



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ABORDAGEM PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Amanda Fernandes de Oliveira

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Glauco Nery Taranto
Maynara Azevedo Aredes

Rio de Janeiro
Setembro de 2019

ABORDAGEM PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Amanda Fernandes de Oliveira

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. (Orientador) Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Eng. (Coorientadora) Maynara Azevedo Aredes, B.Sc.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
SETEMBRO DE 2019

Fernandes de Oliveira, Amanda

Abordagem Probabilística para Análise de Estabilidade Transitória em Sistemas de Grande Porte/Amanda Fernandes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2019.

XII, 59 p.: il.; 29,7cm.

Orientadores: Glauco Nery Taranto

Maynara Azevedo Aredes

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 52 – 54.

1. Estabilidade. 2. ORGANON. 3. Sistema de Potência. I. Nery Taranto, Glauco *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos meus pais.

Agradecimentos

Primeiramente, dedico este trabalho aos meus pais, Edina e Sergio por acreditarem nas minhas loucuras e por sempre incentivarem os meus estudos. Dedico também as minhas irmãs, Duda e Claudinha.

Meus agradecimentos aos meu orientadores, Maynara e Glauco por me auxiliarem na construção deste trabalho e por sempre serem solícitos.

A equipe da HPPA, em especial ao Dr. Jorge Jardim e Leonardo Pinheiro, pela disponibilização da ferramenta ORGANON e pelas referências e preciosas informações a respeito do programa.

A todos da PSR pela atenção e liberdade que me foi dada para questionar e aprender. Em especial, ao Mario, por acreditar em mim e pela sugestão de um tema tão divertido e desafiador. A equipe de transmissão, May, Martha, Jairo, Dani, João, Tales e David pelo companheirismo do dia-a-dia. Em especial, a Martha por criar um ambiente tão divertido e de cumplicidade na nossa equipe e a Maynara e o Jairo, por me receberem de braços abertos na PSR.

A todos os colegas de faculdade, em especial: Camila, Yuri, Nica e Amanda por se tornarem minha família no Rio de Janeiro e me ajudarem neste longo caminho.

Aos professores da UFRJ, por proporcionarem durante esses 5 anos meu desenvolvimento como profissional e como cidadã. Em especial, aos professores Heloi e Carlos Julio pela dedicação em transmitir os seus conhecimentos com o máximo de alunos possíveis.

A todos aqueles que contribuíram pela elaboração deste trabalho.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

ABORDAGEM PROBABILÍSTICA PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Amanda Fernandes de Oliveira

Setembro/2019

Orientadores: Glauco Nery Taranto
Maynara Azevedo Aredes

Curso: Engenharia Elétrica

Sistemas que apresentam variáveis com características intrínsecas de incerteza requerem simulações com modelos probabilísticos para considerar cenários representativos da realidade de forma a garantir uma solução ótima e econômica. Resultados determinísticos, por sua vez, poderiam resultar valores subestimados ou sobrestimados. Em estudos elétricos, as simulações com abordagens probabilísticas apresentam dificuldades de implementação devido à complexidade da representação de múltiplos cenários para estudos que são feitos através da simulação da rede elétrica.

Enquanto alguns estudos eletroenergéticos já são analisados sob a ótica probabilística, tais como o despacho de sistemas hidrotérmicos, outras áreas ainda carecem de ferramentas que permitam analisá-las considerando múltiplos cenários, entre elas, o estudo de estabilidade transitória.

O estudo de estabilidade transitória permite avaliar a segurança de um sistema elétrico e a sua capacidade de suprir toda a demanda frente a perturbações. A estabilidade do sistema e o seu controle carga-frequência têm ganhado atenção ao redor do mundo devido à alta penetração de fontes renováveis que não fazem parte do despacho centralizado tem tornado a operação do sistema elétrico mais complexa dada a redução da inércia equivalente, parâmetro essencial para garantir a estabilidade transitória do sistema.

Objetiva-se, portanto, elaborar uma ferramenta para realizar estudos probabilísticos de estabilidade transitória e um arcabouço de análise probabilística para sistemas de grande porte de forma a trazer mais robustez às análises e resultados.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

PROBABILISTIC APPROACH FOR TRANSIENT STABILITY ANALYSIS IN MAJOR POWER SYSTEMS

Amanda Fernandes de Oliveira

September/2019

Advisors: Glauco Nery Taranto

Maynara Azevedo Aredes

Course: Electrical Engineering

Systems that display variables with uncertainty characteristics require simulations through probabilistic models to consider realistic scenarios to ensure an optimal and economical solution. Deterministic analyzes, in turn, could result in underestimated or overestimated values. In electrical studies, simulations with probabilistic approaches present implementation difficulties due to the complexity of multiples scenarios representation to studies that involve simulations with electric network.

While some electroenergetic studies are already analyzed from a probabilistic point of view, such as the dispatch of hydrothermal systems, other areas still lack tools to analyze results for multiple scenarios, such as, the transient stability study.

The transient stability study allows to assess the safety of an electrical system and its ability to meet all demand in the event of disturbances. The system stability and its load-frequency control are being addressed worldwide due to the high penetration of uncontrollable renewable sources which has made the operation of the electrical system more complex given the equivalent inertia reduction, an essential parameter for ensure the transient stability of the system.

Therefore, the aim of this project is to elaborate a tool to perform probabilistic studies of transient stability and a probabilistic analysis framework for large systems in order to bring more robustness to the analyses and results.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
1 Introdução	1
1.1 Objetivo	3
1.2 Estrutura do Trabalho	3
2 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	4
2.1 Máquinas Síncronas	6
2.2 Critério das Áreas Iguais	7
2.3 Controle de Frequência	11
2.3.1 Regulação Primária	13
3 Modelos Computacionais	15
3.1 O ORGANON	15
3.1.1 Análise Dinâmica	16
3.1.2 Funções de Energia	18
3.1.3 Índice de Estabilidade	20
3.1.4 Resultados das Análises Dinâmicas no ORGANON	22
3.2 Aplicativo EMC	25
3.2.1 Análise de Amostras Probabilísticas	28
3.2.2 Resultados da análise dinâmica probabilística do sistema exemplo de 9 barras	29
4 Estudo de caso	34
4.1 Sistema Elétrico Colombiano	34
4.2 Base de Dados e Premissas	36
4.3 Resultados	38
4.3.1 Índice de estabilidade	39
4.3.2 Controle carga frequência	44

5	Conclusões	50
5.1	Trabalhos Futuros	51
	Referências Bibliográficas	52
A	Sistema Exemplo 9 barras	55
B	Modelos Máquinas Síncronas e Reguladores de Velocidade no OR- GANON	57

Lista de Figuras

1.1	Frequência calculada do sistema ERCOT após perda de geração de 2.750 MW (2010-2017).	2
2.1	Máquinas conectadas num sistema de transmissão.	5
2.2	Máquinas conectadas em um sistema com a perda de uma linha de transmissão.	5
2.3	Rotor de um gerador síncrono.	6
2.4	Sistema máquina - barra infinita.	8
2.5	Resposta do gerador à variação da potência mecânica.	9
2.6	Critério de Áreas Iguais.	10
2.7	Desvio de frequência através do balanço demanda-geração.	12
2.8	Frequência de um Sistema de Potência frente a uma perturbação com a atuação dos controles primário e secundário.	13
2.9	Malha de Controle de um regulador com estatimos	14
3.1	Análise Dinâmica via SIME.	21
3.2	Diagrama unifilar do sistema exemplo de 9 barras.	22
3.3	Índice de estabilidade no sistema exemplo 9 barras.	24
3.4	Desvio de frequência no sistema de 9 barras para a contingência 7-8.	25
3.5	Desvio angular no sistema de 9 barras para a contingência 7-8.	25
3.6	Integração SDDP - Netplan - ORGANON.	26
3.7	Funcionalidades do aplicativo EMC.	27
3.8	Fluxograma da execução do aplicativo EMC.	27
3.9	VaR e CVaR de duas amostras distintas.	29
3.10	Potência das usinas e da demanda do sistema exemplo de 9 barras para 72 cenários de operação.	30
3.11	Log de execução do caso exemplo.	30
3.12	Mapa de calor da convergência dos casos do sistema exemplo de 9 barras.	31
3.13	Mapa de calor do índice de estabilidade dos casos do sistema exemplo de 9 barras.	32

3.14	Histograma do índice de estabilidade do sistema 9 barras.	32
3.15	Índice de estabilidade médio por contingência do sistema 9 barras. . .	33
4.1	Matriz elétrica da Colômbia em 2030.	34
4.2	Rede elétrica do sistema elétrico colombiano em 2030.	35
4.3	Rede elétrica do sistema elétrico colombiano em 2030.	35
4.4	Índice de estabilidade dos casos.	39
4.5	Histograma do índice de estabilidade dos casos.	40
4.6	Desvio angular das máquinas para o caso com menor índice de esta- bilidade.	41
4.7	Índice médio de estabilidade por localização do curto-circuito.	42
4.8	Dispersão entre o despacho da máquina mais crítica e o índice de estabilidade.	43
4.9	Desvio angular dos rotores em um caso instável.	44
4.10	Frequência mínima dos casos.	45
4.11	Histograma da frequência mínima dos casos.	46
4.12	Probabilidade de atuação do EDAC nas contingências analisadas. . .	47
4.13	Frequência média das contingências.	47
4.14	CVaR da frequência mínima das contingências.	48
4.15	Resposta da frequência do sistema ao longo do tempo.	49
B.1	Diagrama de blocos do modelo de máquina clássica do ORGANON. .	57
B.2	Diagrama de blocos do regulador de velocidade para turbinas hidráulicas do ORGANON.	58
B.3	Diagrama de blocos de regulador de velocidade para turbinas térmicas do ORGANON.	59

Lista de Tabelas

3.1	Lista de contingências do sistema exemplo 9 barras.	23
3.2	Sumário da simulação dinâmica do sistema exemplo 9 barras.	23
3.3	Índice de estabilidade do sistema exemplo 9 barras.	24
4.1	Valores típicos de constante de inércia.	36
4.2	Lista de contingência.	37
B.1	Valores padrões do regulador de velocidade para turbinas hidráulicas do ORGANON.	58
B.2	Valores padrões do regulador de velocidade para turbinas térmicas do ORGANON.	59

Capítulo 1

Introdução

Um dos grandes desafios no âmbito do planejamento de um sistema elétrico de potência é o tratamento das incertezas de longo prazo como os recursos para geração de energia, a evolução da demanda e os distúrbios ou falhas inerentes aos equipamentos do sistema. Enquanto, as análises de algumas áreas do planejamento do sistema elétrico utilizam técnicas probabilísticas como coordenação do despacho das usinas, modelos de otimização para a expansão da geração e cálculo da reserva operativa [1], outras áreas ainda carecem de métodos probabilísticos que possam ser aplicados em sistemas reais, por exemplo, a análise de confiabilidade e de estabilidade transitória [2].

A manutenção da estabilidade de um sistema de potência é uma tarefa complexa que envolve aprimoradas técnicas de modelagem matemática e uso de algoritmos computacionais sofisticados.

Os estudos clássicos de estabilidade contemplam toda essa complexidade, valendo-se de critérios determinísticos para inferir sobre a estabilidade do sistema frente a distúrbios.[3]

O objetivo de um estudo de estabilidade transitória é obter um limite operativo para uma determinada condição de geração e carga na eventualidade de um defeito. Por utilizar critérios determinísticos, utilizam-se cenários conservadores nesses estudos. Ainda que o critério determinístico com um cenário conservador possa ser eficaz e contemplar as características do sistema, os resultados podem ser pessimistas e as práticas de operação tornam-se economicamente custosas pela incapacidade de indicar o risco incorrido em função da desconsideração da probabilidade de ocorrência do distúrbio e da natureza aleatória dos eventos que se sucedem.

A volatilidade da geração é uma das fontes de incerteza do sistema e essa tem ganhado grande relevância em estudos de estabilidade transitória e controle de carga-frequência devido à inserção de fontes renováveis não convencionais, especialmente as fontes eólica e fotovoltaica. Essas fontes além de apresentarem alta incerteza na sua produção devido à característica intermitente, não são despachadas de forma

centralizada e são assíncronas. Essa última característica é consequência delas não contribuírem para a inércia do sistema, parâmetro essencial para o equilíbrio carga-frequência [4].

A Figura do North American Electric Reliability Corporation (NERC) [5] retrata o impacto da diminuição da inércia equivalente do sistema norte americano frente à inserção de fontes renováveis. Em 2010, a frequência chegava ao patamar de 59.75 Hz com a perda de geração de 2750 MW e em 2017, dada a inserção em massa de fontes renováveis, para a mesma perda de geração, a frequência reduz para 59.45 Hz.

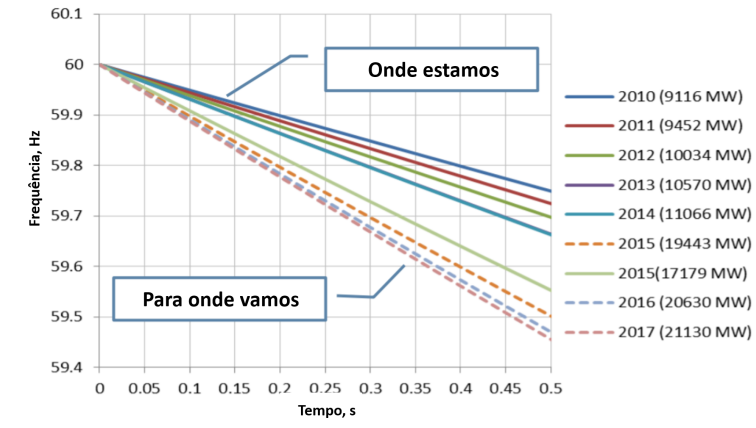


Figura 1.1: Frequência calculada do sistema ERCOT após perda de geração de 2.750 MW (2010-2017).

Outra fonte de incerteza nos estudos de estabilidade transitória é o distúrbio aperiódico aplicado no sistema. Os distúrbios mais comuns que podem ocasionar a instabilidade do sistema são curtos-circuitos nas linhas de transmissão, perda de um grande grupo de geradores e/ou aumento repentino de carga [6].

Eventos recentes de grandes distúrbios levaram a colapsos nos sistemas de grande porte. No Brasil, em 2018, o ajuste inadequado na proteção de um disjuntor na subestação Xingu resultou na desconexão do bipolo de corrente contínua Xingu-Estreito em 800 kV do sistema, por onde eram transmitidos 4000 MW. Esse distúrbio ocasionou altas taxas de variação de frequência e atuação do esquema regional de corte de carga. O resultado foi um corte de 25% da carga total do sistema e a perda de todos os geradores no subsistema nordeste [7].

Outro evento recente de instabilidade ocorreu na Argentina em junho de 2019 quando um curto-circuito em uma linha de transmissão de 500 kV ocasionou uma série de eventos de desligamento de equipamentos em cascata e o resultado foi a perda total da carga do sistema argentino. O sistema só foi reestabelecido completamente após 13 horas [8].

Esses eventos evidenciam a importância de considerar as incertezas inerentes ao

sistemas de potência e corroboram com a relevância da análise preditiva e probabilística dos sistemas.

1.1 Objetivo

No contexto de considerar as incertezas na análise de um sistema elétrico de potência, o objetivo desse trabalho é desenvolver uma ferramenta que possibilite a análise dinâmica probabilística de sistemas reais considerando múltiplos cenários com o intuito de capturar as incertezas da geração do sistema e dos distúrbios no sistema de transmissão.

Para esse fim, é proposto um processo com as ferramentas necessárias para gerenciar as múltiplas análises além de uma análise probabilística dos resultados que permite avaliar a resposta transitória do sistema.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é estruturado em 5 capítulos no qual o presente Capítulo 1 é a introdução.

O Capítulo 2 apresenta as questões teóricas relativas a estudos de estabilidade transitória. Neste capítulo são apresentadas as formulações matemáticas dos modelos de máquinas e do sistema, além de discutir quais são os impactos que podem levar à instabilidade do sistema. Ademais, discute-se sobre o controle carga-frequência realizado através da inércia das máquinas, regulação primária e regulação secundária.

O Capítulo 3 tem por objetivo apresentar o software comercial ORGANON, utilizado neste projeto para as análises dinâmicas de forma a detalhar os algoritmos computacionais utilizados pelo programa e os formatos dos resultados. Além disso, apresenta-se o processo e a ferramenta computacional desenvolvida para realizar a análise probabilística proposta.

No Capítulo 4 exemplifica-se a análise probabilística proposta com um estudo de caso da rede elétrica colombiana e discute-se sobre os resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

Os estudos de estabilidade de um sistema elétrico de potência (SEP) permitem analisar o comportamento do sistema frente a uma perturbação. O sistema é dito estável caso seja possível retornar a um ponto de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação.

Conforme definido em [9], o estudo de estabilidade pode ser dividido em dois grupos:

- Estabilidade angular - é a capacidade de um grupo de geradores síncronos de um SEP permanecer em sincronismo após uma perturbação. A análise da estabilidade angular envolve estudar o comportamento das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema de potência. Como a estabilidade angular é o foco do presente trabalho, ela continuará a ser discutida neste capítulo;
- Estabilidade de tensão - é a capacidade do sistema de manter um nível de tensão adequado ao longo da rede em condições normais de operação e após a ocorrência de uma contingência.

Os SEPs contam com máquinas síncronas interconectadas que giram em velocidade síncrona em relação às outras. A velocidade do rotor dessas máquinas permanece constante no regime permanente dado o equilíbrio entre torque mecânico e torque elétrico. As máquinas síncronas contam com forças restauradoras que frente a perturbações resultam em aceleração ou desaceleração de uma ou mais máquinas em relação às outras máquinas do sistema.

Uma analogia ao SEP, ilustrada na Figura 2.1, é associar as linhas de transmissão a uma biela rígida conectando os eixos das máquinas. Essa conexão garante que todas as máquinas estão em sincronismo girando na mesma velocidade constante. [8]

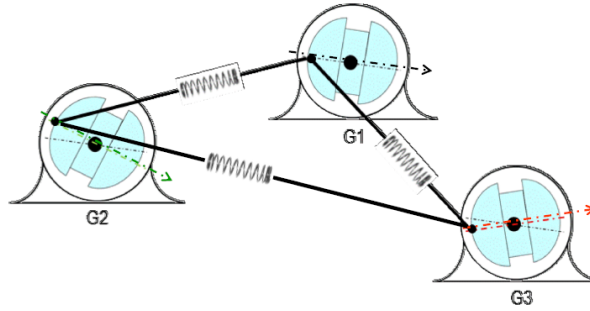


Figura 2.1: Máquinas conectadas num sistema de transmissão.

Suponha que haja a perda de uma linha desse sistema, ou seja, um "defeito" na biela conforme ilustrado na Figura 2.2, que a impossibilite de continuar a operação. Com esta perda, não há garantia de que as máquinas estejam em sincronismo girando na mesma velocidade.

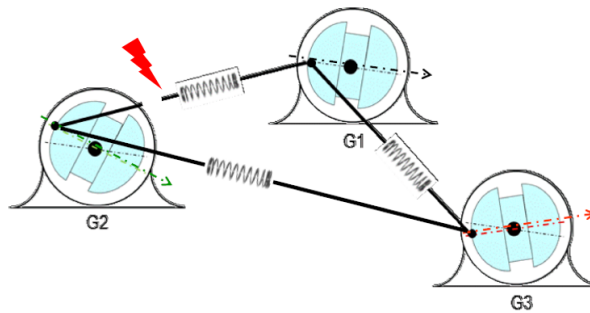


Figura 2.2: Máquinas conectadas em um sistema com a perda de uma linha de transmissão.

Se um gerador temporariamente se acelerar em relação a um outro, a posição angular do seu rotor em relação ao rotor da máquina mais lenta avançará. Esta diferença angular faz com que parte da carga do gerador mais lento se transfira para o gerador mais rápido, dependendo da curva Potência-Ângulo. Essa curva será discutida na próxima seção. Este fenômeno tende a reduzir a diferença de velocidade, e por conseguinte a diferença angular entre os dois geradores. A relação Potência-Ângulo é não linear e, após um certo limite, um aumento na separação angular é acompanhado da diminuição da potência transferida. Esse fenômeno faz aumentar ainda mais a separação angular entre as máquinas podendo levar à perda de sincronismo e instabilidade.

Quando uma máquina síncrona perde o sincronismo com o restante do sistema, o seu rotor gira numa velocidade maior ou menor do que aquela necessária para gerar tensões na frequência nominal do sistema. A perda de sincronismo pode ocorrer

entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores. Neste último caso, o sincronismo poderá ser mantido nos sistemas isolados caso haja separação dos sistemas e formação de ilhas.

2.1 Máquinas Síncronas

Conforme mencionado na seção anterior, as máquinas síncronas contam com forças restauradoras que frente a uma perturbação podem permitir ao SEP operar em um novo ponto de equilíbrio. Para compreender o comportamento do sistema frente a uma perturbação, é preciso analisar o modelo dinâmico de uma máquina síncrona.

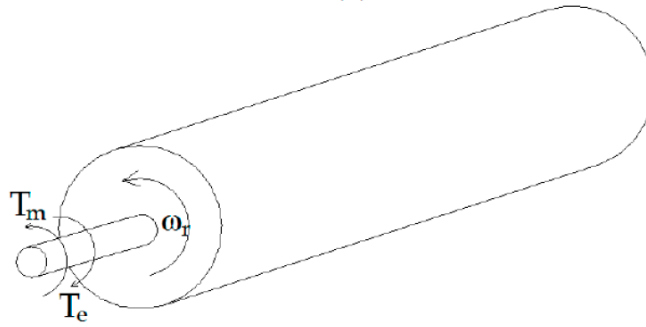


Figura 2.3: Rotor de um gerador síncrono.

A Equação 2.1 que descreve o movimento do rotor de uma máquina síncrona, ilustrado na Figura 2.3, baseia-se no princípio elementar da dinâmica dos corpos.

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

Em que:

J - momento de inércia total das massas do rotor [$kg \cdot m^2$];

ω - velocidade do rotor [rad/s];

T_m - conjugado mecânico [$N \cdot m$];

T_e - conjugado elétrico [$N \cdot m$].

Ao multiplicar a Equação 2.1 pela velocidade síncrona ω_s , obtém-se a Equação 2.2 que relaciona a diferença da potência mecânica (P_m) e a potência elétrica (P_e) com a aceleração do rotor (P_a).

$$J\omega_s \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.2)$$

As equações anteriores podem ser normalizadas nos termos da constante de inércia H , definida conforme Equação 2.3.

$$H = \frac{\text{Energia} - \text{Cinetica} - \text{Armazenada} - \text{no} - \text{Rotor} - \text{na} - \text{Velocidade} - \text{Sncrona}}{\text{Potencia} - \text{Nominal} - \text{Aparente}} \quad (2.3)$$

$$H = \frac{0.5 \times J \times \omega^2}{S} \quad (2.4)$$

A interpretação física da inércia corresponde ao período, em segundos, que a energia cinética armazenada do gerador é capaz de suprir sua carga nominal com velocidade nominal.

Ao substituir, a constante de inércia e o ângulo de carga da máquina na Equação 2.2, obtém-se a Equação 2.5

$$Pa = Pm - Pe = \frac{2H}{\omega_s} \times \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.5)$$

A Equação 2.5 é conhecida como a Equação de oscilação da máquina e permite relacionar uma perturbação de potência com o desvio do ângulo da máquina em relação a posição de equilíbrio.

Dessa foma, essa Equação implica no seguinte comportamento da máquina para as três situações possíveis:

- Se $Pe = Pm$, a máquina está em regime permanente, ou seja, na velocidade síncrona;
- Se $Pe < Pm$, a máquina irá acelerar;
- Se $Pe > Pm$, a máquina irá frear.

2.2 Critério das Áreas Iguais

Considerando um sistema como a da Figura 2.4 que consiste de um gerador conectado a uma barra infinita através de um circuito duplo de transmissão, é possível estudar a estabilidade transitória frente a uma contingência sem resolver explicitamente a equação diferencial 2.5. O método utilizado é o critério das áreas iguais. Apesar do método só ser aplicável para sistemas máquina-barra infinita, ele permite entender princípios básicos de estabilidade transitória para quaisquer sistemas.

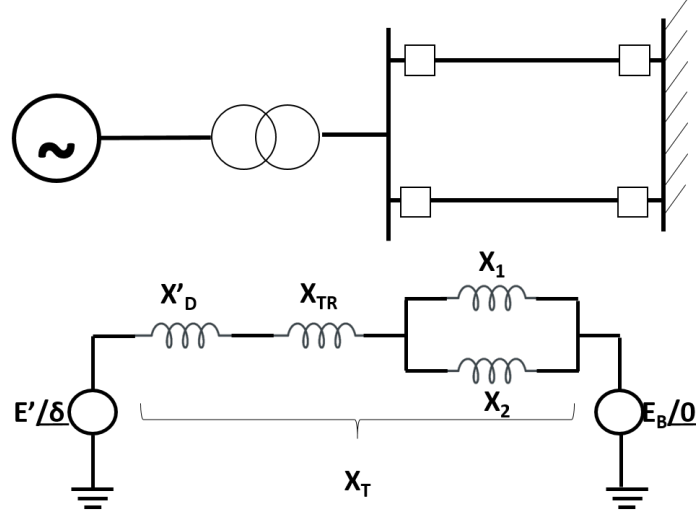


Figura 2.4: Sistema máquina - barra infinita.

Considerando o modelo clássico de gerador onde a potência entregue é descrita pela Equação 2.6, o método consiste em analisar a curva potência-ângulo do gerador frente a qualquer mudança no sistema para determinar se o ângulo do rotor cresce indefinidamente ou oscila ao redor do ponto de equilíbrio.

$$Pe = P_{max} \sin \delta = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta \quad (2.6)$$

Por exemplo, a resposta transitória de um gerador a um degrau de potência mecânica é ilustrada na Figura 2.5 em que a potência mecânica entregue ao sistema vá de P_{m0} para P_{m1} . Devido à inércia do gerador, o ângulo do rotor não muda instantaneamente de δ_0 para δ_1 . Conforme a Equação 2.5, como a potência mecânica é maior que a potência elétrica, o rotor acelera do ponto a inicial de operação até o ponto b. Ao atingir o ponto b, a potência acelerante é nula, mas a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona logo, o ângulo do rotor continua a aumentar até atingir δ_m com a velocidade síncrona no ponto c. Nesse ponto de operação, a potência elétrica do gerador é maior que a potência mecânica e por isso, o rotor desacelera e volta para o ponto a e passa a oscilar indefinidamente ao redor do ponto de equilíbrio b com uma amplitude constante.

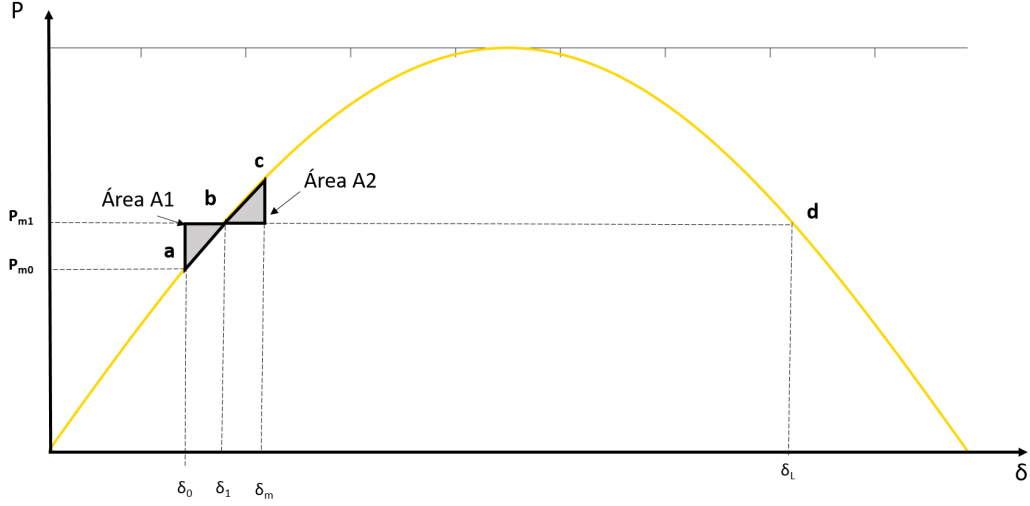


Figura 2.5: Resposta do gerador à variação da potência mecânica.

A Área 1 destacada na Figura 2.5 é a área acelerante do sistema na qual a potência mecânica entregue pelo gerador é maior que a potência elétrica. Essa área é calculada através da Equação 2.7.

$$A1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (Pm - Pe)d\delta \quad (2.7)$$

Em contra partida, a Área 2 é a área desacelerante do sistema na qual a potência mecânica é menor que a potência elétrica. Essa área é calculada através da integral 2.8.

$$A2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (Pe - Pm)d\delta \quad (2.8)$$

O Critério de Áreas Iguais determina o ângulo máximo δ_m que o rotor pode atingir para que o ângulo do rotor oscile com amplitude constante ao redor do ponto de equilíbrio, ou seja, para que o sistema permaneça estável.

Da Equação de oscilação da máquina 2.5, como a potência elétrica é uma função não linear do ângulo do rotor δ , não é possível solucioná-la explicitamente. Ao multiplicar ambos os lados da Equação por $2 \frac{d\delta}{dt}$, a integral desse resultado é apresentada na Equação 2.9.

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0(Pm - Pe)}{H} d\delta \quad (2.9)$$

Para o ângulo atingir um valor máximo δ_m , é necessário que a o desvio de velocidade seja nulo em algum momento após a perturbação. Dessa forma, o critério de estabilidade do sistema é dado pela Equação 2.10.

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

A Equação 2.10 anterior é satisfeita quando a área acelerante dada pela Equação 2.7 e a área desacelerante da Equação 2.8 são iguais.

Fisicamente, o critério exprime que o rotor deve ser capaz de devolver ao sistema, toda a energia absorvida da turbina durante o período de aceleração.

Por exemplo, utilizando esse método para estudar a estabilidade transitória do sistema da Figura 2.4 após um curto-circuito trifásico em uma das linhas é possível calcular o tempo crítico da abertura dos disjuntores para eliminar a falta. A função potência-ângulo é ilustrada na Figura 2.6 para três situações: i) antes do curto; ii) durante o curto; iii) após o curto (eliminado através abertura de um disjuntor da linha).

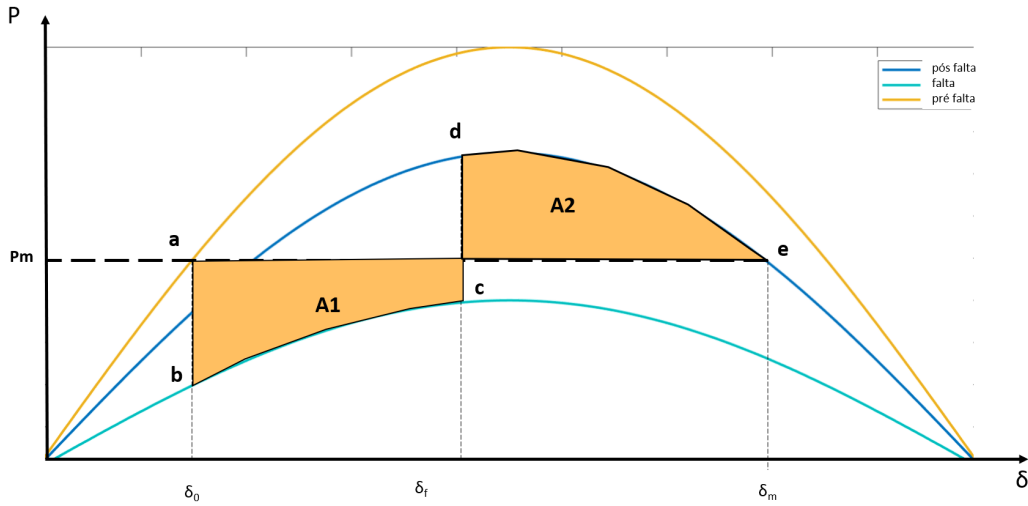


Figura 2.6: Critério de Áreas Iguais.

A máquina está operando inicialmente (pré falta) com o ângulo δ_0 no ponto A. No momento do curto, devido à nova topologia da rede, a máquina passa a operar no ponto B. Nesse ponto de operação, a potência elétrica entregue pelo gerador no ângulo δ_0 é inferior a potência mecânica e o ângulo do rotor aumenta até que a falta seja eliminada no ângulo δ_f . Quando a falta é eliminada, a máquina passa a operar no ponto D em que a potência elétrica é maior que a potência mecânica e a máquina desacelera, diminuindo o ângulo do rotor até atingir o ponto de equilíbrio E em que a área A1 é igual a área A2 com o ângulo δ_m .

Da discussão anterior, conclui-se que a estabilidade transitória depende dos seguintes fatores [9]:

- O quão carregado está o gerador - observa-se que caso a potência entregue pelo gerador esteja próxima do máximo, a área A1 torna-se maior e a área 2 menor;
- O tempo de eliminação da falta - com o aumento do tempo de eliminação, a área A1 torna-se maior enquanto a área A2 torna-se menor;
- A reatância do sistema de transmissão pós-falta;
- A reatância interna do gerador - uma reatância menor, aumenta a potência máxima transmitida e reduz o ângulo inicial;
- A inércia do gerador - quanto maior a inércia, menor a variação do ângulo o que reduz a área acelerante.

2.3 Controle de Frequência

A frequência é um parâmetro importante para garantir a segurança e qualidade na operação de um SEP. Para grandes variações de frequência, os equipamentos podem não operar de forma adequada, podendo trazer danos mecânicos e levar ao acionamentos de relés de proteção de sobre/sub frequência. Esse último pode ocasionar um efeito em cascata de desligamento de geradores e com isso, um colapso no sistema [4].

A frequência do SEP é função da velocidade de rotação dos geradores síncronos. Conforme Equação de oscilação da máquina 2.5, a velocidade dos geradores está relacionada ao balanço demanda (potência elétrica) e geração (potência mecânica). Ou seja, em um SEP quando a demanda aumenta, as máquinas síncronas irão reduzir sua velocidade e por consequência a frequência do sistema reduz. De forma análoga, quando a demanda reduz as máquinas síncronas irão acelerar e por consequência a frequência do sistema aumenta. A figura 2.7 ilustra o balanço da geração e carga na frequência do sistema.

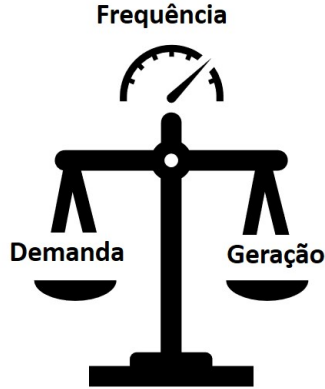


Figura 2.7: Desvio de frequência através do balanço demanda-geração.

A rapidez que a frequência de um sistema pode sair dos níveis aceitáveis de operação está relacionada com a inércia das máquinas síncronas. Uma vez que a frequência é uma função linear da velocidade síncrona do gerador, da Equação de oscilação, obtém-se:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \times f_s \quad (2.11)$$

A Equação anterior 2.11 mostra que a inércia dos geradores permite que frente ao desbalanço carga-geração, o desvio de frequência seja atenuado.

Além da inércia, os sistemas possuem regulação primária e secundária de velocidade para manter a frequência dentro da faixa operativa. A regulação primária é composta de reguladores de velocidades acoplados às máquinas que assim como a inércia atenuam a variação de velocidade na máquina. Contudo, esse tipo de controle não tem a capacidade de restaurar a frequência do sistema para o seu valor nominal. Essa função é realizada pela regulação secundária que consiste de controle automático de geração (CAG) [10].

Para ambas as regulações, os operadores de sistemas reservam uma parcela da oferta para provê-las, denominadas de reserva primária e reserva secundária de potência.

Com base no exposto, ilustra-se na Figura 2.8, retirada de [11], a atuação dos controles primários e secundários em um SEP. Observa-se que o tempo de resposta do controle primário é da ordem de segundos enquanto do controle secundário é da ordem de dezenas de segundos a minutos.

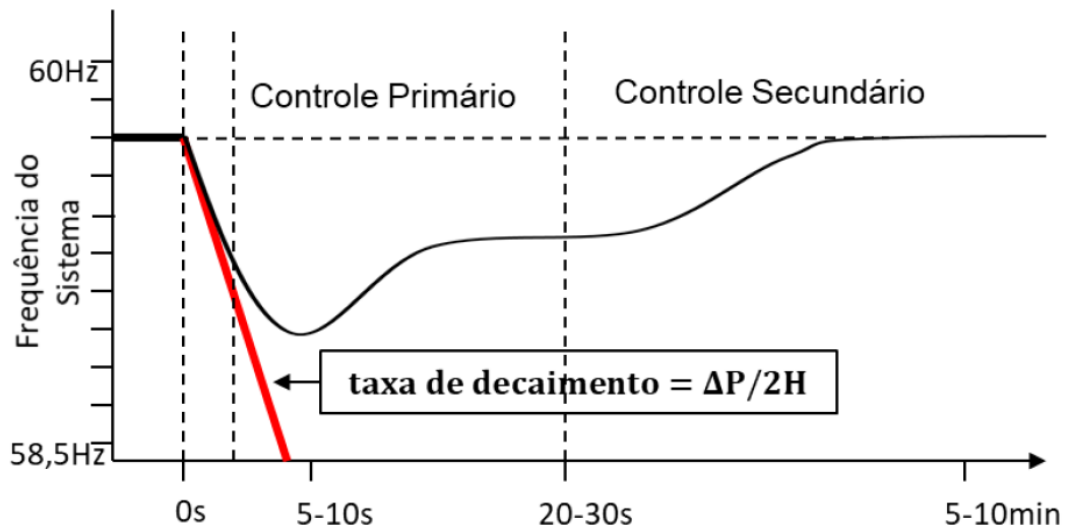


Figura 2.8: Frequência de um Sistema de Potência frente a uma perturbação com a atuação dos controles primário e secundário.

Para grandes excursões de frequência ocasionadas devido a distúrbios, os operadores do sistema definem um esquema especial de proteção com o objetivo de proporcionar maior confiabilidade ao atendimento da demanda. Esse consiste em executar cortes de carga automáticos quando a frequência atinge um valor mínimo pré-definido, evitando um efeito em cascata que poderia comprometer ainda mais a operação do sistema. No Sistema Interligado Nacional (SIN), esse esquema é denominado de Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Conforme [12], o ONS define o valor de 58.5 Hz para a atuação do primeiro corte de carga. O objetivo dessa medida é diminuir a carga do sistema em ordem de prioridade e minimizar os efeitos de subfrequência no sistema.

2.3.1 Regulação Primária

Conforme exposto, a regulação primária consiste de reguladores de velocidade acoplados nas máquinas síncronas que elevam ou reduzem a potência entregue da unidade geradora quando a frequência se afasta do seu valor nominal. Esses reguladores monitoram a velocidade do eixo e controlam o torque mecânico da turbina de modo que a potência elétrica gerada se adapte às variações de carga. Ou seja, o controle da frequência do sistema é realizado através da variação de potência ativa dos geradores.

Para o controle de velocidade, os reguladores possuem um integrador (K/s) e um sinal de realimentação (R) paralelo ao integrador, denominado estatismo, como mostrado na Figura 2.9.

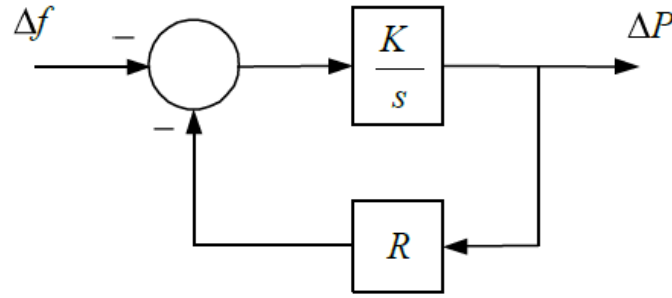


Figura 2.9: Malha de Controle de um regulador com estatismos

A Equação desse diagrama de blocos pode ser escrita da seguinte forma:

$$\Delta P = \frac{\frac{-1}{R}}{1 + Ks/R} \times \frac{\Delta f}{s} \quad (2.12)$$

Do teorema do valor final, em regime permante, obtém-se:

$$\Delta P + \frac{1}{R}\Delta f = 0 \quad (2.13)$$

Da Equação acima, observa-se que o erro em regime permanente é $1/R$, ou seja, com a regulação primária, a frequência não alcança o seu valor nominal e por isso, existe a necessidade da atuação da regulação secundária.

Os operadores dos sistemas definem requisitos mínimos de estatismos por turbinas. O ONS, por exemplo, define que os reguladores de velocidade das unidades geradoras conectadas no SIN devem operar com estatismo de 5%. Excepcionalmente, em função de necessidades do sistema e com base em estudos, pode ser definido estatismo diferente de 5% [13].

Capítulo 3

Modelos Computacionais

Este capítulo apresenta o software ORGANON utilizado para realizar a análise dinâmica e o aplicativo desenvolvido neste trabalho para gerenciar essas análises para múltiplos cenários. Primeiro, apresenta-se o software ORGANON e as formulações utilizadas pelo programa para esse tipo de análise. Em seguida, apresenta-se o aplicativo desenvolvido neste trabalho denominado EMC que permite gerenciar as análises dinâmicas do ORGANON. Ademais, utiliza-se um caso exemplo de 9 barras do IEEE para apresentar os resultados obtidos com as funcionalidades disponíveis no ORGANON e exemplificar o uso do aplicativo.

3.1 O ORGANON

O Software ORGANON, desenvolvido pela HPPA, é um sistema integrado que permite fazer análises de sistemas de potência em regime permanente e no domínio do tempo podendo ser utilizado para estudos de planejamento e de operação, inclusive de operação em tempo real. Além de uma interface gráfica, o ORGANON conta com processamento paralelo o que garante rapidez em suas simulações e métodos numéricos que garantem robustez em suas soluções.

A execução do programa pode ser realizada através de sua interface ou através de comandos via script. O comando via script funciona como um conjunto de comandos batch onde as funções do ORGANON são executadas sequencialmente.

Na área de estudos em regime permanente, o ORGANON possui as funções de fluxo de potência através do método Newthom-Raphson, fluxo de potência linearizado, fluxo de potência continuado, análise de contingências e análise de segurança estática.

No âmbito de estudos no domínio do tempo, o ORGANON realiza estudos de estabilidade transitória eletromecânica, teste de performance de máquinas síncronas, análise de contingências e análise de segurança dinâmica.

Atualmente, o ORGANON é utilizado pelo ONS para análise de segurança estática e dinâmica em tempo real.

3.1.1 Análise Dinâmica

A análise dinâmica, através de técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo ou da frequência, permite reproduzir o comportamento dinâmico do sistema elétrico quando submetido a perturbações. Contudo, a tarefa de resolver as equações algébricas e diferenciais do sistema elétrico no domínio do tempo exige grande esforço computacional. Consequentemente, a performance de um modelo, utilizado para análise dinâmica, está associada ao método de integração numérica a ser adotado.

No ORGANON, para a análise dinâmica, todos os componentes do sistema são modelados com um nível de detalhe adequado de forma a serem utilizados em simulações de curta, média e longa duração. O diferencial dessa ferramenta é a utilização do método de integração numérico "predictor-corrector", resultante da combinação dos métodos "Linear Multistep - LM" do tipo "Adams-Bashforth-Moulton - AMB" e "Backward Differentiation Formulae -BDF" associado ao passo e ordem de integração variáveis e solução simultânea de equações algébricas e diferenciais [14], [15].

Conforme indicado em [16], essas técnicas possuem alta estabilidade numérica e melhor desempenho (cerca de 10 vezes mais rápidos) quando comparadas a métodos tradicionais não-simultâneos e passo de integração fixo. Esse método permite que durante um período em que a trajetória do sistema exibe variações rápidas (oscilações de alta frequência), por exemplo, o método utiliza passos de integração menores. À medida que as variações nas grandezas do sistema se tornam mais suaves, o método permite o aumento do passo de integração. Dessa forma, as simulações são mais rápidas e robustas.

Na simulação dinâmica do ORGANON, o modelo do sistema elétrico é descrito pelo conjunto de equações algébrico-diferenciais apresentado abaixo:

$$y' = f(y, x, t) \quad (3.1)$$

$$0 = g(y, x, t) \quad (3.2)$$

Em que:

$y \in \Re^n$ é o vetor de variáveis de estado que representa o modelo dinâmico dos elementos controláveis tais como máquinas síncronas, reguladores de velocidade e elos CC;

$x \in \Re^n$ é o vetor das variáveis algébricas, as quais representam a tensão, injeção

de corrente e certas variáveis dos elementos controláveis da rede;

t - é o tempo.

Os métodos ABM e BDF são representados por:

$$\sum_{i=0}^j \alpha_i y_{n+i} = h \sum_{i=0}^j \beta_i f_{n+i} \quad (3.3)$$

onde:

α_i e β_i são parâmetros dependentes do método de integração específico; j é o número de passos do método e h é o passo de integração.

Ao utilizar os parâmetros adequados, o método ABM e BDF de primeira ordem corresponde ao método de Euler.

$$y_{n+1} = y_n + h \times f_n(\text{predictor}) \quad (3.4)$$

$$y_{n+1} = y_n + h \times f_{n+1}(\text{corrector}) \quad (3.5)$$

O método ABM de segunda ordem é conhecido como método Trapezoidal representado pelas equações:

$$y_{n+1} = y_n + 0.5h(3f_n - f_{n-1})(\text{predictor}) \quad (3.6)$$

$$y_{n+1} = y_n + 0.5h(f_{n+1} - f_n)(\text{corrector}) \quad (3.7)$$

E o método BDF de segunda ordem é dado por:

$$y_{n+1} = 3y_n - 3y_{n-1} + y_{n-2}(\text{predictor}) \quad (3.8)$$

$$y_{n+1} = \frac{4}{3}y_n - \frac{1}{3}y_{n-1} + \frac{2}{3}f_{n+1}(\text{predictor}) \quad (3.9)$$

O método ABM é usado para equações diferenciais enquanto o método BDF é utilizado para equações algébricas e equações dinâmicas com pequenas constantes de tempo ($< 10ms$) [17]. Ou seja, o método ABM é utilizado para resolver as equações relacionados ao modelo dinâmico da máquina síncrona e método BDF é utilizado para resolver as equações do sistema de potência.

A aplicação do método de integração utilizado no ORGANON ao modelo do sistema elétrico resulta nas seguintes equações algébricas:

$$0 = y_{n+1} - \beta_{n+1} \times h \times f(y_{n+1}, x_{n+1}) - C \quad (3.10)$$

$$0 = g(y_n, x_n) \quad (3.11)$$

onde:

β_{n+1} é um parâmetro do método de integração;

h é o passo de integração;

C é a soma ponderada dos termos y e y' anteriores a partir de t^n .

A cada passo de integração, a solução do sistema de equações algébricas criada é obtida pelo método de Newton-Raphson convencional.

O mecanismo para modificar o passo de integração é baseado no Erro de Truncamento Local (ETL) no final de cada passo de integração. Se o ETL é menor que a tolerância, o passo de integração atual é aceitável e avalia-se a possibilidade de aumentá-lo. Se o ETL é maior que a tolerância, o passo de integração atual não pode ser utilizado e deve ser diminuído até que o ETL fique dentro da tolerância.

A estimação do ETL é baseado no primeiro termo negligenciado da série de Taylor.

$$E_k = \frac{h^{k+1}y^{k+1}}{(k+1)!} \quad (3.12)$$

em que E_k é o erro de truncamento local e k é a atual ordem de integração.

O máximo passo de integração $\bar{h}$ é calculado considerando o erro de truncamento igual a tolerância

$$\bar{h} \approx h \left(\frac{\tau}{E_k} \right)^{\frac{1}{k+1}} \quad (3.13)$$

em que τ é a tolerância.

3.1.2 Funções de Energia

O ORGANON utiliza funções de energia e uma versão modificada do método Single Machine Equivalent (SIME), para o cálculo das margens de energia, detecção de instabilidade e identificação de máquinas oscilatórias.

A instabilidade do sistema é detectada através do produto interno f [18]:

$$f = -P_{ac}^T \Delta\theta \quad (3.14)$$

em que:

P_{ac}^T é o vetor de potência acelerante das máquinas;

$\Delta\theta$ é o vetor de desvio angular do rotor das máquinas em relação ao centro de inércia.

Ambas grandezas são referenciadas ao centro de inércia do sistema. De forma que

para sistemas multimáquinas, o ORGANON utiliza o método SIME para representar todas as máquinas através de uma máquina equivalente. Essa máquina equivalente servirá de referência para o sistema.

A análise detecta a instabilidade através do comportamento de cada máquina contra o centro de inércia. Essa análise de estabilidade de cada máquina síncrona é realizada utilizando o critério das áreas iguais.

O método SIME pertence à classe geral de métodos baseados em equivalentes One Machine Infinite Bus (OMIB). Esses métodos baseiam-se no princípio de que a perda de sincronismo de um sistema multimáquina fica caracterizada pela separação de suas máquinas em dois grupos. Esses grupos são, então, substituídos por um sistema de duas máquinas e, em seguida, por um equivalente OMIB. Dessa forma, esse método permite transformar um espaço multidimensional das equações dinâmicas do sistema multimáquina em uma única equação dinâmica [3].

O método SIME utilizado no ORGANON baseia-se em um OMIB generalizado que permite adotar uma modelagem detalhada do sistema de potência e ainda adotar o conceito de energia do critério de áreas iguais. O sistema multimáquina é avaliado em sua evolução durante todo o transitório, enquanto infere-se sobre a sua estabilidade através do método de áreas iguais.

Na situação pós-efeito, o método SIME permite: (i) identificar o modo de separação das máquinas em dois grupos; (ii) substituir o sistema por duas máquinas equivalente, e em seguida por um OMIB; (iii) avaliar as propriedades de estabilidade deste OMIB através do critério das áreas iguais.

Para identificar as máquinas críticas, avalia-se a cada passo da simulação, aquelas que se afastam excessivamente causando a perda de sincronismo do sistema. Para tal, as máquinas são ordenadas de acordo com os ângulos de seus rotores, identificando o maior desvio angular entre duas máquinas sucessivas. As máquinas críticas são as que se situam acima dessa maior distância angular.

As expressões para a descrição do OMIB são apresentadas a seguir.

$$\delta_c(t) = M_c^{-1} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (3.15)$$

$$\omega_c(t) = M_c^{-1} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (3.16)$$

$$\delta_N(t) = M_N^{-1} \sum_{j \in C} M_j \delta_j(t) \quad (3.17)$$

$$\omega_N(t) = M_N^{-1} \sum_{j \in C} M_j \omega_j(t) \quad (3.18)$$

$$\delta(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (3.19)$$

$$\omega(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (3.20)$$

$$P_m(t) = M(M_C^{-1} \sum_{k \in C} P_{mk}(t) - M_N^{-1} \sum_{j \in N} P_{mj}(t)) \quad (3.21)$$

$$P_e(t) = M(M_C^{-1} \sum_{k \in C} P_{ek}(t) - M_N^{-1} \sum_{j \in N} P_{ej}(t)) \quad (3.22)$$

$$M = \frac{M_C M_N}{M_C + M_N} \quad (3.23)$$

Em que:

Subscrito C - grupo crítico;

Subscrito N - grupo não crítico;

M - momento de inércia;

ω - velocidade angular;

δ - ângulo do rotor;

P_e - potência elétrica;

P_m - potência mecânica.

Através do OMIB equivalente, utiliza-se o critério de áreas iguais para identificar a estabilidade do sistema.

3.1.3 Índice de Estabilidade

O ORGANON fornece nas suas análises dinâmicas, um índice de estabilidade transitória de forma a fornecer a indicação do grau de estabilidade/instabilidade do sistema. Esse índice varia de -1 a 1 em que valores negativos indicam que o sistema é instável e valores positivos indicam que o sistema é estável. Ademais, valores positivos próximos de 1 indicam que o sistema é bastante estável, valores próximos de 0 indicam que o sistema é marginalmente estável e valores próximos de -1 indica uma condição altamente instável.

Para o desenvolvimento que se segue, toma-se como referências as notações da Figura 3.1 retirada e adaptada de [3].



O índice de margem positiva (I_p) é baseado na proximidade do ângulo do rotor em atingir a superfície de energia potencial:

Em que:

δ_r é o ângulo de retorno;

δ_s é o ângulo pós falta no ponto de equilíbrio;

δ_a é uma pequena constante absoluta (e.g. 10 graus).

Um OMIB atinge um ângulo instável δ_u no tempo δ_u tal que:

Observa-se que a margem estável não pode ser calculada de forma exata dado que δ_u não pode ser calculado diretamente uma vez que no caso estável a curva $\text{Pe} - \delta$ retorna no ângulo de retorno δ_r . Duas alternativas podem ser utilizadas, a primeira é uma aproximação triangular, T, da área desacelerante, ou a extrapolação de $P_a(\delta)$ via aproximação por mínimos quadrados, W.

Para os casos instáveis, o índice de estabilidade é obtido conforme:

21

Em que:

Vke_{min} é a energia cinética mínima na trajetória do SIME pós-falta, avaliada próximo do ponto de detecção de instabilidade;

Vke_{max} é a energia cinética máxima na trajetória do SIME pós-falta.

Sendo que a energia cinética do SIME é obtida através da seguinte equação, onde n é o número de geradores do sistema:

$$Vke_t = 0.5 \sum_{k=1}^n \frac{M_k}{\omega_k^2(t)} \quad (3.27)$$

3.1.4 Resultados das Análises Dinâmicas no ORGANON

Para exemplificar as funcionalidades do ORGANON nas análises dinâmicas, utiliza-se um caso exemplo de 9 barras, retirado de [20], cujo diagrama unifilar está ilustrado na Figura 3.2. O sistema conta com três unidades geradoras, uma hidroelétrica conectada na barra 1 e as outras duas são usinas térmicas, conectadas nas barras 2 e 3.

Para realizar a análise, além da configuração da rede, é necessário informar os modelos dos equipamentos, através do arquivo texto de extensão .dyn e a lista de contingências a serem simuladas, através do arquivo texto de extensão .evt. Todos os arquivos de entrada utilizados para essa simulação encontram-se no Apêndice A.

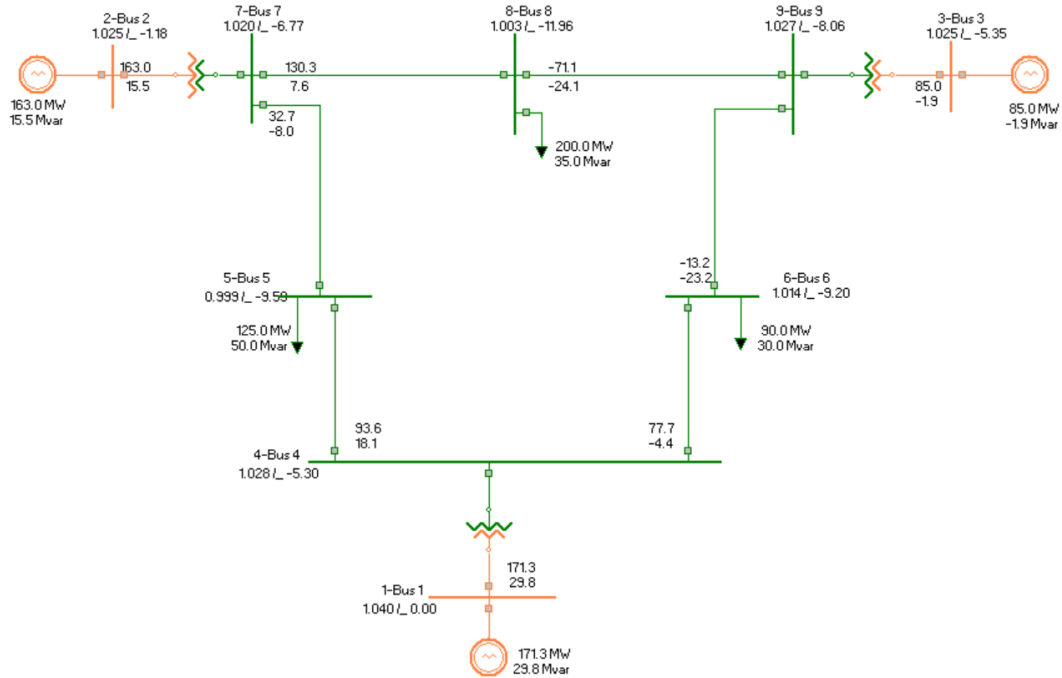


Figura 3.2: Diagrama unifilar do sistema exemplo de 9 barras.

Esse sistema possui uma inércia total de 76,8 s na base de 100 MVA e conta com reguladores de velocidade e de tensão, limitador de sobreexcitação e subexcitação além de estabilizadores de sistema de potência nos geradores das barras 2 e 3.

Para analisar o comportamento desse sistema a grandes perturbações, realizou-se a simulação de curto-circuito na extremidade de cada linha de transmissão do sistema. O curto-circuito é aplicado no tempo de 0.1s e é eliminado com a abertura da linha em 0.2 s. Na tabela 3.1, apresenta-se as contingências aplicadas neste sistema.

Tabela 3.1: Lista de contingências do sistema exemplo 9 barras.

Contingência	Circuito	Curto na Barra
4-5	Circuito 1 que conecta barra 4 à barra 5	barra 4
4-6	Circuito 1 que conecta barra 4 à barra 6	barra 4
5-7	Circuito 1 que conecta barra 5 à barra 7	barra 5
6-9	Circuito 1 que conecta barra 6 à barra 9	barra 6
7-8	Circuito 1 que conecta barra 7 à barra 8	barra 7
8-9	Circuito 1 que conecta barra 8 à barra 9	barra 8

Na tabela 3.2, apresenta-se um sumário da análise dinâmica para cada uma das contingências apresentadas anteriormente. A interpretação desses dados é uma forma de analisar a estabilidade do sistema sem a inspeção visual das curvas criadas durante a análise dinâmica.

As colunas da tabela 3.2, da esquerda para a direita, apresentam: A identificação da contingência; se o sistema elétrico é estável (Ok) ou instável (Not Ok); se o sistema é bem amortecido (Ok) ou mal amortecido (Not Ok); se houve subfrequência por um período pré-estabelecido (Ok) ou não (Not Ok); e se houve sobrefrequência por um período pré-estabelecido (Ok).

Os critérios de segurança são previamente definidos pelo usuário. Neste caso exemplo, utilizou-se o limite de subfrequência de 58.5 Hz por 200 ms e limite de sobrefrequência de 66 Hz.

Tabela 3.2: Sumário da simulação dinâmica do sistema exemplo 9 barras.

Contingência	Estabilidade	Amortecimento	Subfrequência	Sobrefrequência
4-5	Ok	Ok	Ok	Ok
4-6	Ok	Ok	Ok	Ok
5-7	Ok	Ok	Ok	Ok
6-9	Ok	Ok	Ok	Ok
7-8	Ok	Ok	Ok	Ok
8-9	Ok	Ok	Ok	Ok

Observa-se que para este caso, o sistema permanece estável frente a todas as contingências e não apresenta problemas de desvio de frequência.

Na tabela 3.3 e na Figura 3.3, apresenta-se o índice de estabilidade calculado em cada contingência. Uma vez que o sistema é estável frente a todas as contingências, os valores dos índices são positivos. A contingência mais severa é a que apresenta menor valor de índice, nesse caso, a contingência 7-8.

Tabela 3.3: Índice de estabilidade do sistema exemplo 9 barras.

Contingência	BackSwing	Índice
4-5	Sim	0.964
4-6	Não	0.941
5-7	Sim	0.973
6-9	Sim	0.991
7-8	Sim	0.776
8-9	Não	0.778

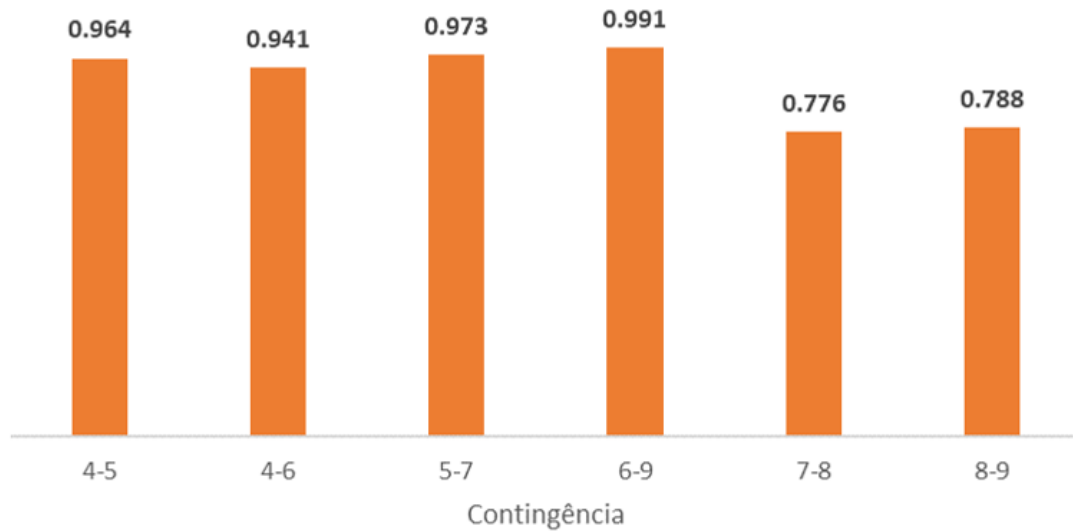


Figura 3.3: Índice de estabilidade no sistema exemplo 9 barras.

Para a análise visual da estabilidade desse sistema, utiliza-se os gráficos de desvio de frequência e desvio angular para a contingência 7-8.

Da Figura 3.4, observa-se que a frequência do caso oscila logo após a contingência e estabiliza ao redor de 60.12 Hz. Como o controle secundário não está sendo modelado no ORGANON, a frequência em regime permanente pós contingência é diferente de 60 Hz.

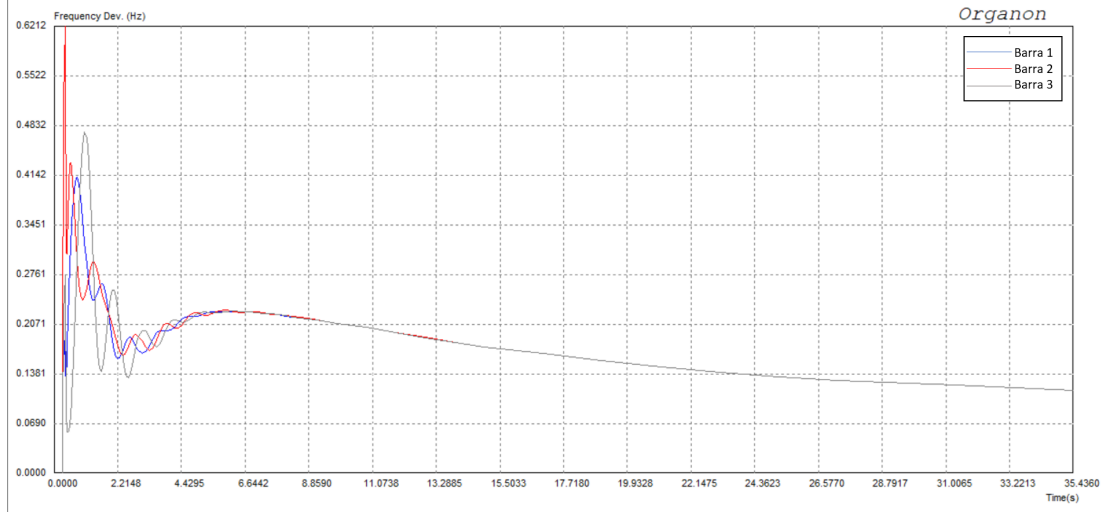


Figura 3.4: Desvio de frequência no sistema de 9 barras para a contingência 7-8.

A Figura 3.5 apresenta os desvios angulares de cada gerador desse sistema. Depreende-se que as máquinas da barra 1 e 2 aceleram em relação a máquina da barra 3. Além disso, alcança-se um novo ponto de equilíbrio nesse sistema.

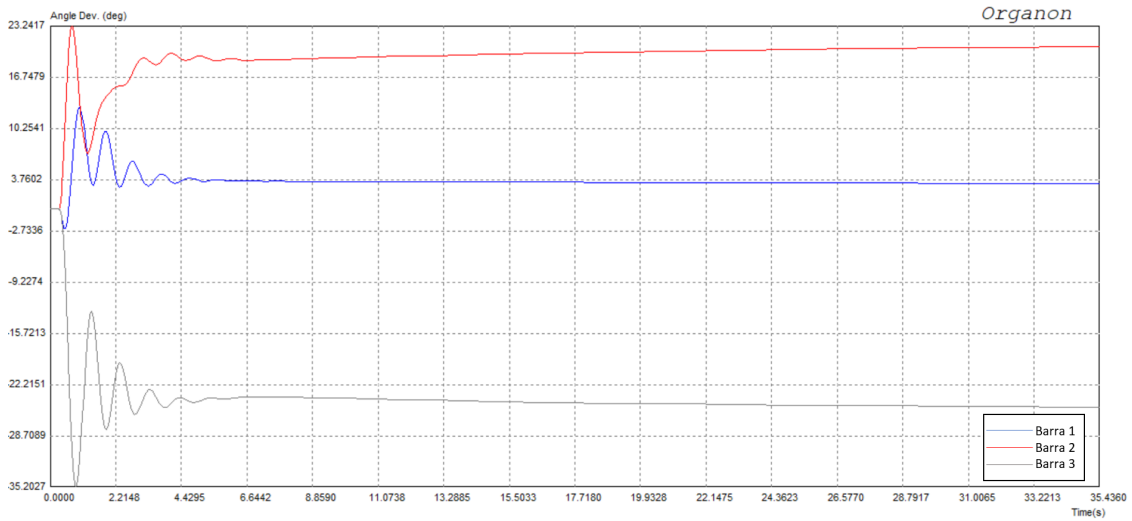


Figura 3.5: Desvio angular no sistema de 9 barras para a contingência 7-8.

3.2 Aplicativo EMC

Para realizar a análise dinâmica probabilística neste trabalho, foi necessário criar um aplicativo, denominado EMC, Estabilidade de Múltiplos Cenários, para gerenciar a execução das análises no ORGANON e os resultados obtidos. Esse aplicativo foi desenvolvido em linguagem Julia.

A implementação foi desenvolvida tendo em vista a integração com os modelos desenvolvidos pela empresa PSR, o SDDP e o Netplan. O *software* SDDP realiza simulações probabilísticas da operação de despacho do sistema de eletricidade com representação detalhada do sistema de geração e transmissão. Dessa forma, dadas n séries hidrológicas, o SDDP determina o despacho de mínimo custo do sistema. O *software* Netplan é um sistema integrado para análise e planejamento de redes de transmissão em regime permanente que pode ser integrado ao SDDP de forma a receber os cenários de carga e geração simulados previamente. O Netplan contém ferramentas de cálculo de fluxo de potência em regime permanente, fluxo de potência linearizado e fluxo de potência ótimo AC. Ademais os resultados do Netplan podem ser exportados para arquivos .PWF e .RAW para serem utilizados em outros programas de análise de rede tais como o ANAREDE, o PSSe e o ORGANON. A Figura 3.6 ilustra essa conexão entre os modelos.



Figura 3.6: Integração SDDP - Netplan - ORGANON.

Para executar diversas análises dinâmicas no ORGANON, o aplicativo EMC permite o usuário selecionar as opções desejadas tais como: tempo de simulação, arquivo com a lista de contingências e com os modelos dinâmicos das máquinas e os arquivos de saída que devem ser exportados. Em seguida, o programa identifica na pasta de trabalho, informada pelo usuário, os arquivos PWF exportados pelo Netplan. Com esses dados, ele gera um script no formato de arquivo texto de extensão .spt com todos os comandos necessários para execução da análise dinâmica. Dessa forma, o ORGANON será executado através dos comandos via *script*.

Após a execução das análises, os resultados de cada caso são gerados em arquivos distintos. Dessa forma, o aplicativo EMC compila esses resultados em arquivos únicos no formato .csv para facilitar a manipulação dos dados. Além disso, ele conta com extensões gráficas que permitem analisar a convergência e estabilidade dos casos através de mapas de calor ou superfícies em 3D além dos gráficos de frequência e desvio angular em cada caso. A Figura 3.7 ilustra as funcionalidades do aplicativo.

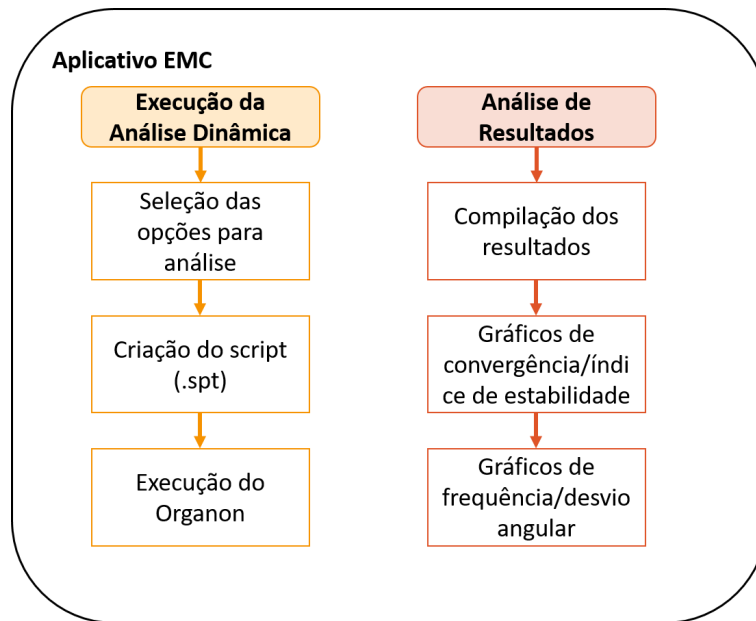


Figura 3.7: Funcionalidades do aplicativo EMC.

O fluxograma simplificado da execução do aplicativo EMC é apresentado na Figura 3.8

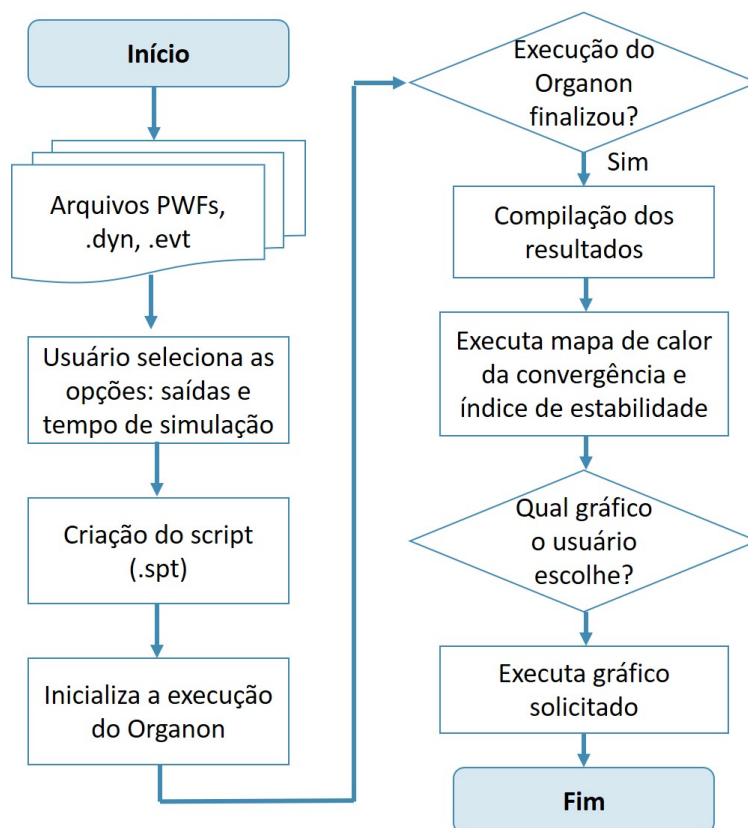


Figura 3.8: Fluxograma da execução do aplicativo EMC.

3.2.1 Análise de Amostras Probabilísticas

Um fenômeno no qual as condições iniciais do experimento não permite determinar com precisão o que acontecerá, não pode ser descrito deterministicamente. Dessa forma, deve ser adotado um modelo probabilístico para estudar os resultados desse fenômeno [21].

Na análise probabilística dinâmica, serão obtidos diferentes resultados para uma mesma perturbação que pode ocorrer para distintos cenários equiprováveis. Do exposto, é necessário adotar modelo probabilístico para a análise desses resultados.

O valor esperado ou média é uma medida de centralidade que permite caracterizar a distribuição de uma variável aleatória discreta. Sendo X uma variável aleatória que assume os valores, $x_1, x_2, \dots, x_n$ com probabilidades $p(x_1), p(x_2), \dots, p(x_n)$, o seu valor esperado $E(X)$ é dado por:

$$E_X = \sum_{i=1}^n x_i p(x_i) \quad (3.28)$$

O valor esperado é uma medida que permite classificar as amostras. Contudo por ser um valor central, não consegue medir a dispersão da sua amostra. Inclusive, esse pode apresentar distorções caso haja valores mais tendenciosos na cauda da distribuição.

Por isso, tanto no setor elétrico quanto financeiro, utiliza-se comumente uma medida de risco para avaliar se o risco de uma determinada posição pertencer ou não ao conjunto de risco é aceitável. O risco pode ser definido como a probabilidade de ocorrência de um evento em função de um acontecimento incerto [22].

Para a aferição quantitativa de risco, duas métricas são usualmente utilizadas e conforme [23] são definidas como:

Value at Risk (VaR): o VaR é uma métrica usada para medir o menor valor da amostra dentro de um intervalo sob um determinado grau de confiança, determinado por $1 - \alpha$. Desta forma, o VaR para α de 5% indica que 95% das amostras serão superiores a esse pior valor. Ainda que o VaR forneça uma métrica mais objetiva e de fácil entendimento, desconsiderar a informação da distribuição de probabilidade referente a cenários menos prováveis pode implicar em riscos desconhecidos. Ou seja, 5% dos valores da amostra podem ser inferiores, porém não se sabe a profundidade do "prejuízo".

Conditional Value at Risk (CVaR) ou Expected Shortfall: é uma métrica considerada mais eficaz em comparação ao VaR. Ela permite quantificar o valor esperado das ocorrências abaixo do ponto de corte do VaR. O CVaR fornece informações relevantes sobre a extremidade da distribuição. No exemplo com o VaR de 5%, o CVaR corresponderia a média do resultado do 5% da distribuição com valores inferiores ao VaR calculado.

A Figura 3.9, retirada de [23], ilustra os valores de VaR e CVaR de uma amostra para um intervalo de confiança $1 - \alpha$.

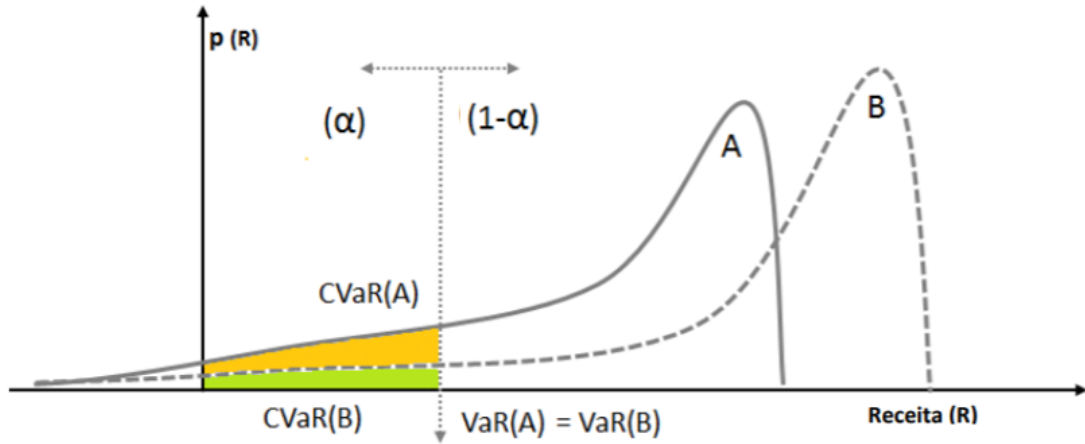


Figura 3.9: VaR e CVaR de duas amostras distintas.

Dessa forma, para uma análise dos cenários críticos simulados, será utilizado o CVar como métrica de risco para os resultados deste trabalho.

3.2.2 Resultados da análise dinâmica probabilística do sistema exemplo de 9 barras

Nesta seção serão apresentados os resultados da análise dinâmica gerenciada pelo aplicativo EMC para o mesmo sistema exemplo da seção 3.1.4.

As contingências estudadas são as mesmas utilizadas anteriormente sendo os cenários de operação distintos. Para gerar os diversos cenários de operação, esse sistema foi representado no Software SDDP utilizando a configuração de 24 etapas e 3 patamares de carga totalizando 72 cenários distintos de operação. Todas as três usinas foram modeladas como térmicas com os mesmos limites operativos do caso original. A Figura 3.10 resume a operação das usinas e a demanda do sistema para os 72 cenários.

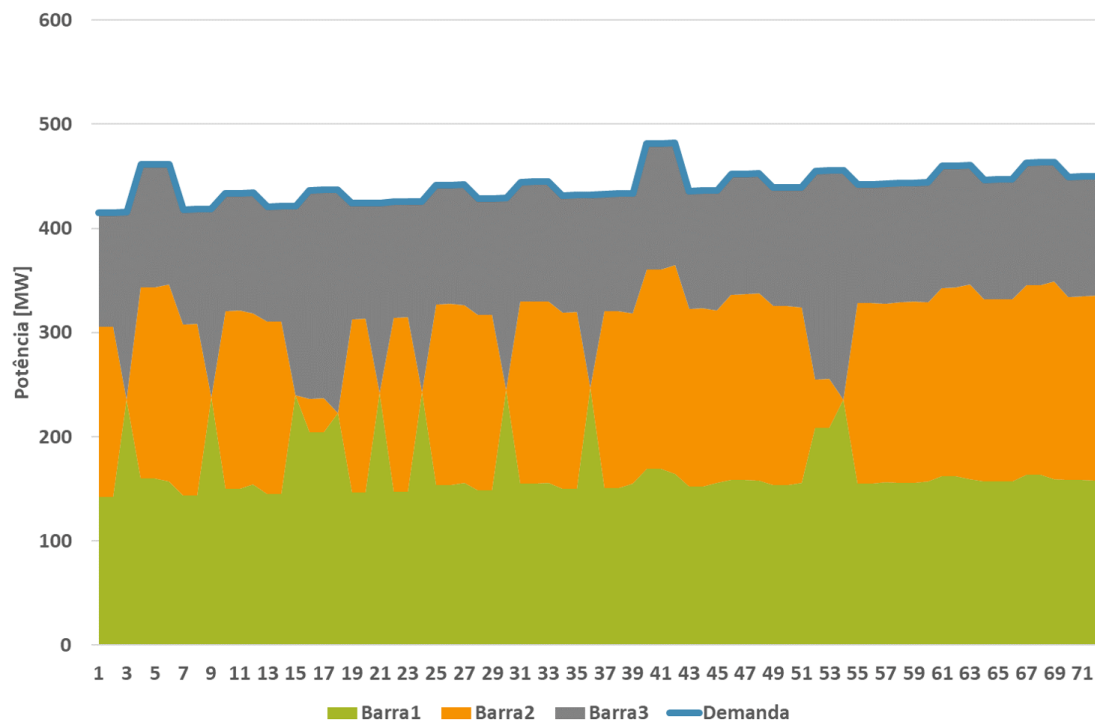


Figura 3.10: Potência das usinas e da demanda do sistema exemplo de 9 barras para 72 cenários de operação.

Com o resultado do software SDDP, as simulações operativas do sistema são exportadas para o software Netplan no qual é executado um fluxo de potência ótimo AC em que a função objetivo minimiza o desvio em relação ao despacho de potência ativa dos geradores resultante da simulação operativa anterior (proveniente do SDDP). Os resultados do fluxo de potência para os 72 cenários são exportados no formato .PWF e com isso, poderão ser importados para o ORGANON.

Em seguida, o usuário identifica a pasta de trabalho com os arquivos de entrada e o aplicativo EMC inicializa o processo para a execução da análise de estabilidade no ORGANON conforme Figura 3.11.

```

REPL
Arquivo Dinâmico: 9bus.dyn
Arquivo de Contingências: 9bus.evt
Arquivo de gráfico: frequency.plv
Total de Casos: 72
Total de Contingências: 6
Script Organon Finalizado
Rodadas Dinâmicas executadas com sucesso

```

Figura 3.11: Log de execução do caso exemplo.

Após a execução, o aplicativo compila todas as saídas solicitadas pelo usuário em um único arquivo para melhor manipulação dos dados. Além disso, ele fornece

dois gráficos base para que o usuário tenha uma visão geral do caso.

O primeiro gráfico corresponde a Figura 3.12 e indica para o usuário a convergência de cada caso simulado. Esse gráfico é útil para estudos com múltiplos cenários pois permite ao usuário a identificar rapidamente a situação de cada caso.

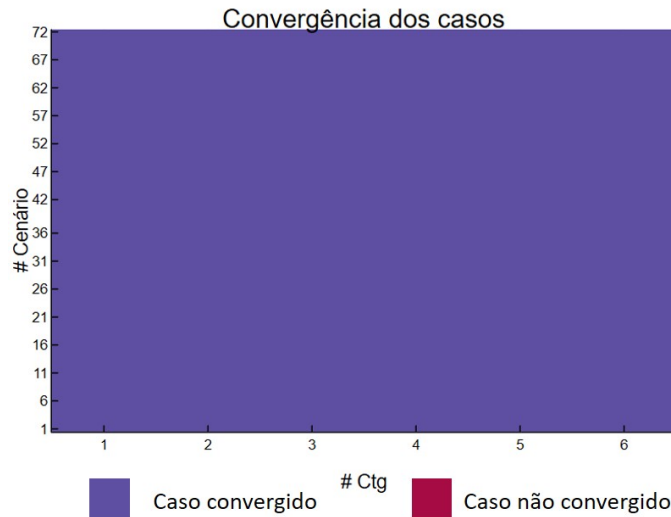


Figura 3.12: Mapa de calor da convergência dos casos do sistema exemplo de 9 barras.

O segundo gráfico, indicado na Figura 3.13 mostra para o usuário o índice de estabilidade de cada caso calculado pelo ORGANON. Esse gráfico permite ter uma visão geral da estabilidade do sistema e auxilia na identificação de padrões nos resultados, caso possua. Nesse resultado, por exemplo, identificam-se linhas horizontais mais azuis, ou seja, cenários mais estáveis que os outros independente da contingência aplicada. Ao mesmo tempo, observa-se que os tons de verde para a contingência 5 são, em geral, mais claros do que para as demais contingências indicando que essa resulta em índices de estabilidade menores.

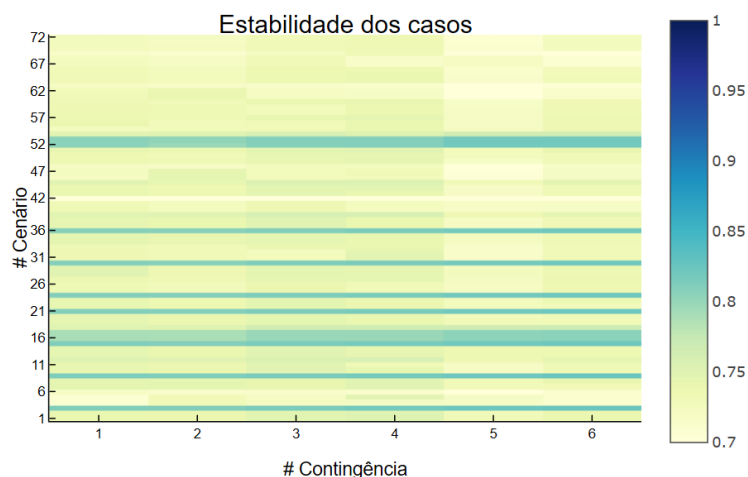


Figura 3.13: Mapa de calor do índice de estabilidade dos casos do sistema exemplo de 9 barras.

Uma outra forma de visualizar os índices de estabilidades obtidos é através do histograma indicado na Figura 3.14. Observa-se que todos os casos são estáveis e que os valores obtidos concentram-se entre 0.72 e 0.75.

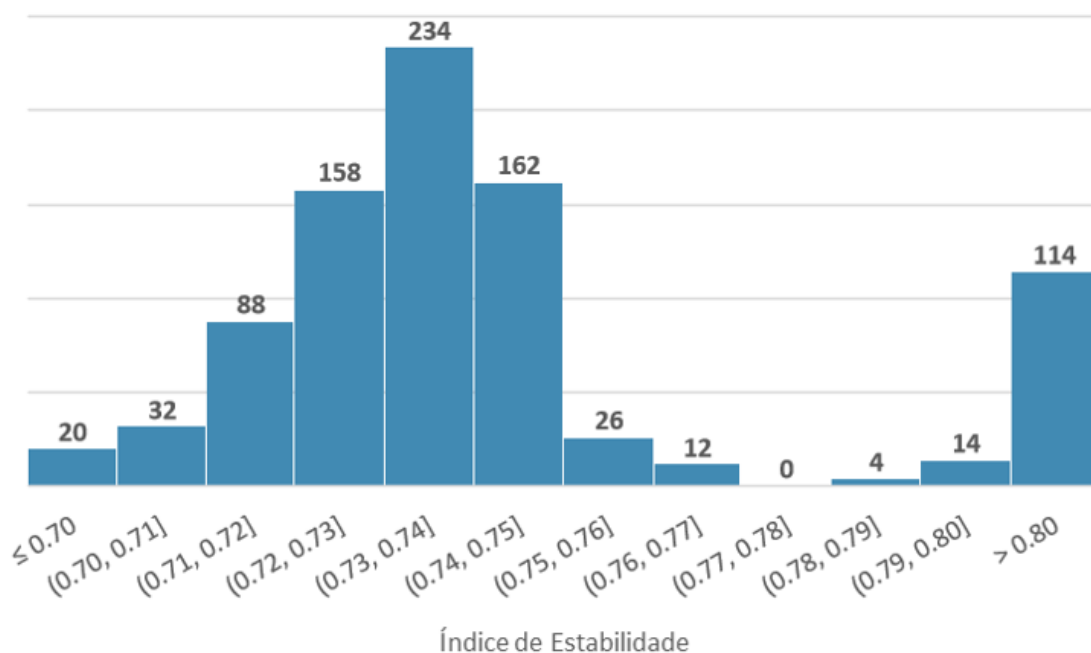


Figura 3.14: Histograma do índice de estabilidade do sistema 9 barras.

Para analisar a estabilidade do sistema frente às contingências, apresenta-se na Figura 3.15, o índice médio dos 72 cenários analisados em cada defeito. Os valores apresentados são bem próximos de forma que o índice médio para a contingência 7-8 é o menor dentre as outras contingências.

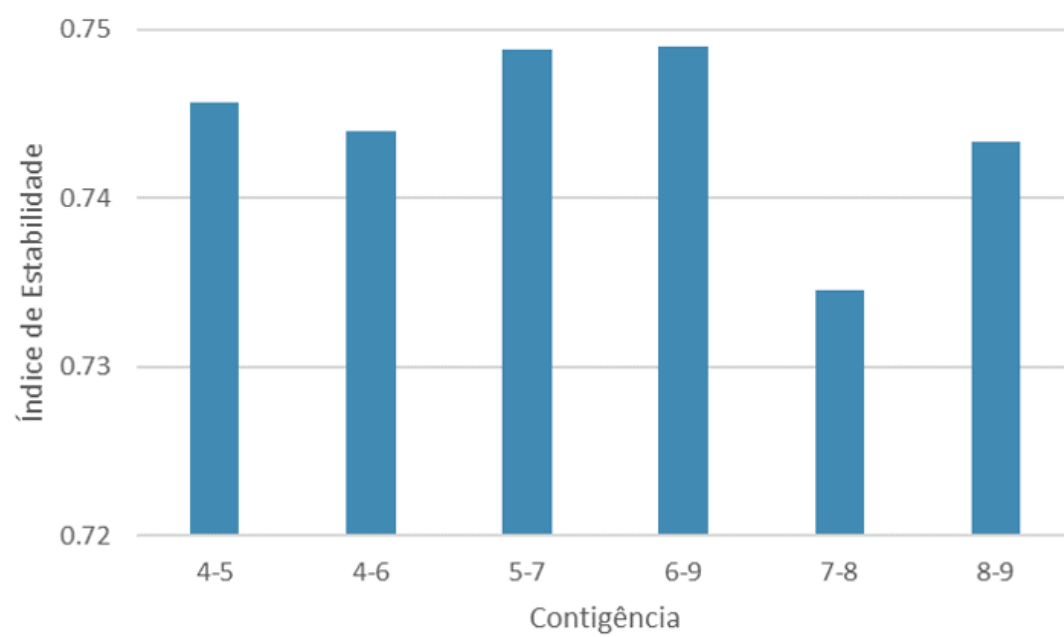


Figura 3.15: Índice de estabilidade médio por contingência do sistema 9 barras.

Capítulo 4

Estudo de caso

4.1 Sistema Elétrico Colombiano

O sistema utilizado neste estudo de caso é resultado de um projeto de expansão de geração e transmissão em 2030 do sistema elétrico colombiano realizado para a agência reguladora colombiana, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Nesse sistema, as usinas renováveis são representadas individualmente com cenários de geração correlacionados aos cenários de vazões.

Nesse horizonte, o sistema possui uma capacidade instalada de 25 GW de geração para uma demanda de 11 GW médio com ponta de 13,5 GW. As fontes são divididas em 14 GW de hidroelétrica, 5 GW de térmica e 4 GW de eólica. A Figura 4.1 ilustra a participação de cada fonte na matriz desse sistema.

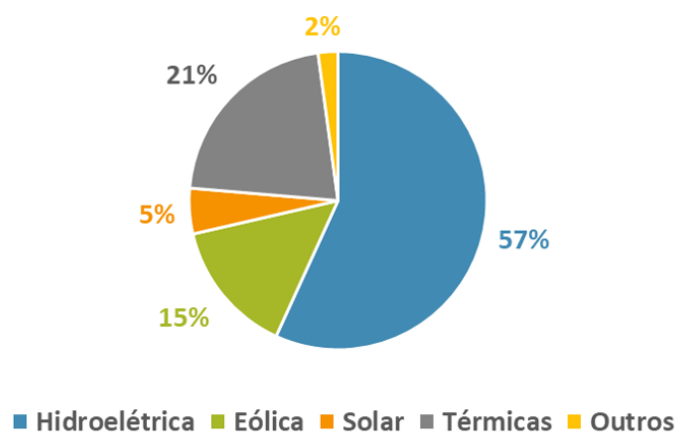


Figura 4.1: Matriz elétrica da Colômbia em 2030.

O sistema de transmissão contém 1700 barras das quais 100 são barras de 500 kV e 160 são barras de 220 kV. O sistema possui 675 transformadores e 1135 linhas AC das quais 58 são de 500 kV, 300 de 220 kV e 1 link DC de 500 kV que conecta a subestação Colectora 1 à Cerromatoso. A Figura 4.2 apresenta a rede básica de

transmissão da Colômbia em 2030 com a indicação das subestações de 500 kV.

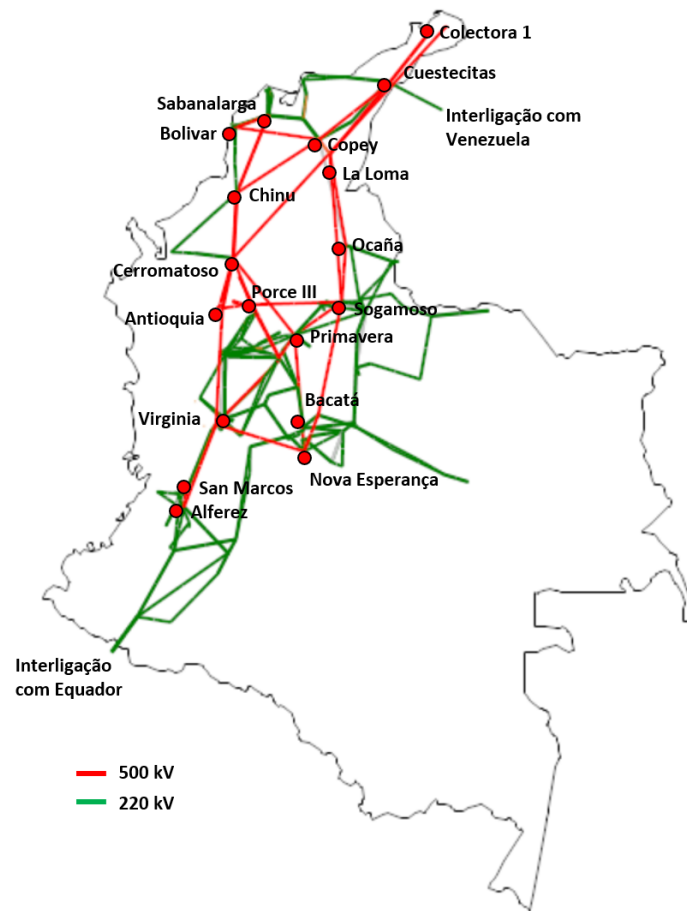


Figura 4.2: Rede elétrica do sistema elétrico colombiano em 2030.

Para melhor interpretação da rede e dos futuros resultados, os mapas abaixo mostram a localização dos geradores síncronos e assíncronos desse sistema.

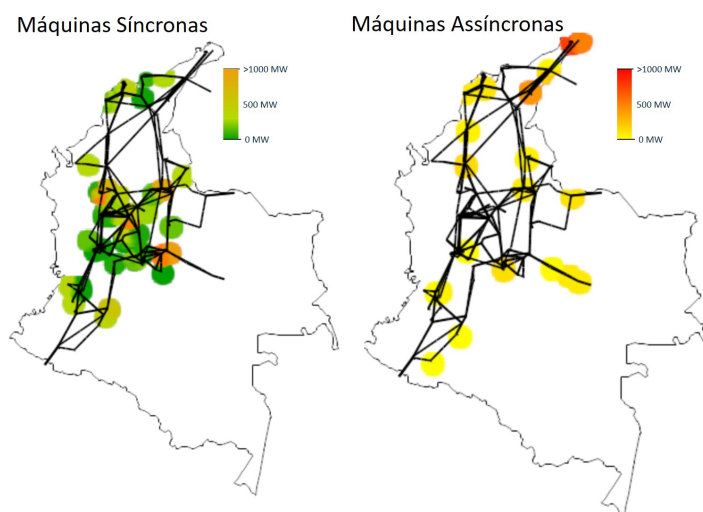


Figura 4.3: Rede elétrica do sistema elétrico colombiano em 2030.

A maior máquina síncrona localiza-se na subestação Antioquia onde encontra-se a usina hidrelétrica Ituango com 2400 MW de capacidade instalada dividida em 8 máquinas.

4.2 Base de Dados e Premissas

Conforme exposto, a base de dados de regime permanente de geração e de transmissão resultam de um estudo não contemplado neste trabalho. Para realizar a simulação e análise dinâmica, foi necessário modelar as máquinas e reguladores desse sistema.

As máquinas síncronas foram modeladas com o modelo clássico e considerou-se um valor típico de inércia para esses geradores conforme tabela 4.1. Ressalta-se que o modelo clássico é neutro em relação à inércia e conservativo em relação ao controle de tensão. Portanto, esta modelagem não resulta em uma representação otimista para a estabilidade do sistema.

Tabela 4.1: Valores típicos de constante de inércia.

Tipo de Gerador	H
Unidades Térmicas	4s a 10s
Unidades Hidráulicas	2s a 4s

Os reguladores de velocidade foram modelados com os reguladores padrões do ORGANON com o estatismo mínimo de 5% de acordo com os procedimentos de rede da Colômbia [24]. O diagrama de blocos desses reguladores e da máquina síncrona encontram-se no Apêndice B.

O critério básico do ponto de vista de variação de frequência é que a frequência do sistema não deve ser inferior a 59.4 Hz, correspondente ao primeiro estágio de atuação do esquema de corte de carga da Colômbia, denominado de *Esquema de Deslastre Automático de Carga* (EDAC). Atualmente, o EDAC possui 6 estágios em que cada estágio corta 5% da carga. Ademais, o operador colombiano define como critério de confiabilidade que a perda da maior máquina do sistema não deve atuar o primeiro estágio do EDAC [25].

Com o exposto, a lista de contingência estudada é composta pela perda da maior máquina e de curto-circuito trifásico, aplicado a diferentes pontos do sistema, com posterior abertura da linha de transmissão na rede de 500 kV. Assim, a lista de contingência consiste de 59 contingências distintas resumidas na tabela 4.2.

Para emular a abertura da linha, considerou-se o tempo máximo da atuação dos disjuntores na rede de 500 kV de 80 ms conforme código de operação de rede colombiana. A lista de contingência está resumida na tabela abaixo com o código de

identificação de cada contingência, localização do curto-circuito e abertura da linha com a atuação dos disjuntor correspondente.

Tabela 4.2: Lista de contingência.

Identificação	Barra de Curto-Circuito	Abertura da Linha
1	Retirada de 1 máquina de Ituango	-
2	Cerromatoso	Cerromatoso - Espírito Santo
3	Espírito Santo	Espírito Santo - Cerromatoso
4	Bolivar	Bolivar - Copey
5	Copey	Copey - Bolivar
6	Espírito Santo	Espírito Santo - Antioquia
7	Antioquia	Antioquia - Espírito Santo
8	Cerromatoso	Cerromatoso - Chinu
9	Chinu	Chinu - Cerromatoso
10	Antioquia	Antioquia - Cerromatoso
11	Cerromatoso	Cerromatoso - Antioquia
12	Antioquia	Antioquia - Medellin
13	Medellin	Medellin - Antioquia
14	São Carlos	São Carlos - Virginia
15	Virginia	Virginia - São Carlos
16	São Marcos	São Marcos - Virginia
17	Virginia	Virginia - São Marcos
18	Bacata	Bacata - Nova Esperança
19	Nova Esperança	Nova Esperança - Bacata
20	Bacata	Bacata - Primavera
21	Primavera	Primavera - Bacata
22	Primavera	Primavera - São Carlos
23	São Carlos	São Carlos - Primavera
24	Primavera	Primavera - Sogamoso
25	Sogamoso	Sogamoso - Primavera
26	Primavera	Primavera - Primavera
27	Primavera	Primavera - Primavera
28	Cerromatoso	Cerromatoso - Puente
29	Puente	Puente - Cerromatoso
30	Puente	Puente - São Carlos
31	São Carlos	São Carlos - Puente
32	Ocaña	Ocaña - Ocaña
33	Ocaña	Ocaña - Ocaña
34	Chinu	Chinu - Sabanalarga

35	Sabanalarga	Sabanalarga - Chinu
36	Copey	Copey - Copey
37	Copey	Copey - Copey
38	Medellin	Medellin - Virginia
39	Virginia	Virginia - Medellin
40	Alferez	Alferez - Virginia
41	Virginia	Virginia - Alferez
42	Porce III	Porce III - Sogamoso
43	Sogamoso	Sogamoso - Porce III
44	Ocaña	Ocaña - Ocaña
45	Ocaña	Ocaña - Ocaña
46	Alferez	Alferez - São Marcos
47	São Marcos	São Marcos - Alferez
48	Bolivar	Bolivar - Sabanalarga
49	Sabanalarga	Sabanalarga - Bolivar
50	Cuestecitas	Cuestecitas - Copey
51	Copey	Copey - Cuestecitas
52	Copey	Copey - Chinu
53	Chinu	Chinu - Copey
54	Nova Esperança	Nova Esperança - Virginia
55	Virginia	Virginia - Nova Esperança
56	Cuestecitas	Cuestecitas - La Loma
57	La Loma	La Loma - Cuestecitas
58	La Loma	La Loma - Sogamoso
59	Sogamoso	Sogamoso - La Loma

Ademais, foram estudados 180 cenários equiprováveis, resultantes do SDDP e Netplan, compostos de 3 séries hidrológicas (seca, média e úmida), 5 patamares de carga e 12 etapas (correspondente aos 12 meses de 2030). Logo, a análise dinâmica desse estudo foi realizada para 10620 casos, produto dos 180 cenários com as 59 contingências. O tempo de processamento desse estudo foi de cerca de 90 minutos, incluindo o tempo da análise dinâmica de todos os casos e compilação dos resultados.

4.3 Resultados

Os resultados desse estudo se dividem em analisar dois parâmetros. O primeiro é o índice de estabilidade calculado pelo ORGANON em todos os casos simulados e o segundo é a frequência mínima obtida em cada caso durante a simulação.

4.3.1 Índice de estabilidade

Conforme explicado na subseção 3.1.3, o ORGANON calcula um índice de estabilidade para mensurar a estabilidade ou instabilidade do sistema. O índice calculado para cada um dos 10620 casos analisados são apresentados no gráfico de superfície 4.4 abaixo.

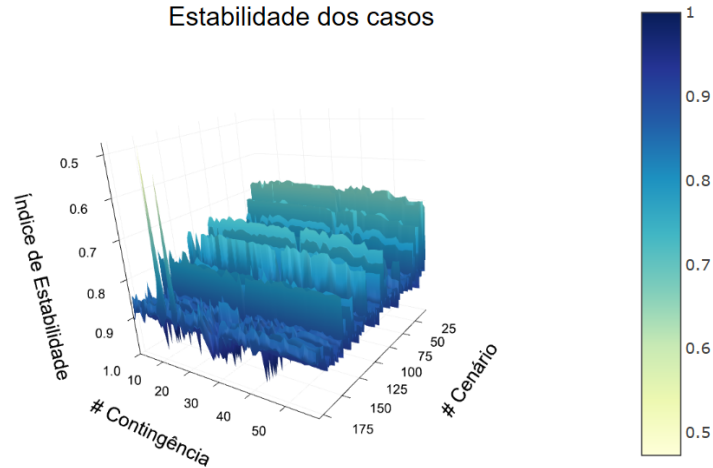


Figura 4.4: Índice de estabilidade dos casos.

Do gráfico anterior, depreende-se que todos os casos analisados são estáveis, uma vez que apresentam apenas índices positivos e os valores não apresentam grande dispersão ainda que observe-se dois picos na Figura 4.4 correspondente a dois casos menos estáveis.

Outra forma de analisar esse índice é através do histograma 4.5 através do qual se observa que a maior parte dos casos possuem índice entre 0.84 e 0.92, ou seja, o sistema analisado é bastante estável frente a perda da maior máquina e curtos-circuitos na rede de 500 kV.

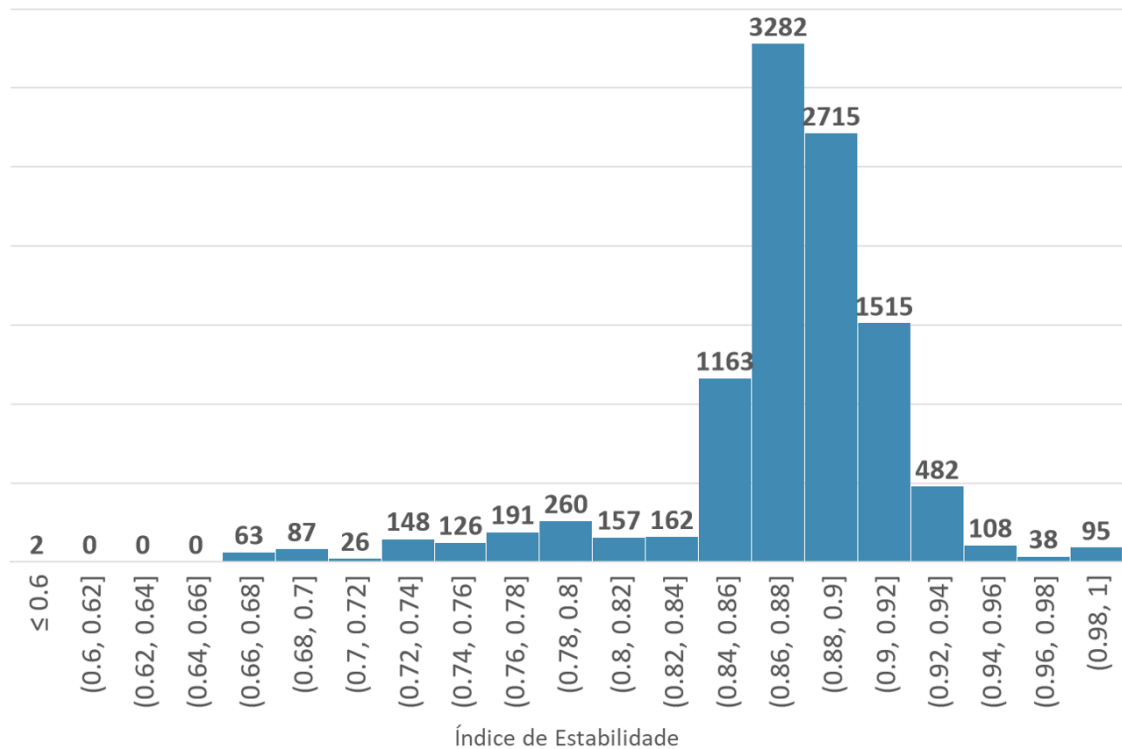


Figura 4.5: Histograma do índice de estabilidade dos casos.

Os dois casos com os menores índices, de 0.473 e 0.535 referem-se ao mesmo cenário de operação da rede e a contingência distintas, o primeiro corresponde ao curto-circuito na barra da subestação São Carlos com abertura da linha que conecta São Carlos à Primavera e o outro corresponde ao curto-circuito na subestação São Carlos com a abertura da linha que conecta São Carlos à Porce III. Esses casos além de possuírem o defeito na mesma barra, o cenário deles é o que possui o 3º menor valor do impacto máximo estimado. O impacto máximo estimado é o valor do desbalanço entre potência mecânica e potência elétrica para que a taxa da queda de frequência no sistema seja igual a 2 Hz/s (sem considerar a atuação dos reguladores de velocidade) sendo calculado pela Equação 2.11. Ou seja, o cálculo desse valor não depende da simulação do sistema e sim dos dados de entrada de cada caso com as informações do cenário de geração, demanda e inércia das máquinas. Ressalta-se que quanto menor esse valor, pior é o caso em termos de regulação de frequência, ou seja, menor é o valor necessário de desbalanço entre potência mecânica e elétrica para que a frequência do sistema possua uma taxa de queda de frequência de 2 Hz/s.

Além disso, esse cenário possui um alto valor de geração da usina hidroelétrica San Carlos que injeta sua potência na subestação São Carlos. Nesse cenário, a usina produz 70% da sua capacidade. Ao comparar esse cenário com os outros dois piores cenários no parâmetro impacto máximo estimado, a usina San Carlos está gerando

22% e 10% da sua capacidade máxima de forma que para a contingência de curto-circuito na barra da subestação São Carlos com abertura da linha que conecta São Carlos à Primavera, esses casos possuem um índice de estabilidade de 0.89 e 0.92, respectivamente. Conclui-se que para essa contingência, o despacho da usina San Carlos influencia de forma considerável a estabilidade do sistema.

A Figura 4.6 apresenta o desvio angular das máquinas no caso com menor índice de estabilidade. Observa-se que a máquina com maior desvio angular é a usina San Carlos.

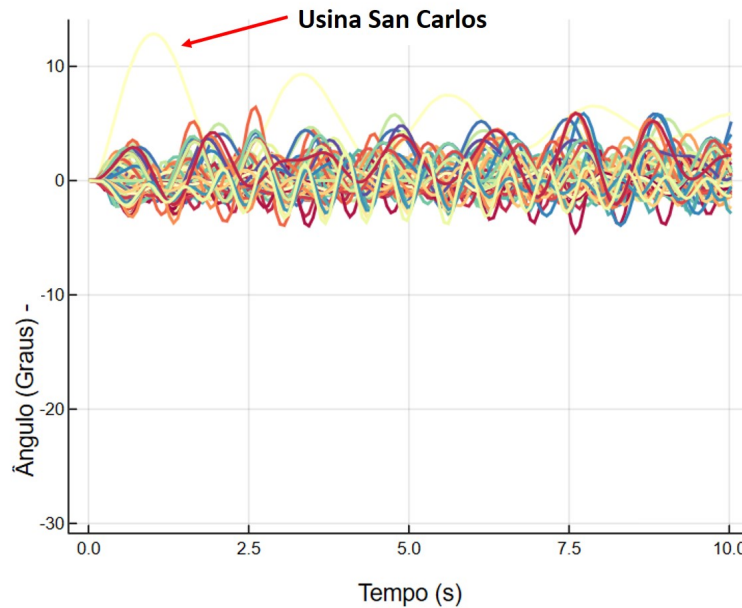


Figura 4.6: Desvio angular das máquinas para o caso com menor índice de estabilidade.

Para analisar a estabilidade do sistema frente ao curto-circuito em uma das barras, apresenta-se na Figura 4.7, o índice médio dos 180 cenários analisados em cada defeito. Os valores apresentados são bem próximos de forma que o índice nas subestações Nova Esperança e Bacatá de 0.93 e 0.91, respectivamente, são maiores do que no restante do sistema.

Na subestação Bacatá, encontra-se uma usina térmica a gás com constante de inércia de 8 s que despacha 60% da sua capacidade nominal que devido à proximidade elétrica, é a unidade geradora mais crítica para o curto-circuito nessas subestações. Ou seja, ainda com a ocorrência de curto-circuito nestas subestações a máquina tenda a acelerar, a sua alta constante de inércia traz um impacto positivo para a estabilidade do sistema. Ademais, a subestação Antioquia apresenta o menor índice médio de 0.86.

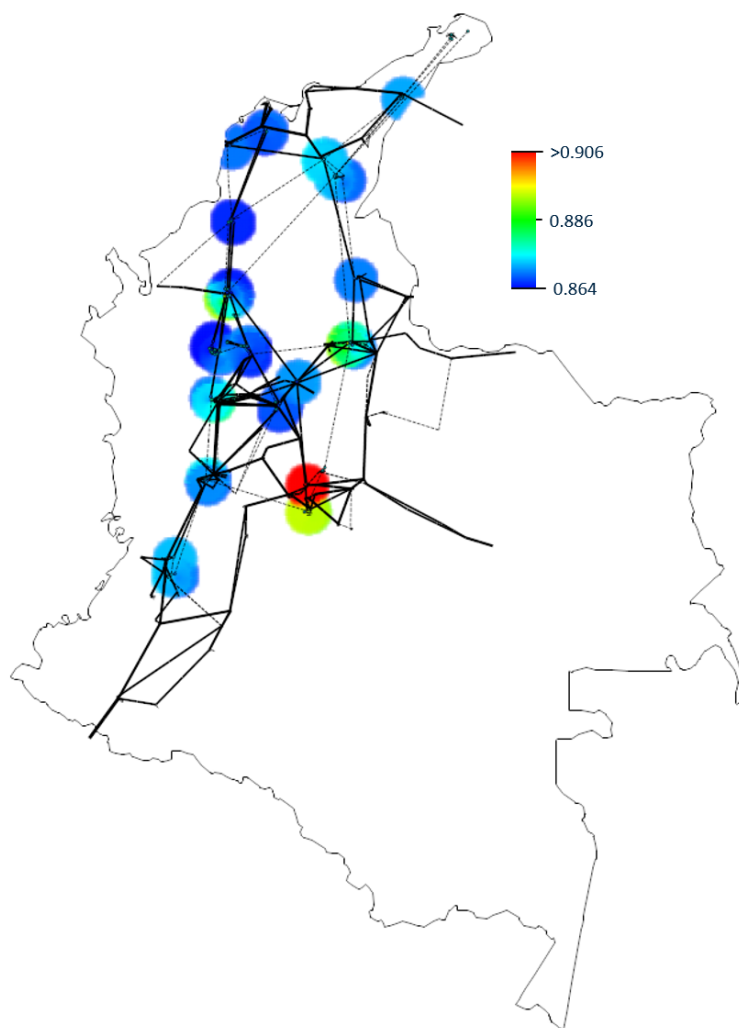


Figura 4.7: Índice médio de estabilidade por localização do curto-circuito.

Da análise realizada, observa-se que muitas variáveis impactam na estabilidade de forma que uma análise considerando apenas uma variável, por exemplo, o despacho das usinas na condição pré-falta e o índice de estabilidade de todos os casos não permite ter conclusões diretas sobre a estabilidade do sistema.

O ORGANON fornece para cada caso simulado a máquina mais crítica, ou seja, a máquina que mais se afasta do seu ângulo inicial frente a contingência. Essa informação é importante na medida em que auxilia a identificação de medidas mitigadoras analisando o índice de estabilidade e despacho do gerador na condição de maior desvio angular em relação ao ângulo inicial. O gráfico 4.8 ilustra a relação entre o despacho da usina localizada eletricamente próxima a subestação Copey. Observa-se que maior o despacho dessa usina, menor o índice de estabilidade para os casos com curto-circuito nessa subestação.

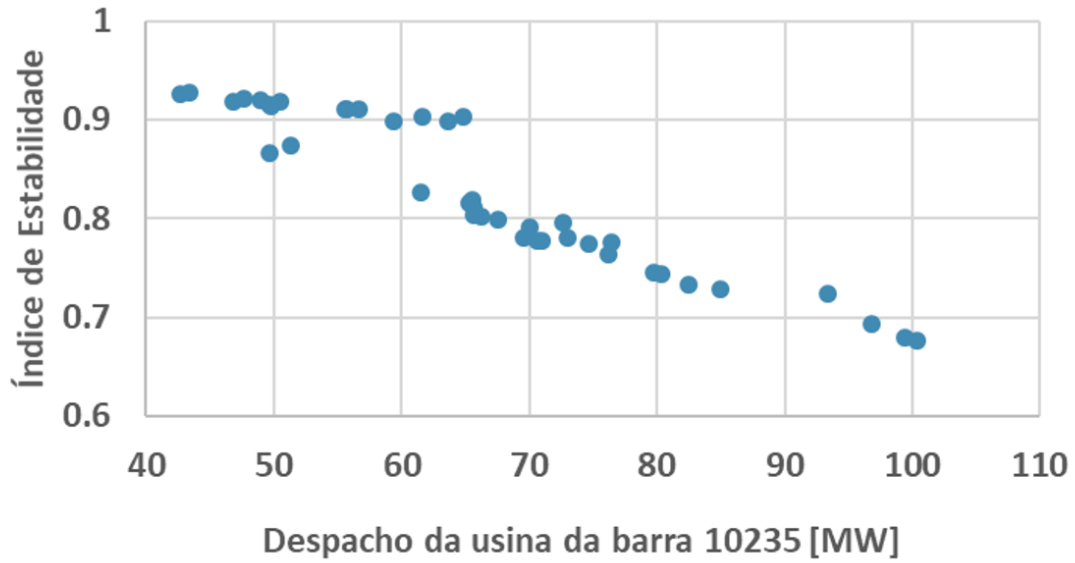


Figura 4.8: Dispersão entre o despacho da máquina mais crítica e o índice de estabilidade.

Diante do exposto, observa-se que os casos simulados não apresentaram problemas de instabilidade. Contudo, entende-se que as contingências estudadas não são as únicas possíveis de ocorrer neste sistema, embora contemplem cenários representativos de contingência N-1 no sistema colombiano. Com o intuito de ilustrar a perda de instabilidade, considerou-se uma contingência N-2, correspondente a perda na linha de 500 kV que conecta a subestação São Carlos a subestação Primavera e a linha de 230 kV que conecta a subestação São Carlos a subestação La Sierra com um curto circuito na barra de 230 kV. O gráfico da Figura 4.9 indica o desvio angular e a instabilidade do sistema, na medida em que o ângulo da máquina cresce indefinidamente a partir de 1.2 s, aproximadamente.

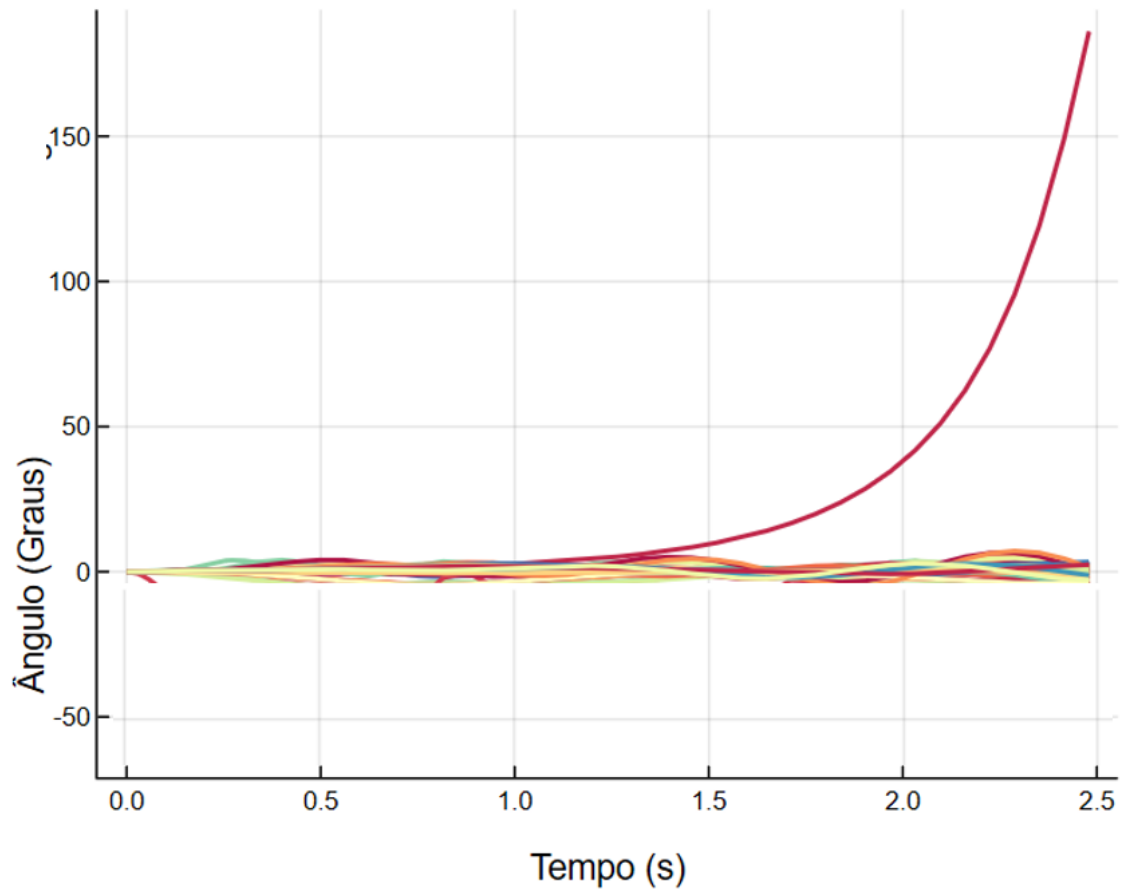


Figura 4.9: Desvio angular dos rotores em um caso instável.

Esse caso refere-se ao mesmo cenário do caso que apresentou o menor índice de estabilidade. Conforme discutido, esse caso apresenta um índice menor de estabilidade que está relacionado ao despacho do gerador San Carlos, na condição pré-falta.

Esse novo caso instável resultou em um índice de estabilidade de -0.157.

4.3.2 Controle carga frequência

Conforme mencionado, o primeiro estágio do esquema automático de corte de carga da Colômbia opera quando a frequência do sistema atinge 59.4 Hz provocando um desligamento de 5% da carga do sistema.

A superfície 4.10 abaixo ilustra a frequência mínima de cada caso. Observe-se que os casos da contingência 1, referente a retirada de uma máquina da usina Ituango, apresentam os menores valores de frequência.

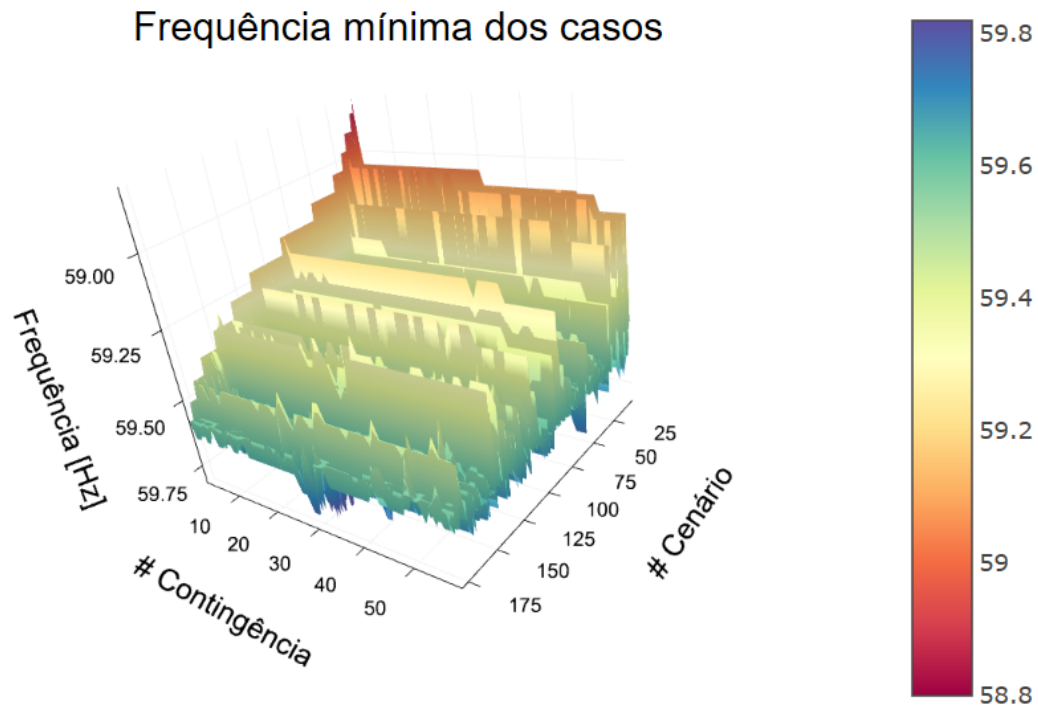


Figura 4.10: Frequência mínima dos casos.

Abaixo, encontra-se um histograma com a frequência mínima dos casos analisados. Observa-se que ainda que a maior parte dos casos apresentem frequência superior a 59.5 Hz, o número de casos que atingem 59.4 Hz é relevante, representando 12% dos casos.

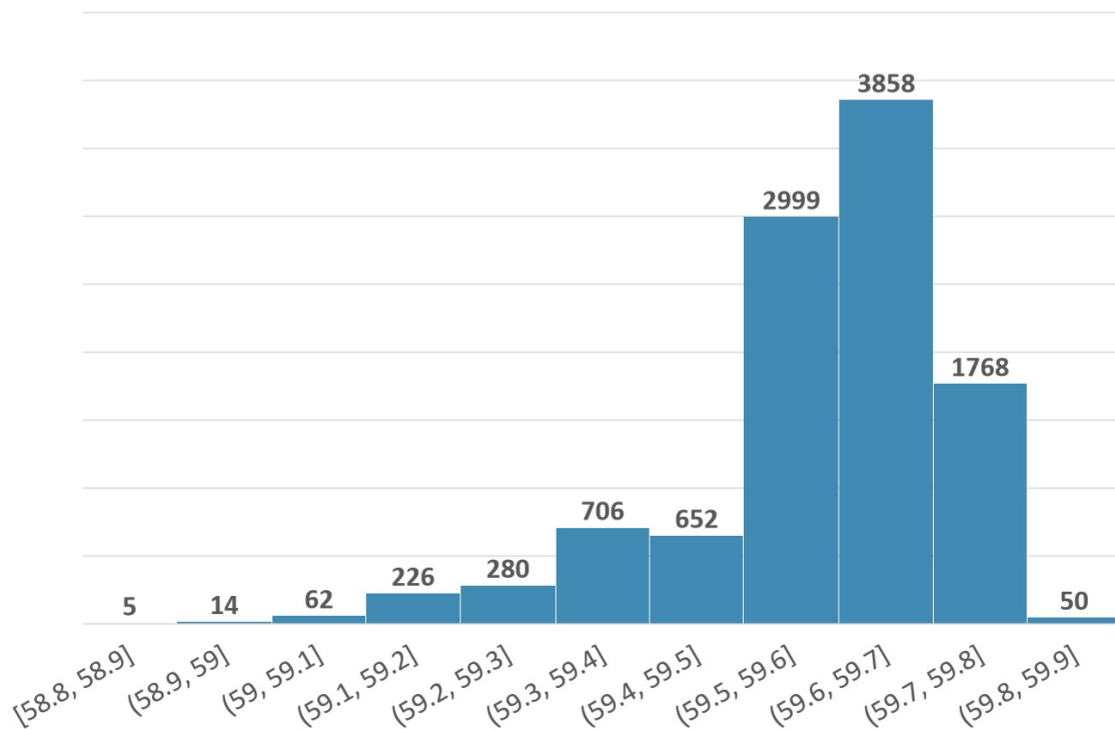


Figura 4.11: Histograma da frequência mínima dos casos.

O cenário mais crítico combina dois fatores. O primeiro é a geração da usina Ituango na condição pré-falta, que está gerando cerca de 40% da sua capacidade e o segundo é o baixo valor de reserva de geração síncrona. A reserva de geração é o valor, em MW, que corresponde à capacidade das máquinas síncronas ainda conseguiriam gerar antes de atingir o limite de capacidade. Dessa forma, esse cenário crítico combina uma significativa perda de inércia para o sistema somada à falta de capacidade de substituí-la.

Dado que os cenários são equiprováveis, o gráfico 4.12 apresenta a probabilidade de ocorrer atuação do EDAC em cada contingência. Observa-se que a contingência 1 apresenta uma alta probabilidade (82%), enquanto as outras contingências apresentam uma probabilidade próxima de 10%.

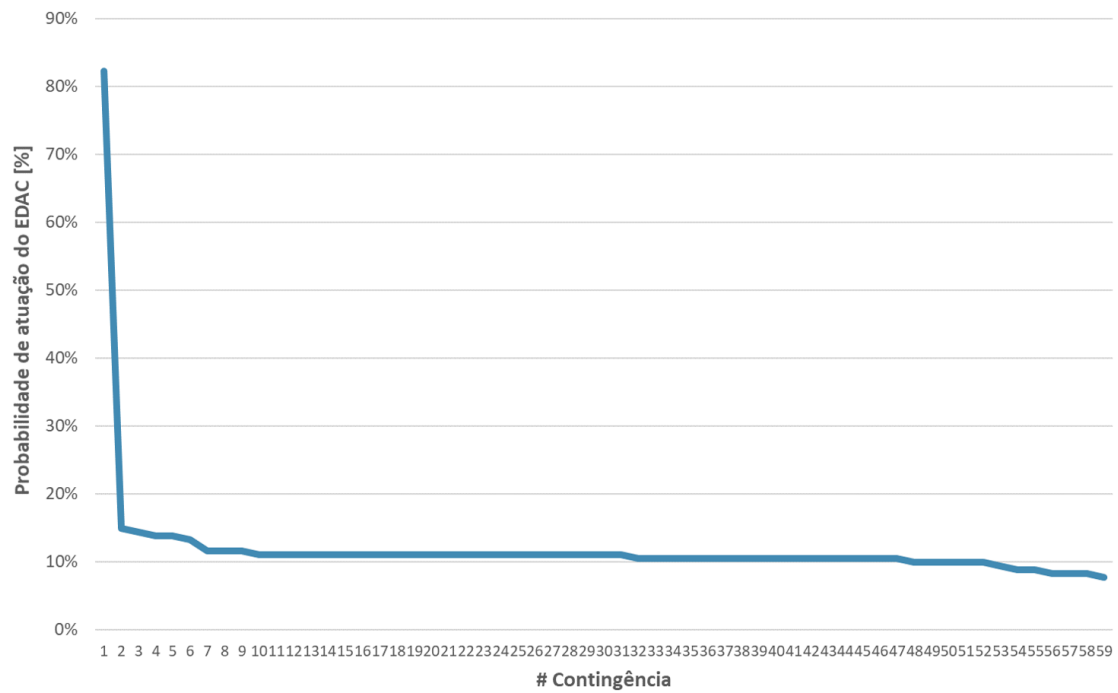


Figura 4.12: Probabilidade de atuação do EDAC nas contingências analisadas.

Ainda que o não tenha sido simulado a atuação do EDAC, pode-se considerar, para cada contingência, a métrica da média da frequência mínima para os 180 cenários. Este resultado é apresentado na Figura 4.13.

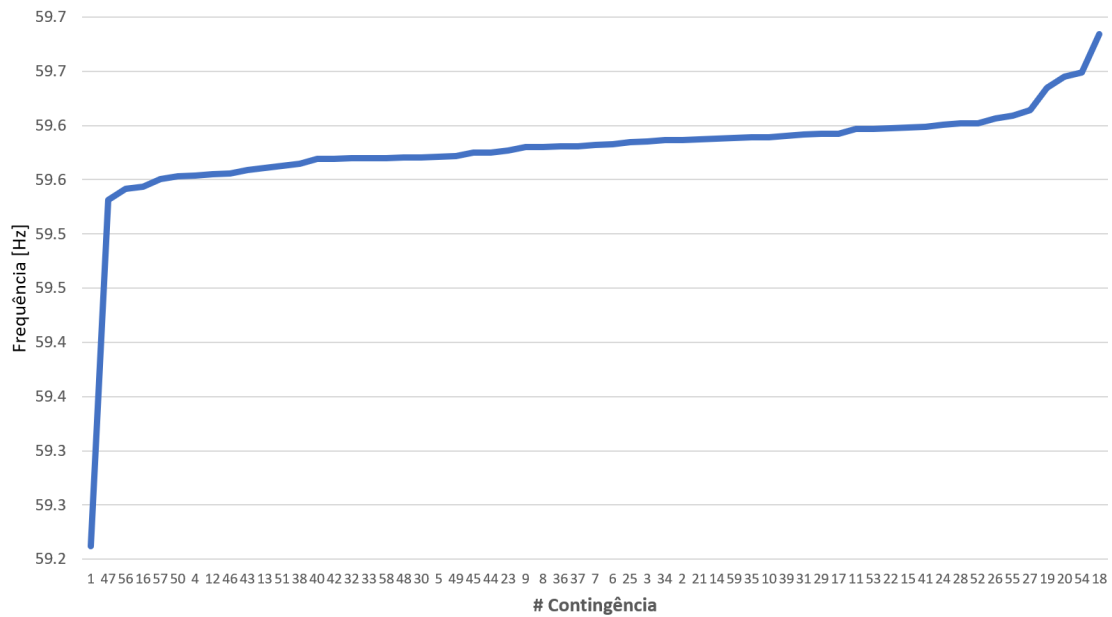


Figura 4.13: Frequência média das contingências.

Pelo resultado anterior, observa-se que poucos cenários apresentam média inferior a 59.4 Hz sendo que a contingência que apresenta a menor média de frequência mínima é a contingência 1 que retira uma máquina da usina hidroelétrica de Ituango. Por outro lado, a contingência com a maior média é a contingência 18 que aplica um curto-circuito na subestação Bacatá e com posterior abertura da linha que conecta Bacatá a Nova Esperança. Conforme, explicado anteriormente, na subestação Bacatá conecta-se uma usina térmica de alta inércia com despacho de 60% da sua capacidade nominal. Dessa forma, as máquinas desta usina não são tão suscetíveis a variações de frequência resultantes dessa contingência no sistema.

Como a média é um valor central, ela não permite capturar informações relativas à dispersão dos valores da amostra em relação à média. Além disso, ao se considerar a média como métrica de análise, os cenários mais críticos, i.e, de subfrequência ou sobrefrequência não são observados. Com o intuito de verificar o risco de ocorrer corte de carga em virtude de desvios de frequência, utiliza-se a métrica CVaR. Esse critério de risco permite mensurar o risco envolvido em cada contingência desse estudo e o seu resultado é apresentado na Figura 4.14. Para esta análise, considera-se um valor de α igual a 5%.

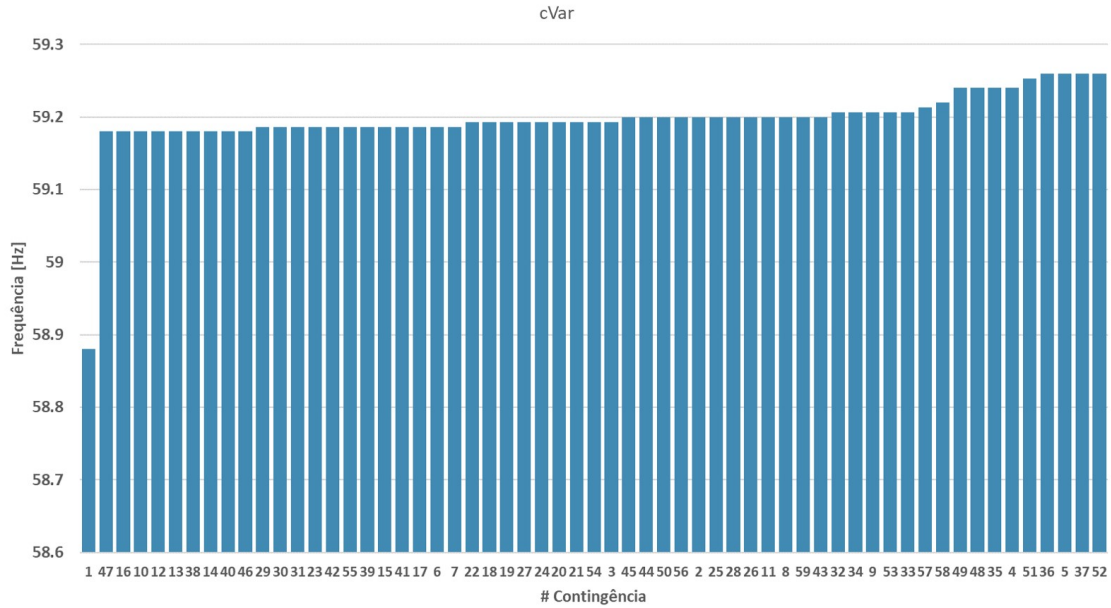


Figura 4.14: CVaR da frequência mínima das contingências.

Pela análise do CVaR, a contingência com maior risco continua sendo a contingência 1 e a contingência com menor risco é a contingência 52 que representa um curto-circuito na subestação Copey com posterior abertura da linha que conecta Copey a Chinu. Ademais, todos os valores de CVaR estão abaixo do 59.4 Hz o que indica que para todas as contingências existe o risco de atuação do EDAC.

O gráfico abaixo mostra o comportamento da frequência para um dos casos analisados. Ainda que a frequência atinja o valor mínimo, observa-se que com a atuação do controle primário, ou seja, dos reguladores de velocidade das máquinas, a frequência aumenta até se estabilizar em 59.8 Hz, dentro dos limites operativos. Nessa situação seria necessário acionar o controle secundário, não modelado no ORGANON, para que a frequência seja restabelecida para o seu valor nominal de 60 Hz.

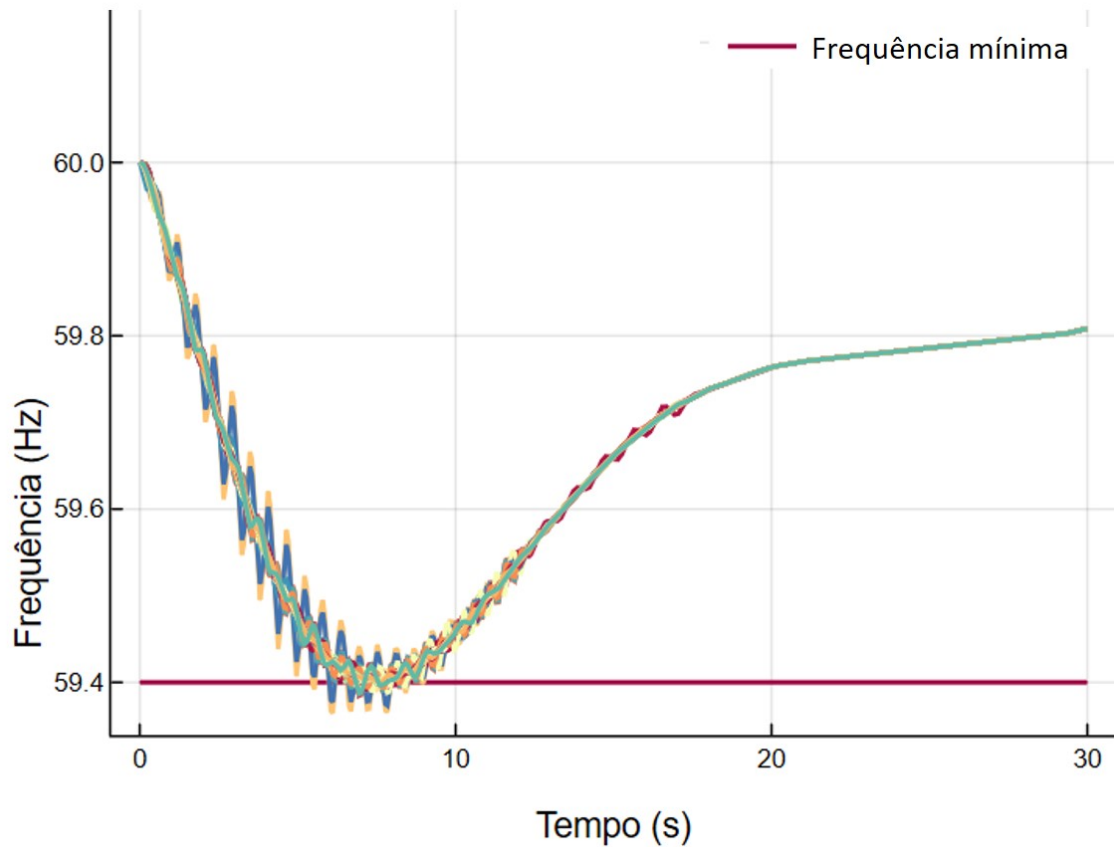


Figura 4.15: Resposta da frequência do sistema ao longo do tempo.

Os resultados apresentados mostram que o sistema estudado é suscetível à atuação do EDAC, especialmente, quando ocorre a perda da maior usina do sistema.

Capítulo 5

Conclusões

O objetivo deste trabalho foi apresentar uma metodologia de avaliação de estabilidade transitória para múltiplos cenários equiprováveis e uma ferramenta de gerenciamento da execução e dos resultados obtidos através da simulação encadeada dos softwares: (i) despacho ótimo hidrotérmico e simulação de fluxo de potência linear, SDDP; (ii) simulação de fluxo de potência ótimo não linear, NETPLAN; (iii) simulações dinâmicas através do software ORGANON. O software ORGANON é alimentado com múltiplos cenários equiprováveis de carga/geração advindos dos softwares SDDP e NETPLAN em que a esses cenários são aplicadas contingências.

Para mostrar o uso da ferramenta e uma análise probabilística dos resultados foi estudado a rede de transmissão da Colômbia com parâmetros relativos à dinâmica das máquinas adaptada no horizonte de 2030. Para as simulações foram considerados 180 cenários equiprováveis, correspondente a 3 séries de hidrologia, 5 patamares de carga e 12 meses. Além disso, considerou-se uma lista com 59 contingências resultando no total de 10620 casos simulados (180×59). O sistema estudado é composto por uma rede de transmissão com linhas de 220 kV e 500 kV além de uma matriz energética com grande quantidade de máquinas síncronas.

Com intuito de analisar a estabilidade transitória em sistemas de grande porte considera-se dois parâmetros principais: índice de estabilidade e a frequência mínima. O índice de estabilidade permite mensurar o quão próximo da instabilidade está cada caso simulado, enquanto a frequência mínima permite estimar o risco de corte de carga resultante da atuação de esquemas de corte de carga automáticos que visam garantir que a frequência do sistema permaneça dentro de um intervalo pré-estabelecido.

Nesse estudo, o sistema colombiano em 2030 se mostrou estável para todos os casos estudados com um alerta para a operação da usina San Carlos frente a uma contingência na subestação São Carlos.

Por outro lado, o controle carga-frequência desse sistema se mostrou precário tendo uma probabilidade de atuar para 82% dos cenários caso ocorra a perda da

maior máquina do sistema.

Ademais, ressalta-se que por ser um estudo probabilístico, as amostras devem ser tratadas com medidas probabilísticas tais como valor esperado, desvio padrão e CVaR para mensurar o risco de ocorrer subfrequência/sobrefrequência no sistema e instabilidade.

5.1 Trabalhos Futuros

No estudo apresentado, todos os cenários são equiprováveis e representam pontos de operação ótimos do ponto de vista energético, ou seja, pontos de operação de menor custo dadas as configurações de geração e carga.

Por outro lado, não foi considerada a probabilidade de ocorrência das contingências. Desta forma sugere-se como trabalho futuro, mensurar a probabilidade de ocorrê-las. A ocorrência de curtos-circuitos na rede de transmissão está associada a diversos fatores, por exemplo, queimadas e descargas atmosféricas que ocorrem em diferentes áreas, com diferentes probabilidades. Assim, a análise probabilística proposta neste trabalho poderia ser estendida para contemplar na lista de contingência as que são mais prováveis para cada região analisada.

Um dos resultados da simulação dinâmica é que existe uma relação entre a estabilidade da máquina frente a uma condição de defeito e a sua geração na condição pré-falta. Dessa forma, sugere-se também que restrições considerando a relação entre estas grandezas sejam incorporadas no modelo de despacho econômico como o SDDP, para que os cenários considerados na análise dinâmica possam ser ótimos frente a esta restrição eletrodinâmica da rede.

Por fim, o estudo de caso apresentado foi resultado de um projeto de expansão da geração e transmissão que se mostrou muito sensível ao controle de carga frequência. Em um contexto de crescente penetração de fontes intermitentes e assíncronas na matriz energética dos sistemas elétricos ao redor do mundo, sugere-se que um requisito de inércia no sistema seja considerado nos modelos de planejamento de expansão da geração e transmissão. Dessa forma, seria possível obter um plano de expansão que contemplasse atributos essenciais para manter a qualidade, confiabilidade e continuidade no suprimento de energia.

Referências Bibliográficas

- [1] BUCKSTEEG, M., NIESE, L., WEBER, C. “Impacts of Dynamic Probabilistic Reserve Sizing Techniques on Reserve Requirements and System Costs”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016.
- [2] SCHILLING, M. T., TAKAHATA, A. Y., SANTOS, M. *Confiabilidade Estendida de Sistemas de Potência: Segurança Probabilística*. Relatório técnico, X SEPOPE, Florianópolis, SC, 2006.
- [3] DOS SANTOS, M., JARDIM, J., BALNCO, F. P. “Nova Metodologia para Análise de Segurança Probabilística de Sistemas de Potência”, *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2006.
- [4] ELLA, E., MILIGAN, M., KIRBY, B. *Operating Reserves and Variable Generation*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, 2011, Golden, Colorado, 2011.
- [5] LAUBY, M. *Reliability and the Future of the Electricity Grid: A North American Bulk Power System Perspective*. Relatório técnico, Northe American Electric Realibility Corporation, Panama City, Panama, 2016.
- [6] BILLINTON, R., KURUGANTY, P. “A probabilistic index for transient stability”, *IEEE Transactions on Power Apparatusand Systems*, jan. 1980.
- [7] ONS. “NOTA À IMPRENSA 3 – OCORRÊNCIA NO SIN – 21/03/2018”.
. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180322-notaaimprensacomplementar2.aspx>>.
- [8] LOPETEGUI, G. “Acerca del evento eléctrico del 16 de Junio”, *Secretaría de Gobierno de Energia Ministerio de Hacienda - Argentina*, jul. 2019.
- [9] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1 ed. Palo Alto, California, McGraw-Hill, 1993.
- [10] FILHO, X. V. *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*. 1 ed. Rio de Janeiro, Editora Campus LTDA, 1984.

- [11] ESCOLHAS, I. “Custos e benefícios das fontes de geração elétrica”. In: *Caderno de Infraestrutura*, Rio de Janeiro, ago. 2018.
- [12] ONS. “Manual de Procedimentos de Operação - submódulo 10.21”. . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.
- [13] ONS. “Procedimentos de Rede - Controle da geração em operação normal - submódulo 10.6”. . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.
- [14] ASTIC, J. Y., BIHAIN, A., JEROSOLIMSKI, M. “The Mixed Adams - BDF Variable Step Size Alorithm to Simulate Transient and Long Term Phenomena in Power Systems”, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 9, n. 2, maio 1994.
- [15] LAMBERT, J. D. “Numerical Methods for Ordinay Differential Systems: The Initial Value Problem”, *Wiley*, 1991.
- [16] CHAVES, S. B. *Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência via Aplicativo Computacional Integrado: ORGANON*. Tese de mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil, 2008.
- [17] JARDIM, J. L. A. *Manual of Organon - Technical Manual*, 2019.
- [18] PAI, M. A. *Power System Stability*. New York, North Holland, 1981.
- [19] LEITE DA SILVA, A., JARDIM, J., DE LIMA, L., et al. *A Method for Ranking Critical Nodes in Power Networks Including Load Uncertainties*. Relatório Técnico TPWRS-01338-2014.R1, IEEE Transactions on Power Systems, 2015.
- [20] ANDERSON, P. M. *Analysis Of Faulted Power Systems*. 1 ed. Rio de Janeiro, Ed. Wiley-IEEE, 1995.
- [21] PINHEIRO, J. I., DA CUNHA, S. B., CARVAJAL, S. R., et al. *Princípios de Estatística*. 1 ed. Rio de Janeiro, Campus, 2011.
- [22] DA ROCHA, J. E. N. *Sistema Inteligente de Diagnósticos Energéticos e de Análise de Investimentos em Projetos de Eficiência Energética Gerenciados pelo lado da Demanda*. Tese de D.Sc., PUC - Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2018.
- [23] CCEE. “Calculadora de Risco CVaR - Manual de utilização”, *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, jan. 2018.

- [24] MME. “Codigo de la Rede”, *República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía*, jul. 1995.
- [25] XM. “Revisión y actualización del EDAC por baja frecuencia del SIN”, *Documento XM-CND- 12-2017*, mar. 2017.

Apêndice A

Sistema Exemplo 9 barras

Conforme mencionado na Seção 3.1.4, apresentam-se neste Apêndice os arquivos com os dados de entrada da topologia e dos modelos dinâmicos do caso exemplo 9 barras.

O arquivo de entrada com a topologia da rede com extensão .pwf é apresentado a seguir. Para obter o ponto de operação apresentado na Figura 3.2, processou-se o fluxo de potência através do método Newton-Raphson.

```
TITU
Caso do Anderson - Pagina 38
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT 30
9999
DBAR
1 2 Barra 1 10400. 71.6 27. -130.130.4 1 11000
2 1 Barra 2 10259.3 163. 6.7 -101.101.2 2 21000
3 1 Barra 3 10254.7 85. -10.9-67.467.4 3 31000
4 0 Barra 4 1026-2.2 11000
5 0 Barra 5 996-4. 125. 50. 11000
6 0 Barra 6 1013-3.7 90. 30. 31000
7 0 Barra 7 10263.7 21000
8 0 Barra 8 1016.7 100. 35. 21000
9 0 Barra 9 10322. 31000
9999
DLIN
4 5 1 T 1. 8.5 17.6 300 300
4 6 1 T 1.7 9.2 15.8 300 300
6 9 1 T 3.9 17. 35.8 200 200
8 9 1 T 1.19 10.08 20.9 300 300
7 8 1 T .85 7.2 14.9 300 300
7 5 1 T 3.2 16.1 30.6 200 200
2 7 1 T 6.25 1. 192 192
3 9 1 T 5.86 1. 128 128
1 4 1 T 5.76 1. 247 247
9999
DARE
1 Area1
2 Area2
3 Area3
9999
DGER
1 210.4
2 163.2
3 108.8
9999
FIM
```

Os dados dinâmicos são fornecidos ao ORGANON através do arquivo texto com a extensão .dyn. Esse arquivo contém os parâmetros do gerador, do transdutor, do regulador de tensão e velocidade entre outros. Abaixo, encontra-se o arquivo com os dados dinâmicos referentes ao sistema exemplo.

```

SM04
1 3 0 3 1 0 0 0 0 2 10
0.73 0.26 0.2 0.52 0 0.2 0 365. 0.19 0 8.3 0.06 0 4.31 0.0 0.03 0.017 10.125 /
50.0 0.01 1 1 1 1 -1 1 -4 4 -4 4 0 /
210.4 130.40 1.1 1.60 0.02 100.00 0.05 10.0 2.00 -10.000 0.000 /
1.25 0.5 1.5 0.38 7.00 0.05 0.05 -2.0 2.00 0.001 0.984 0.15 0 1.00 0.5 1.00 /

SM05
2 26 6 11 2 0.0 0.0 0.0 0 2 10
2.11 0.265 0.195 1.99 0.465 0.195 0.00 234.0 0.15 0.0 5.9 0.035 0.58 4.844 0.0 0.06 0.04 0.4 /
1.0 -1.0 1.0 2.98 2.9 1.0 0.01 1.0 -0.87 0.0 6.71 0.0 8.38 -100.0 0.08 10.0 0.0 1.0 -0.87 /
0.3751 0.0798 0.3751 0.0798 0.1 0.01 3.0 0.4 3.0 3.0 3.0 3.0 9.0 0.3097 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
163.20 101.2 1.1 1.6 0.02 100.0 0.05 10.0 2.0 -10.0 0.0 /
0.05 0.02 0.4 0.2 1.0 10.0 1.0 0.0 /

SM05
3 26 6 17 3 0.0 0.0 0.0 0 2 10
2.11 0.265 0.195 1.99 0.465 0.195 0.003 234.0 0.15 0.0 5.9 0.035 0.58 4.844 0.0 0.069 0.048 0.4 /
1.0 -1.0 1.0 2.98 2.98 1.0 0.01 1.0 -0.87 0.0 6.71 0.0 8.38 -100.0 0.08 10.0 0.0 1.0 -0.87 /
0.3635 0.076 0.3635 0.076 0.1 0.01 3.0 0.4 3.0 3.0 3.0 3.0 6.0 0.3097 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
108.8 67.4 1.1 1.6 0.02 100.0 0.05 10.0 2.0 -10.0 0.0 /
0.057 0.02 0.4 0.2 1.0 10.0 1.0 0.0 /

-999 /
-999 /
1 0.8 0.08 1.0 1 1.2 0.2 1.0 1 0.6 1.0 1 1.3 1.0 1 0.1 1.0 1 1 0.35 1 140. 80. 1 2 3 /
-999 /

```

Nesse arquivo, o código SM seguido de um número indica o número do modelo de gerador para cada unidade do sistema. A primeira linha abaixo do modelo de gerador indica os códigos dos seguintes parâmetros em ordem: a barra do gerador, o modelo do regulador de tensão, o modelo do PSS, o modelo do regulador de velocidade, a barra controlada pelo gerador, o valor da resistência do transdutor, o valor da reatância do transdutor, o valor da constante de tempo do transdutor, o modelo limitador de subexcitação, o modelo limitador de sobreexcitação, o grupo gerador. Se a unidade geradora não possuir algum desses equipamentos, o número desse modelo é igual a zero.

A segunda linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo de gerador. A terceira linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do regulador de tensão. A quarta linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do PSS. A quinta linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do regulador de velocidade.

Apêndice B

Modelos Máquinas Síncronas e Reguladores de Velocidade no ORGANON

Conforme mencionado na seção 4.2 deste trabalho, apensentam-se os diagramas de blocos do modelo de máquina síncronas e reguladores de velocidade utilizados na base dinâmica do estudo de caso.

O diagrama de blocos da máquina síncrona clássica está ilustrado na Figura B.1.

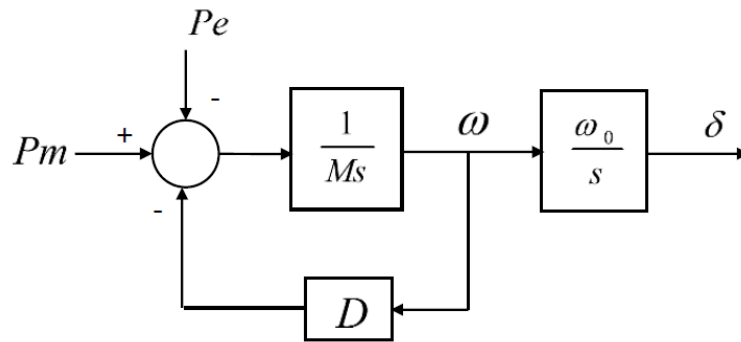


Figura B.1: Diagrama de blocos do modelo de máquina clássica do ORGANON.

Nesse modelo, o usuário deve fornecer os seguintes parâmetros: a constante de inércia da máquina (H), a reatância subtransitória, a resistência do transformador e o damping da máquina.

O diagrama de blocos das turbinas hidráulicas é apresentado na Figura B.2.

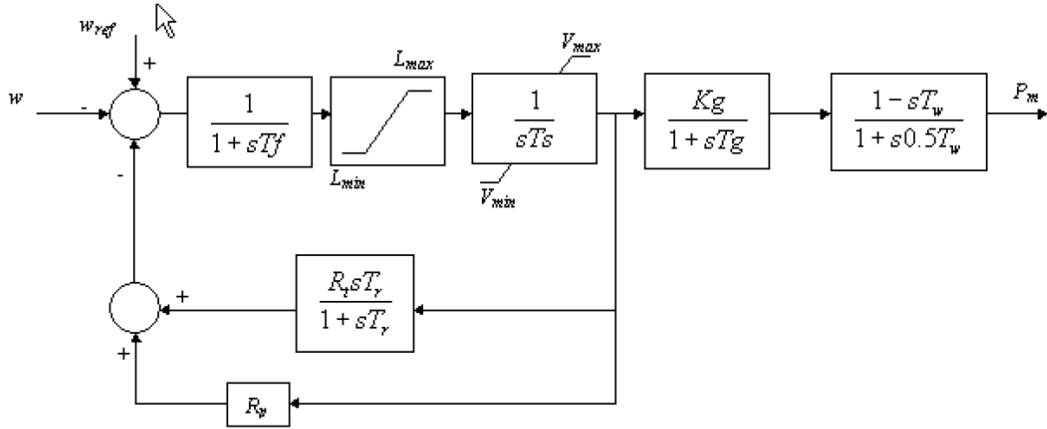


Figura B.2: Diagrama de blocos do regulador de velocidade para turbinas hidráulicas do ORGANON.

Os valores padrões para as constantes desse regulador encontram-se resumidos na tabela B.1.

Tabela B.1: Valores padrões do regulador de velocidade para turbinas hidráulicas do ORGANON.

Parâmetros	Valores Default
Kg	1
Tg	0.5
Tw	2.8
Rp	0.05
Ts	0.2
Tf	0.05
Lmin	-0.15
Lmax	0.15
Vmin	0.01
Vmax	3

Para as turbinas térmicas, foi utilizado um modelo de regulador de velocidade cujo diagrama de blocos está ilustrado na Figura B.3.

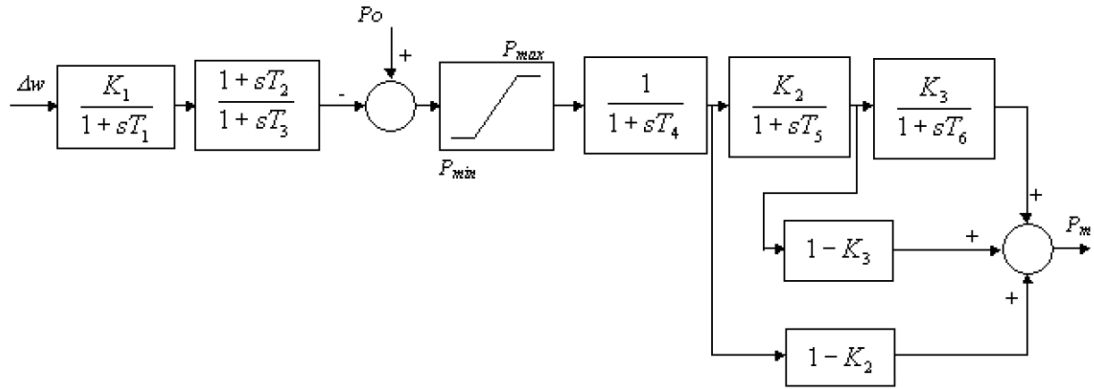


Figura B.3: Diagrama de blocos de regulador de velocidade para turbinas térmicas do ORGANON.

Os valores padrões para as contantes desse regulador encontram-se resumidos na tabela B.2.

Tabela B.2: Valores padrões do regulador de velocidade para turbinas térmicas do ORGANON.

Parâmetros	Valores Default
T1	0.2
T2	0
T3	0.3
T4	0.4
T5	4
T6	0.7
K1	20
K2	0.25
K3	0.5
Pmax	1
Pmin	0