avaliação dos critérios para atuação correta das proteções

RESULTADOS - CURTO CIRCUITO SEM FALHA NA PROTEÇÃO				
Barra	Tensão Mínima na Primeira Oscilação [p.u]	Tensão Mínima nas Demais Oscilações [p.u]	Diferença de Tensão Pré e Pós Distúrbio [p.u]	Oscilação da Tensão Após 10s [p.u]
1	0,751800776	0,802447964	0,00013	0,00022960
2	0,750586212	0,801317274	0,00013	0,00023030
3	0,869802117	0,897448242	0,00018	0,00019820
4	0,789282024	0,826405346	0,00000	0,00014657
5	0,785060942	0,824112177	0,00000	0,00015365
6	0,814472079	0,851372778	0,00010	0,00010285
7	0,924495041	0,94967562	0,00013	0,00010777
8	0,89422226	0,911106467	0,00013	0,00009712
9	0,865985572	0,89211756	0,00011	0,00008365
10	0,855197966	0,884977996	0,00014	0,00008510
11	0,904916346	0,928440094	0,00017	0,00005200
12	0,898931324	0,925582469	0,00033	0,00007083
13	0,937303245	0,96185261	0,00045	0,00015260
14	0,944818914	0,962310791	0,00002	0,00007248
15	1,005786777	1,017916679	0,00052	0,00032318
16	0,997184396	1,011804938	0,00020	0,00012209
17	1,008031845	1,02312243	0,00037	0,00016594
18	1,012544155	1,028274059	0,00046	0,00019411
19	0,980258524	0,999990344	0,00000	0,00009525
20	0,960455835	0,989294529	0,00034	0,00007106
21	1,015934587	1,030524373	0,00045	0,00021314
22	1,012225151	1,030359149	0,00038	0,00013357
23	0,952779591	0,986664653	0,00053	0,00007916
24	0,937987328	0,956343949	0,00040	0,00027791

Fonte: Próprio Autor

Ao analisar o perfil de frequência no primeiro cenário, presente no Apêndice H do trabalho, nota-se que o sistema não violou nenhum limite de sobrefrequência ou subfrequência estabelecido pela ANEEL, ou seja, em nenhum momento ele atingiu o valor de 56,5Hz ou 66Hz, e ele retornou a frequência nominal em um intervalo aceitável. Somado a isso, nenhum dos critérios estabelecidos pela ONS foi violado, como mostra a Tabela 5. Portanto, pode-se afirmar que o sistema no primeiro cenário é eletromecanicamente estável.

5.5.5.2 Análise do Segundo Cenário

O segundo cenário consiste em simular uma falta com duração de 750 ms na Barra 1, a fim de emular uma falta com falha nas proteções. Foram registrados todos os valores avaliados nos critérios, que estão registrados na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Avaliação dos critérios para falha das proteções

RESULTADOS - CURTO CIRCUITO COM FALHA NA PROTEÇÃO				
Barra	Tensão Mínima na Primeira Oscilação [p.u]	Tensão Mínima nas Demais Oscilações [p.u]	Diferença de Tensão Pré e Pós Distúrbio [p.u]	Oscilação da Tensão Após 10s [p.u]
1	0,604165504	0,72745645	0,00039	0,00048699
2	0,603091905	0,727052629	0,00039	0,00048769
3	0,796245933	0,855406642	0,00036	0,00032732
4	0,657547474	0,773915827	0,00015	0,00033047
5	0,638735414	0,769211709	0,00016	0,00035362
6	0,716320813	0,804673195	0,00001	0,00025931
7	0,868546963	0,936243296	0,00010	0,00030478
8	0,815193772	0,887245536	0,00008	0,00026619
9	0,790530443	0,858450294	0,00005	0,00020867
10	0,752153695	0,848226845	0,00007	0,00022492
11	0,863481522	0,902970076	0,00015	0,00012444
12	0,850366354	0,902367055	0,00037	0,00012671
13	0,896496356	0,948781133	0,00057	0,00014437
14	0,922044575	0,944458485	0,00012	0,00014858
15	0,994273067	1,013783813	0,00079	0,00038052
16	0,975616693	1,006817818	0,00037	0,00018081
17	0,990723312	1,02267313	0,00050	0,00016572
18	0,997927666	1,030937314	0,00058	0,00017156
19	0,956429899	0,994818389	0,00010	0,00016832
20	0,933486104	0,985399067	0,00039	0,00016087
21	1,003340125	1,035373569	0,00054	0,00018300
22	0,998853862	1,037448049	0,00036	0,00009609
23	0,924270511	0,98373121	0,00065	0,00016613
24	0,927385032	0,930367231	0,00064	0,00036243

Fonte: Próprio Autor

Embora o perfil de tensão se mantenha estável, as barras 1, 2, 4 e 5 violam o Critério II estabelecido pelo método, em que consta que a tensão mínima após a primeira oscilação deve ser no mínimo 80% da tensão nominal. Além disso, o perfil de frequência, disposto no Apêndice I, indica que houve subfrequência nas barras 1 e 2 que violaram o limite de 56,5 Hz em um dado instante de tempo, embora não tenha se tornado instável. Todas as outras barras

seguiram os critérios estabelecidos pela ANEEL para limite de frequência e tempo de retorno para a frequência nominal. Dessa forma, é possível concluir que, no cenário proposto, medidas devem ser tomadas para que o sistema seja eletromecanicamente estável nesse cenário. Um exemplo de medida que pode ser tomada é o corte planejado de cargas na barra 2, uma vez que essa manobra protegeria os consumidores da subfrequência ao diminuir o desbalanço entre potência ativa gerada e potência ativa demandada.

5.5.5.3 *Análise do Terceiro Cenário*

Para o terceiro cenário, todas as barras de 230kV foram desligadas e isoladas, restando apenas o setor de 138kV, onde a usina será conectada. Antes realizar qualquer simulação, é possível intuir que o sistema não irá atender os critérios adequados, uma vez o setor de 138kV não possui geradores suficientes para suprir a demanda das cargas no próprio setor, como mostra a Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 – Relação entre demanda e capacidade de geração no terceiro cenário.

RELAÇÃO DE POTÊNCIAS	
POTÊNCIA GERADA [MW]	400
POTÊNCIA DEMANDADA [MW]	822
DIFERENÇA [MW]	422

Fonte: Próprio Autor

Ao realizar a simulação, é notável o efeito que o desbalanço entre geração e demanda causa na estabilidade do sistema. O evento provoca um colapso de tensão, com variações visivelmente inaceitáveis para os critérios estabelecidos pelo Submódulo 2.3 da ONS. O impacto é ainda mais grave na frequência, que possui oscilações entre 47 Hz e 78Hz que se mantém por um período considerável de tempo, violando de forma significativa os critérios estabelecidos no PRODIST. O perfil de tensão e frequência do sistema está disposto no Apêndice J e no Apêndice K do trabalho, respectivamente.

Vale salientar que esse problema não é causado pela conexão da usina geradora em si, e sim uma consequência do desbalanço de carga e geração da topologia como um todo. Dessa forma, em um cenário de isolamento da rede de 138kV, um plano de um corte significativo de cargas deve ser elaborado para a manutenção da estabilidade do sistema.

5.5.5.4 *Resumo da Análise dos Critérios*

Cada cenário escolhido pelo escopo do estudo dá uma conclusão própria sobre a estabilidade não só na conexão da usina, mas do sistema como um todo. Em resumo, o sistema responde bem a conexão da usina no sistema, desde que as proteções atuem corretamente. Em caso de falha de proteção, é necessário avaliar um corte de cargas na barra 2 para a proteger os consumidores da subfrequência. Em caso de ilhamento da rede de 138kV, é primordial um corte parcial ou total de cargas em todas as barras da rede para que o sistema não perca a estabilidade.

6 CONCLUSÃO

O trabalho apresentado mostra um modelo para o estudo do fenômeno da estabilidade eletromecânica na conexão de uma usina em um SEP segundo os critérios estabelecidos por normas que regem a operação do sistema elétrico de potência nacional, seja ele o SIN ou qualquer outro sistema isolado operando em solo brasileiro. No primeiro momento, foi abordado uma breve introdução sobre o conceito de estabilidade elétrica e o seu uso no setor elétrico para esclarecer a importância do estudo na segurança e robustez de um sistema elétrico.

O método proposto nesse trabalho fundamenta-se em bases teóricas sobre a definição de estabilidade transitória. O trabalho apresenta um levantamento dos equipamentos presentes em um sistema de potência clássico, bem como os aspectos normativos que regem a modelagem desses equipamentos nos estudos de estabilidade, os cenários que devem ser usados como referência para estudos, e os critérios que devem ser avaliados em cada cenário para determinar se o sistema é transitóriamente estável ou não.

Foi elaborado um processo subdividido em etapas para o desenvolvimento do estudo, ressaltando cada aspecto normativo envolvido em cada etapa do processo com o intuito do leitor se familiarizar com esses requisitos e aplicá-los conforme a sua demanda. As etapas consistem na validação prévia do fluxo de carga, a definição do escopo do estudo, a modelagem dos equipamentos e a checagem dos valores de tensão e frequência pós-distúrbio.

Para a presente monografia, foram utilizadas como referência as normas vigentes da ANEEL e da ONS no ano de 2023. Devido a própria natureza das normas do setor de sofrer alterações constantes ao longo do tempo, é crucial que o leitor se atente a quaisquer mudança nos critérios e adaptar o método proposto a essas alterações conforme necessário.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 11 out. 2023.
- BICHELS, A. **Sistemas Elétricos de Potência: Métodos de análise e solução**. Curitiba: EDUTFPR, 2018. 319-393 p.
- CHAPMAN, S. G. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 191-306 p.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, J. W. D. **Power System Analysis**. Singapura: McGraw-Hill, 1994. 695-745 p.
- GRIGSBY, L. L. **Power System Stability and Control**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2018. 111-121 p.
- IEEE. Ieee reliability test system. **IEEE Transactions on Power Systems**, PAS-98, n. 6, dec 1979.
- IEEE. **IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis**. 1997.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1. ed. Palo Alto: Electric Power Research Institute, 1994.
- KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, mai 2004.
- MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, dez 2004.
- NEVES, M. S. **Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Elétrica: Modelo Matemático e sua Validação com Testes de Campo**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, ago 2008.
- ONS. **Crítérios para Operação**. 2022. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.5-CR_2020.12.pdf. Acesso em: 12 jun. 2023.
- ONS. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. 2022. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%202.3-CR_2022.10.pdf. Acesso em: 11 jun. 2023.
- ONS. **Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica**. 2022. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.9-RQ_2022.10.docx_687a4257-1841-46b6-a0e7-51d584546f98.pdf. Acesso em: 12 jun. 2023.
- ONS. **Acesso em 10 passos**. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/acesso-conexao/informacoes-basicas.aspx>. Acesso em: 04 jun. 2023.

PACHECO, C. R.; CARVALHO, J. K. S.; SILVA, N. R. **MÁQUINAS SÍNCRONAS: CARACTERÍSTICAS E PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO**. 2019. Disponível em: <https://eventos.ifg.edu.br/secitecitumbiara/wp-content/uploads/sites/9/2020/02/RE-25-M%C3%A1quinas-s%C3%ADncronas-caracter%C3%ADsticas-e-princ%C3%ADpios-de-funcionamento.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2023.

ROY, N. K.; HOSSAIN, M. J.; POTA, H. R. Effects of load modeling in power distribution system with distributed wind generation. In: **AUPEC 2011**. Brisbane: [S. n.], 2011. p. 1–6.

SAADAT, H. **Power System Analysis**. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1999. 460-576 p.

UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kinsley**. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2014. 262-390 p.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Rio de Janeiro: Campus, 1984.

APÊNDICE A – DADOS DOS GERADORES

DADOS DOS GERADORES NA OPERAÇÃO							
GERADOR	P Gerado [MW]	P Máximo [MW]	P Mínimo [MW]	Q Gerado [MVar]	Q Máximo [Mvar]	Q Mínimo[Mvar]	S Base [MVA]
BARRA 1	75,13	200,00	20,00	41,77	100,00	-100,00	250,00
BARRA 2	67,00	100,00	10,00	50,00	50,00	-50,00	120,00
BARRA 7	64,00	100,00	10,00	50,00	50,00	-50,00	120,00
BARRA 13	200,00	250,00	25,00	85,11	150,00	-150,00	300,00
BARRA 15	250,00	300,00	30,00	68,76	150,00	-150,00	350,00
BARRA 16	245,00	300,00	25,00	81,87	150,00	-150,00	350,00
BARRA 18	144,00	150,00	15,00	36,65	60,00	-60,00	180,00
BARRA 21	250,00	300,00	30,00	-38,08	150,00	-150,00	350,00
BARRA 22	150,00	180,00	20,00	-30,54	60,00	-60,00	180,00
BARRA 23	200,00	250,00	25,00	-0,74	100,00	-100,00	300,00

APÊNDICE B – DADOS DAS CARGAS E TRANSFORMADORES

POTÊNCIA DAS CARGAS		
CARGAS	Pcarga [MW]	Qcarga [Mvar]
BARRA 2	97,00	20,00
BARRA 3	90,00	19,00
BARRA 4	74,00	15,00
BARRA 5	71,00	14,00
BARRA 6	68,00	14,00
BARRA 7	62,00	13,00
BARRA 8	85,00	18,00
BARRA 9	175,00	36,00
BARRA 10	100,00	23,00
BARRA 13	130,00	27,00
BARRA 14	92,00	20,00
BARRA 15	158,00	32,00
BARRA 16	100,00	20,00
BARRA 18	162,00	34,00
BARRA 19	90,00	18,00
BARRA 20	65,00	13,00

POTÊNCIA DAS CARGAS			
TRAFO	R [pu]	X [pu]	S [MVA]
BARRA 3 - BARRA 24	0,0023	0,0839	400,00
BARRA 9 - BARRA 11	0,0023	0,0839	400,00
BARRA 9 - BARRA 12	0,0023	0,0839	400,00
BARRA 10 - BARRA 11	0,0023	0,0839	400,00
BARRA 10 - BARRA 12	0,0023	0,0839	400,00

APÊNDICE C – DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO			
TRAJETO	Resistência [pu]	Indutância [pu]	Susceptância [pu]
BARRA 1 - BARRA 2	0,0007	0,001231	0,000651
BARRA 1 - BARRA 3	0,054189	0,211137	0,0613
BARRA 1 - BARRA 5	0,022426	0,084901	0,0244
BARRA 2 - BARRA 4	0,033611	0,1273	0,0366
BARRA 2 - BARRA 6	0,05064	0,192014	0,0557
BARRA 3 - BARRA 9	0,031478	0,11921	0,0343
BARRA 4 - BARRA 9	0,026925	0,107787	0,0279
BARRA 5 - BARRA 10	0,023342	0,088372	0,0254
BARRA 6 - BARRA 10	0,022615	0,033329	0,13029
BARRA 7 - BARRA 8	0,01614	0,06103	0,0179
BARRA 8 - BARRA 9	0,042339	0,164817	0,0478
BARRA 8 - BARRA 10	0,042339	0,164817	0,0478
BARRA 11 - BARRA 13	0,005831	0,04746	0,0959
BARRA 11 - BARRA 14	0,005129	0,041725	0,0843
BARRA 12 - BARRA 13	0,005831	0,0476	0,0959
BARRA 12 - BARRA 23	0,012243	0,096441	0,1984
BARRA 13 - BARRA 23	0,0106	0,086428	0,1752
BARRA 14 - BARRA 16	0,004773	0,038841	0,0785
BARRA 15 - BARRA 16	0,002123	0,17269	0,0349
BARRA 15 - BARRA 21	0,006068	0,04899	0,1006
BARRA 15 - BARRA 24	0,006424	0,051867	0,1066
BARRA 16 - BARRA 17	0,003184	0,025901	0,0523
BARRA 16 - BARRA 19	0,00283	0,023024	0,0465
BARRA 17 - BARRA 18	0,001769	0,014392	0,0291
BARRA 17 - BARRA 22	0,01225	0,105266	0,2116
BARRA 18 - BARRA 21	0,003309	0,025951	0,0533
BARRA 19 - BARRA 20	0,005052	0,039636	0,0814
BARRA 20 - BARRA 23	0,002758	0,021627	0,0444
BARRA 21 - BARRA 22	0,008295	0,06769	0,1367

APÊNDICE D – DADOS UTILIZADOS: GENROE

DADOS UTILIZADOS - PADRÃO GENROE												
ENTRADA	BARRA 1	BARRA 2	BARRA 7	BARRA 13	BARRA 15	BARRA 16	BARRA 18	BARRA 21	BARRA 22	BARRA 23		
T ^{do} (> 0)	4,7670	7,8990	7,8990	9,4800	7,2030	7,2030	5,9410	7,2030	9,7330	9,4800		
T ^{do} (> 0)	0,0330	0,0400	0,0400	0,0230	0,0460	0,0460	0,0350	0,0460	0,0470	0,0230		
T ^{qo} (> 0)	0,4130	0,5970	0,5970	0,9900	0,8000	0,8000	0,5650	0,8000	1,0810	0,9900		
T ^{qo} (> 0)	0,0700	0,0790	0,0790	0,0350	0,0690	0,0690	0,0700	0,0690	0,0820	0,0350		
H, Inertia	3,0000	4,7600	4,7600	7,5000	4,8100	4,8100	5,0250	4,8100	6,3500	7,5000		
D, Speed Damping	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000		
X _d	2,1980	2,2870	2,2870	2,1700	1,8731	1,8731	1,9948	1,8731	2,0590	2,1700		
X _q	2,0970	2,1740	2,1740	2,0500	1,8482	1,8482	1,8814	1,8482	2,0057	2,0500		
X _d	0,3110	0,2650	0,2650	0,2200	0,3743	0,3743	0,2500	0,3743	0,2666	0,2200		
X _q	0,5060	0,4643	0,4643	0,3600	0,5482	0,5482	0,4450	0,5482	0,4519	0,3600		
X ^d = X ^q	0,2330	0,1930	0,1930	0,1750	0,2893	0,2893	0,1864	0,2893	0,2008	0,1750		
X _i	0,1940	0,1460	0,1460	0,1500	0,2390	0,2390	0,1409	0,2390	0,1711	0,1500		
S(1,0)	0,0360	0,0730	0,0730	0,0869	0,0526	0,0526	0,0670	0,0526	0,0780	0,0869		
S(1,2)	0,2400	0,3950	0,3950	0,1860	0,4622	0,4622	0,5790	0,4622	0,3500	0,1860		

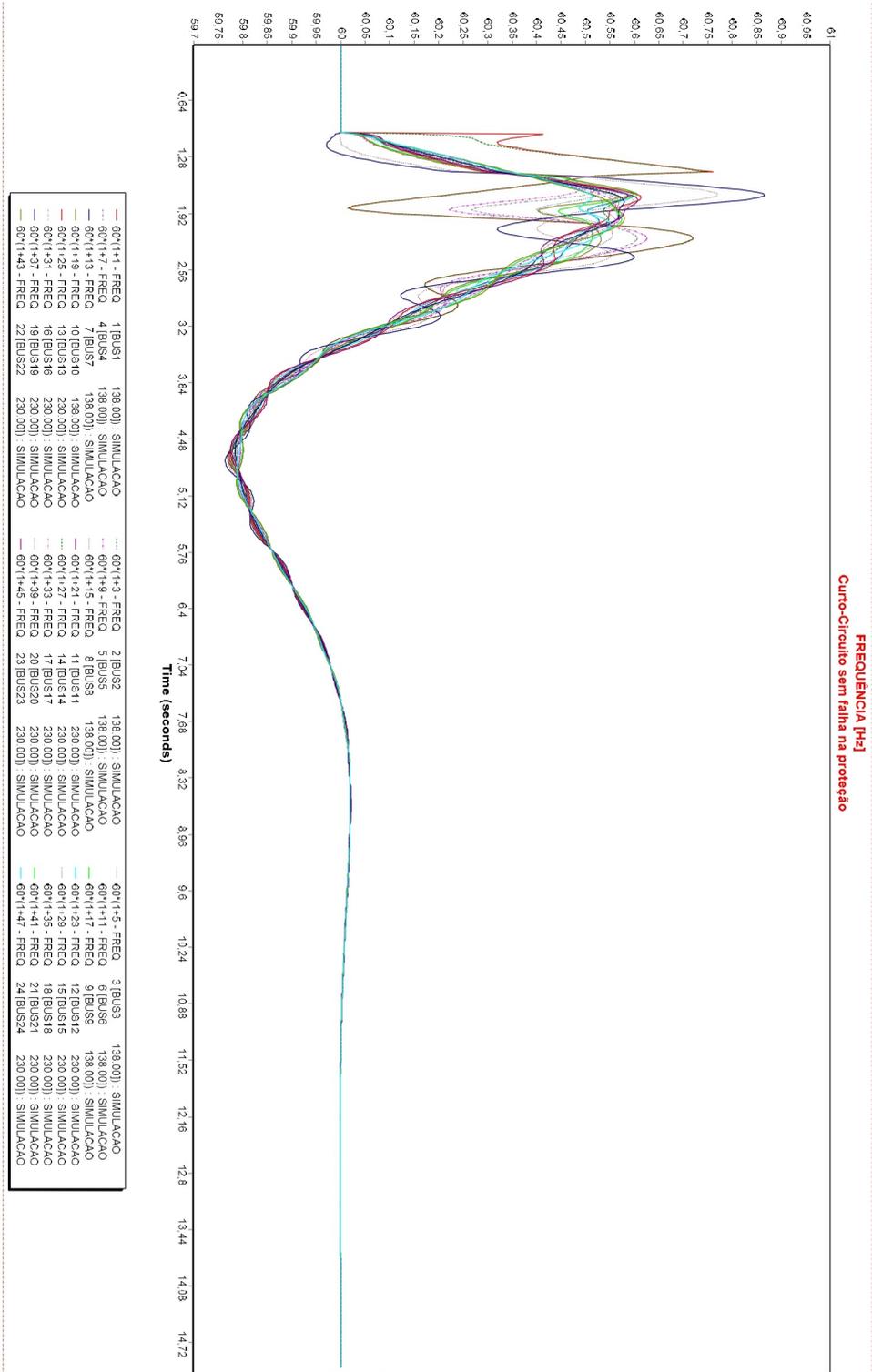
APÊNDICE E – DADOS UTILIZADOS: IEEX1

DADOS UTILIZADOS - PADRÃO IEEX1										
ENTRADA	BARRA 1	BARRA 2	BARRA 7	BARRA 13	BARRA 15	BARRA 16	BARRA 18	BARRA 21	BARRA 22	BARRA 23
TR	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
KA	50,0000	60,2000	50,0000	60,2000	40,0000	50,0000	40,0000	50,0000	40,0000	60,2000
TA	0,0600	0,0500	0,0600	0,0500	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0500
TB	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TC	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
VRMAX or zero	5,0000	5,2000	5,0000	5,2000	6,5000	5,0000	5,5000	5,5000	5,5000	5,2000
VRMIN	-5,0000	-5,0000	-5,0000	-5,0000	-6,5000	-5,0000	-5,5000	-5,5000	-5,5000	-5,0000
KE or zero	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
TE (> 0)	0,2500	0,4100	0,5000	0,4100	0,7300	0,5280	0,4000	0,4000	0,4000	0,4100
KF	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900	0,0900
TF1 (> 0)	1,0000	0,5000	1,0000	0,5000	1,0000	1,2600	1,0000	1,0000	1,0000	0,5000
0. Switch	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
E1	1,7000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000
SE(E1)	0,5000	0,6600	0,0800	0,6600	0,0300	0,0900	0,0300	0,0300	0,0300	0,6600
E2	3,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000	4,0000
SE(E2)	2,0000	0,8800	0,3100	0,8800	0,7400	0,2800	0,8500	0,8500	0,8500	0,8800

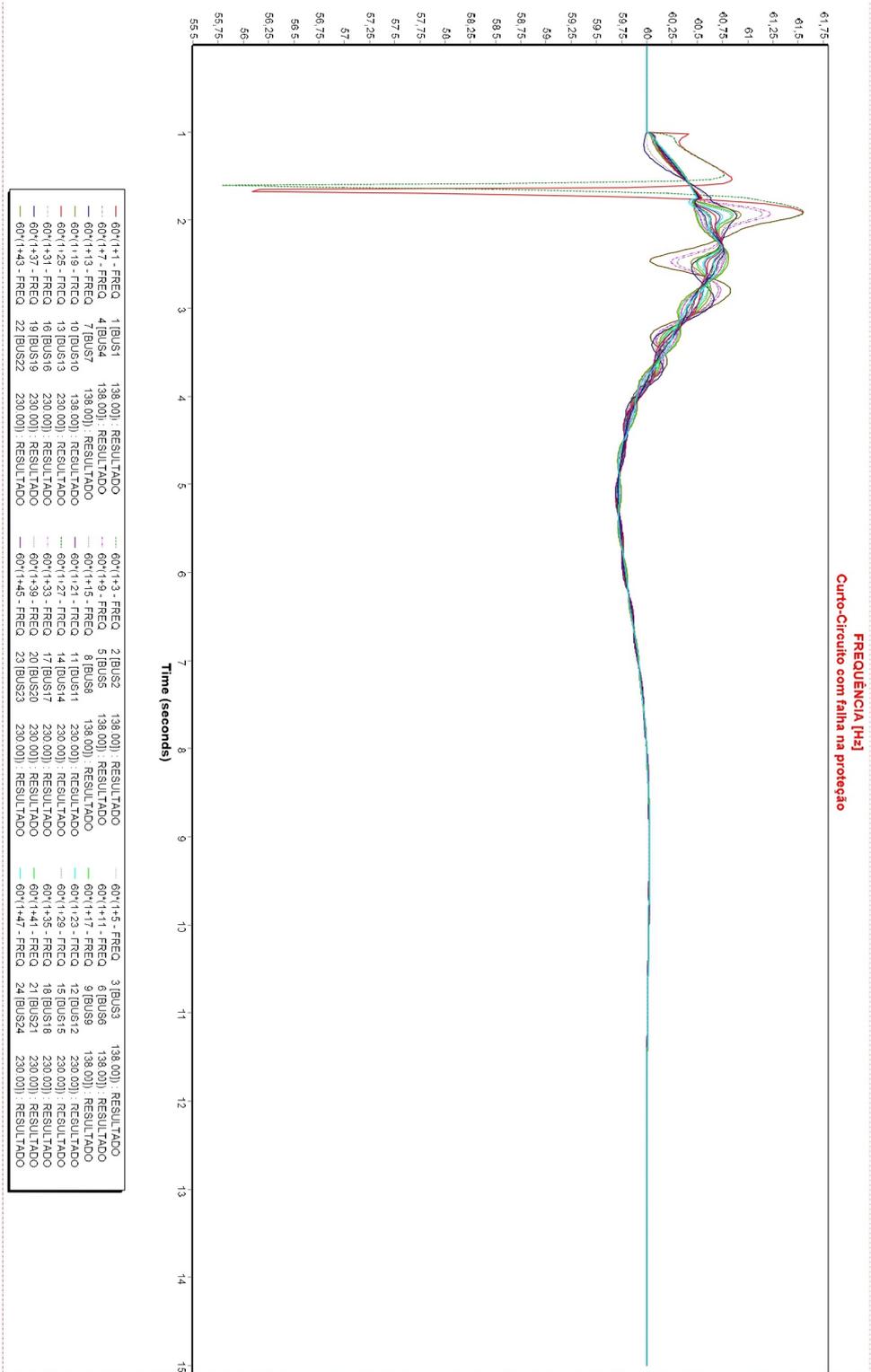
APÊNDICE F – DADOS UTILIZADOS: IEESGO

DADOS UTILIZADOS - PADRÃO IEESGO	
ENTRADA	VALOR
T1, Controller Lag	0,1500
T2, Controller Lead Compensation	0,0000
T3, Governor Lag (> 0)	0,0300
T4, Delay Due To Steam Inlet Volumes	0,2500
T5, Reheater Delay	4,0200
T6, Turbine, pipe, hood Delay	0,0000
K1, 1/Per Unit Regulation	20,0000
K2, Fraction	0,6000
K3, fraction	0,5000
PMAX, Upper Power Limit	0,9000
PMIN, Lower Power Limit	0,0000

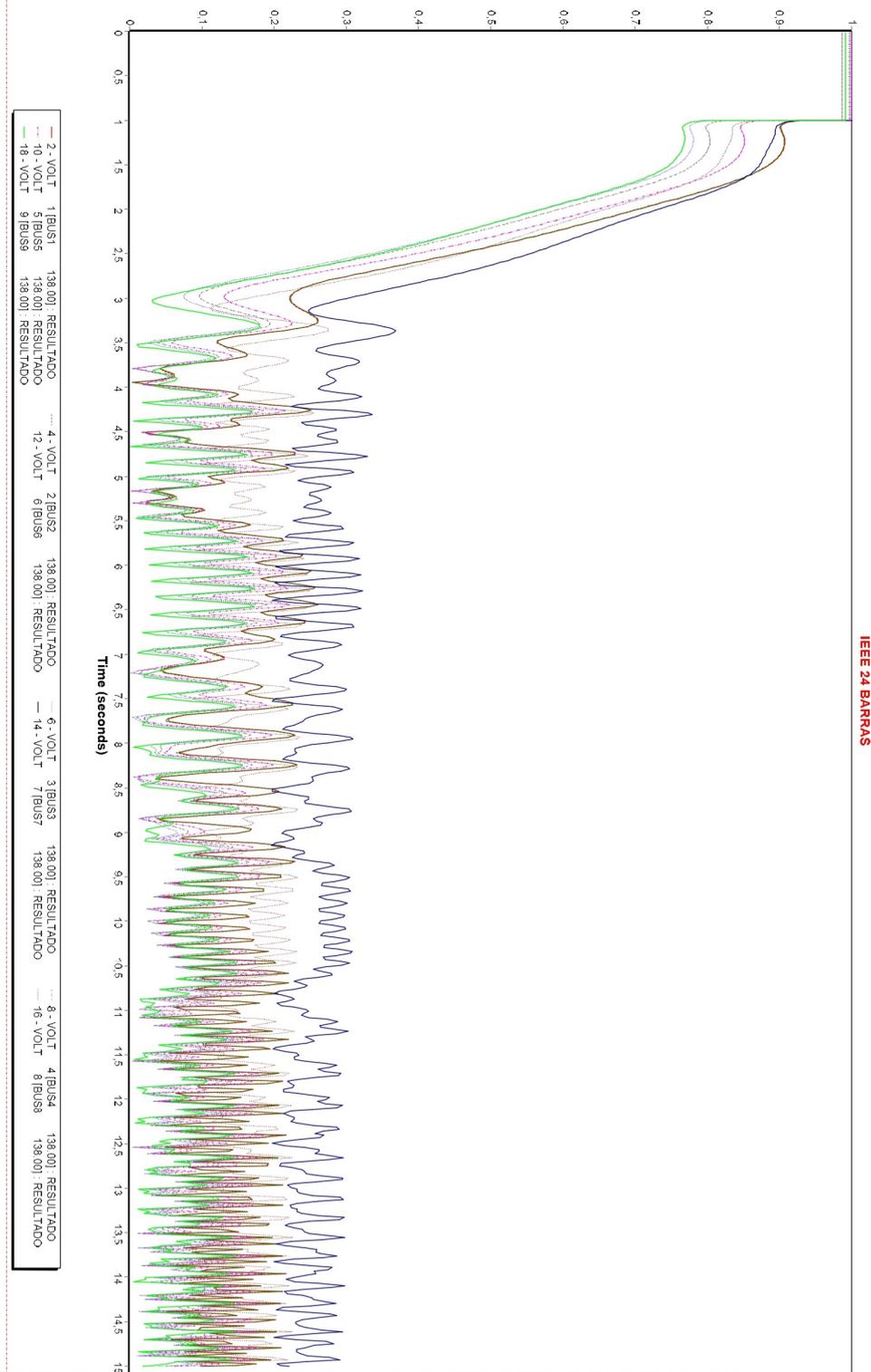
APÊNDICE H – PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: PRIMEIRO CENÁRIO



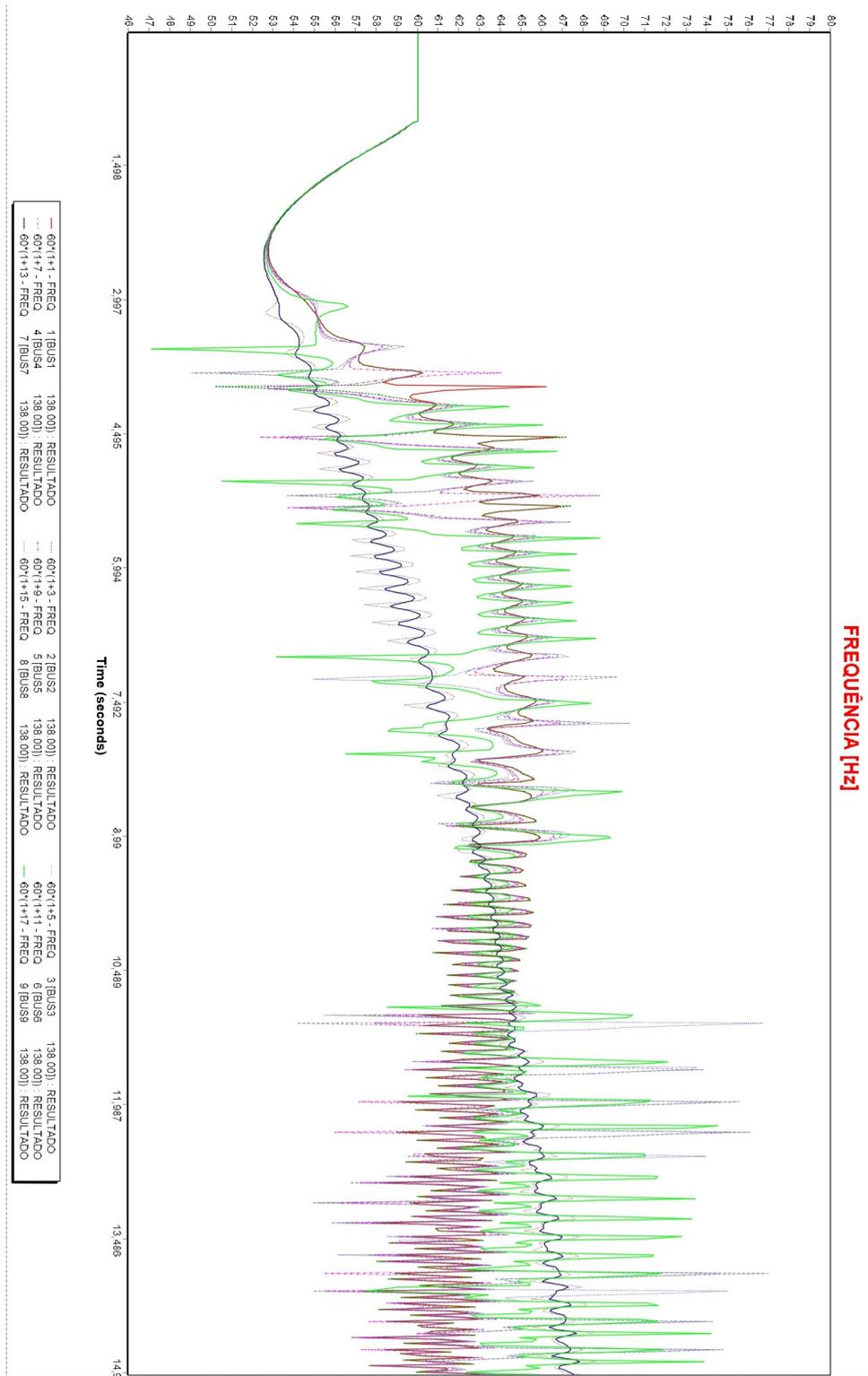
APÊNDICE I – PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: SEGUNDO CENÁRIO



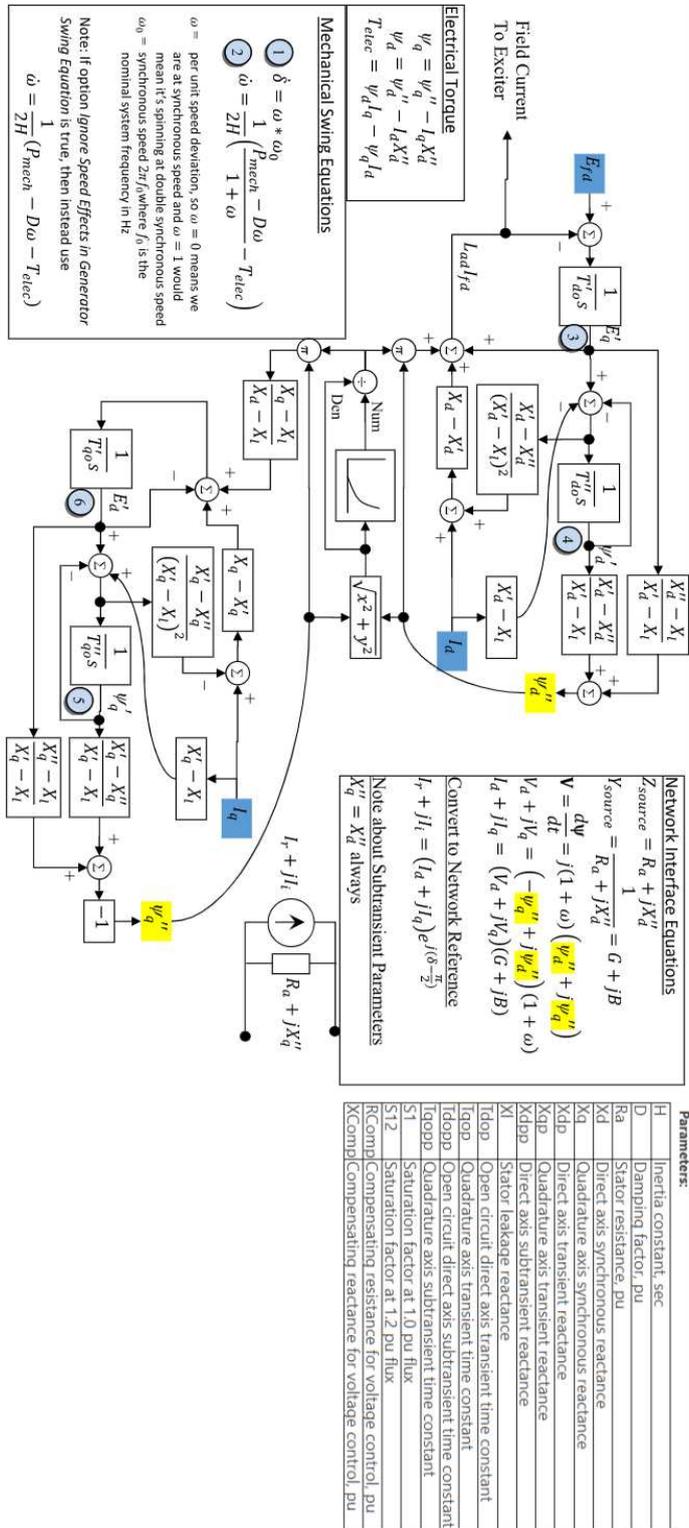
APÊNDICE J – PERFIL DE TENSÃO TRANSITÓRIA: TERCEIRO CENÁRIO



APÊNDICE K – PERFIL DE FREQUÊNCIA TRANSITÓRIA: TERCEIRO CENÁRIO



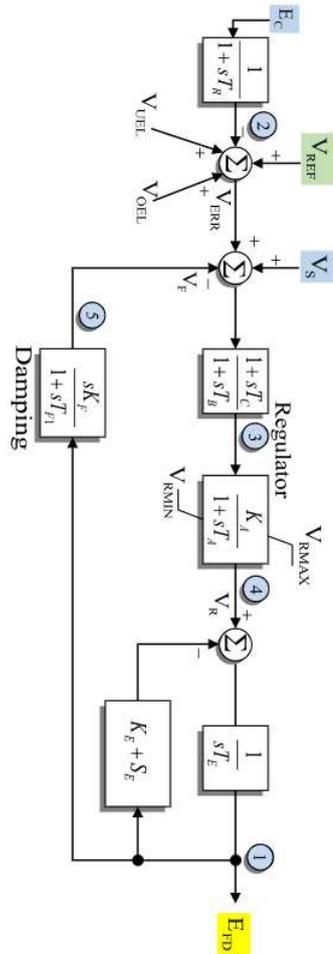
ANEXO A – DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO GENROU PARA UM GERADOR SÍNCRONO



Treatment of R_{comp} and X_{comp}
 When specified, the compensated voltage fed as an input to the exciter is calculated as:
 $V_{comp} = |\bar{V}_t - (R_{comp} + jX_{comp})\bar{I}_t|$

ANEXO B – DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO IEEEEX1 PARA SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Exciter IEEEEX1 IEEE Type 1 Excitation System Model



States

- 1 - Efield
- 2 - Sensed V_t
- 3 - V_b
- 4 - V_r
- 5 - V_f

Model supported by PSS/E

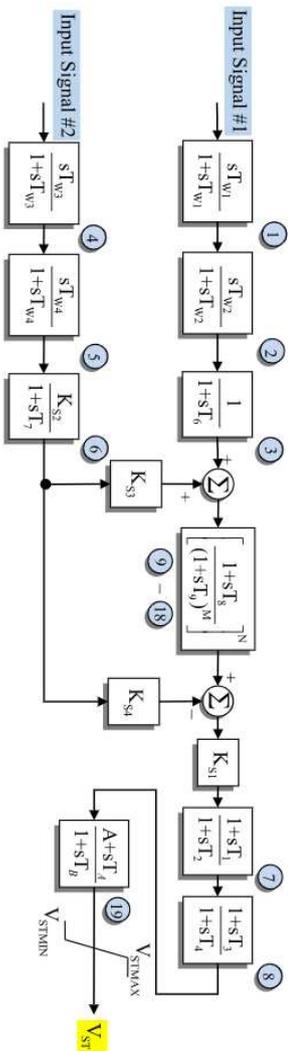
Parameters:

Tf	Transducer time constant, sec
Ka	Voltage regulator gain
Ta	Voltage regulator time constant, sec
Tb	Time constant, sec
Tc	Time constant, sec
Vmax	Maximum control element output, pu
Vmin	Minimum control element output, pu
Ke	Exciter field resistance line slope margin, pu
Te	Exciter field time constant, sec
Kf	Rate feedback gain, pu
Tf1	Feedback lead time constant, sec
Switch	Parameter not used in PowerWorld
E1	Field voltage value, 1
SE1	Saturation factor at E1
E2	Field voltage value, 2
SE2	Saturation factor at E2

ANEXO C – DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO PSS2A PARA ESTABILIZADOR DE POTÊNCIA

Stabilizer PSS2A

Stabilizer PSS2A IEEE Dual-Input Stabilizer Model



States

- | | |
|------------------|-------------------|
| 1 - WOTW1 | 11 - RampFilter3 |
| 2 - WOTW2 | 12 - RampFilter4 |
| 3 - Transducer1 | 13 - RampFilter5 |
| 4 - WOTW3 | 14 - RampFilter6 |
| 5 - WOTW4 | 15 - RampFilter7 |
| 6 - Transducer2 | 16 - RampFilter8 |
| 7 - LLI1 | 17 - RampFilter9 |
| 8 - LLI2 | 18 - RampFilter10 |
| 9 - RampFilter1 | 19 - LLGEOOnly |
| 10 - RampFilter2 | |

Model supported by PSLF

Model supported by PSS2 without T_a , T_b lead/lag block and with $K_{s3} = 1$

Input Signal #1 and #2:

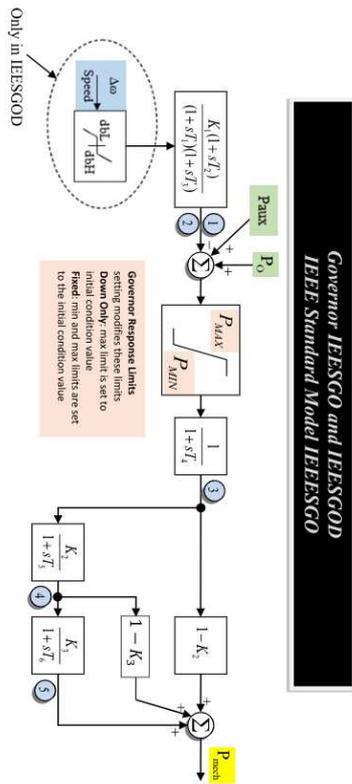
- 1- Rotor Speed Deviation (p.u.)
- 2- Bus Frequency Deviation (p.u.)
- 3- Generator Electrical Power in Gen MVA Base (p.u.)
- 4- Generator Accelerating Power (p.u.)
- 5- Bus Voltage (p.u.)
- 6- Derivative of p.u. Bus Voltage

Parameters:

ics1	First stabilizer input code
ics2	Second stabilizer input code
M	Ramp tracking filter
N	Ramp tracking filter
Tw1	First washout on first remote bus, sec
Tw2	Second washout on first remote bus, sec
T6	Time constant on first remote bus, sec
Tw3	First washout on second remote bus, sec
Tw4	Second washout on second remote bus, sec
T7	Time constant on second remote bus, sec
Ks2	Gain on second remote bus
Ks3	Gain on second remote bus
T8	Lead of ramp tracking filter
T9	Lag of ramp tracking filter
Ks1	Stabilizer gain
T1	Lead/lag time constant, sec
T2	Lead/lag time constant, sec
T3	Lead/lag time constant, sec
T4	Lead/lag time constant, sec
Vstmax	Stabilizer output maximum limit, pu
Vstmin	Stabilizer output minimum limit, pu
A	Lead/lag time numerical gain (Not in IEEE model)
Ta	Lead/lag time constant, sec (Not in IEEE model)
Tb	Lead/lag time constant, sec (Not in IEEE model)
Ks4	Gain on second remote bus

ANEXO D – DIAGRAMA DE BLOCOS: MODELO IEEESGO PARA REGULADOR DE VELOCIDADE

Governor IEEESGO and IEEESGOD



Governor IEEESGO and IEEESGOD
IEEE Standard Model IEEESGO

footnotes:
Input and Outputs are on the Trafe base.
If Trafe = 0, then machine MVABase is used.

Model supported by PSSE

- Status**
- 1 - First Integrator
 - 2 - Second Integrator
 - 3 - Turbine T4
 - 4 - Turbine T5
 - 5 - Turbine T6

Parameters for IEEESGO:

T1	controller lag time constant, sec
T2	controller lead time compensation, sec
T3	governor lag time constant, sec
T4	Delay due to steam inlet volumes associated with steam chest and inlet piping, sec
T5	Reheater delay including hot and cold leads, sec
T6	Delay due to p-LP turbine, crossover pipes, and LP end hoods, sec
K1	1/PU unit regulation
K2	Fraction
K3	Fraction
Pmax	Upper power limit (pu)
Pmin	lower power unit (pu)

Parameters for IEEESGOD:

T1	controller lag time constant, sec
T2	controller lead time compensation, sec
T3	governor lag time constant, sec
T4	Delay due to steam inlet volumes associated with steam chest and inlet piping, sec
T5	Reheater delay including hot and cold leads, sec
T6	Delay due to p-LP turbine, crossover pipes, and LP end hoods, sec
K1	1/PU unit regulation
K2	Fraction
K3	Fraction
Pmax	Upper power limit (pu)
Pmin	lower power unit (pu)
dbl	Deadband High (pu)
dbl	Deadband Low (pu)
Trate	Turbine rating, MW