

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MAURÍCIO ROMANI

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE A
GRANDES PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CURITIBA

2014

MAURÍCIO ROMANI

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE A
GRANDES PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^o. Dr^o. Roman Kuiava

CURITIBA

2014

TERMO DE APROVAÇÃO

MAURÍCIO ROMANI

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE A GRANDES PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador: Prof^o. Dr^o. Roman Kuiava
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof^a. Dr^a. Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof^a. Dr^a. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof^o. Dr^o. Raphael Augusto de Souza Benedito
Departamento de Eletrotécnica, UTFPR

Curitiba, 29 de agosto de 2014.

A minhas avós, Lídia e Onorina.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Roman Kuiava, pelas inúmeras horas de dedicação a minha orientação, sempre aberto a discussões e preciso em seus apontamentos. Com certeza meu crescimento acadêmico, profissional e pessoal são em grande parte moldados por seu modelo. Agradeço-o ainda por toda a confiança, paciência, compreensão e, não menos importante, por sua amizade.

Agradeço ainda a todos os demais professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPR, em especial ao professor Clodomiro U. Vila, a professora Thelma S. P. Fernandes e a professora Elizete M. Lourenço. O conhecimento por vocês repassado e o amor dedicado a vossa profissão estarão sempre gravados em mim.

Agradeço a todos os meus colegas e amigos de profissão da URBS S.A. e SE-TRAN por seu grande incentivo e compreensão, os quais foram muito importantes nesta caminhada.

Agradeço a todos os amigos que sempre compartilharam e ainda compartilham grandes momentos nesta vida, em especial ao Luiz Alberto Pizzatto, Mateus Lorandi dos Santos, Lincon Bavaresco, Marcelo Nanni, Marcelo Zago, Stéfano Chiodelli, Gustavo Perondi e Luiz Phelipe Cecato.

Deixo meu imenso agradecimento a minha família, principalmente aos meus pais, Amauri e Maristela, cuja luta, sabedoria e amor sempre me inspiraram, e ao meu irmão Eduardo, estando sempre certo de seu eterno companheirismo.

Por fim, agradeço a minha esposa Gisele, por todo seu amor, cuidado, compreensão e paciência dedicados durante todo este período. Seu incondicional apoio foi fundamental no decorrer deste trabalho.

RESUMO

Esta dissertação apresenta um estudo dos possíveis impactos da inserção de geração distribuída (GD) baseada em geradores síncronos na estabilidade transitória angular de sistemas de geração e transmissão. Para a realização deste estudo é proposta uma metodologia de análise baseada em índices numéricos normalizados e gráficos em escala de cores através dos quais se pretende avaliar simultaneamente, de forma clara e objetiva, um conjunto elevado de resultados numéricos oriundos de um universo pré-determinado de respostas transitórias no domínio do tempo. Estes resultados numéricos são obtidos através da solução de um conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência, sendo utilizados para tal os softwares ANAREDE e ANATEM, ambos desenvolvidos pelo CEPEL/Eletróbrás. Por meio destes softwares são geradas as respostas numéricas das variáveis de interesse do sistema frente à aplicação de grandes perturbações (eventos). Para cada uma das perturbações simuladas é observado o comportamento do ângulo do rotor de cada grupo de geradores de grande porte, ligados aos sistemas de geração e transmissão, por um período aproximado de 10 segundos. A partir desta gama de resultados são extraídos quatro índices de desempenho, através dos quais são avaliados diferentes aspectos do comportamento transitório do sistema elétrico de potência: o Máximo Desvio Angular absoluto do rotor em relação ao Centro de Inércia do sistema (índice MDACI), o Máximo Desvio Angular absoluto do ângulo do rotor em relação ao ponto de equilíbrio pré-falta Individual de cada gerador de grande porte (índice MDAID), a Integral do erro absoluto entre o ângulo do rotor no tempo e seu valor em regime permanente pós-falta (índice ITAE-ts) e o Tempo Crítico de abertura dos dispositivos de proteção do sistema de transmissão (índice TC). Os valores dos índices de desempenho são por fim expostos de maneira a mapear, usando uma escala de cores, os resultados de cada centro de geração para cada contingência (perturbação) considerada. A metodologia proposta é então aplicada na avaliação dos possíveis impactos da inserção de GD sobre um sistema de geração e transmissão. Para isto, é utilizado como sistema-teste uma parte do sistema de geração e transmissão brasileiro referente à Região Sul, contendo 33 barras, 7 centros de geração, 9 centros de carga e 26 linhas de transmissão. Para a GD inserida junto à rede de distribuição é utilizado um modelo de gerador síncrono de polos lisos acoplado a uma turbina a vapor. São considerados conjuntos de testes distintos considerando diferentes níveis de penetração e diferentes locais para a inserção de GD. Os resultados expostos em mapas de cores e seus índices normalizados permitiram uma rápida identificação dos centros de geração mais afetados positiva e negativamente com a inserção de GD. O índice ITAE-ts mostrou-se o mais sensível entre todos os índices utilizados, sendo que a inserção de GD afetou, em geral, positivamente os resultados deste índice sugerindo uma melhora na atenuação de oscilações transitórias. A metodologia proposta se mostrou promissora, podendo facilmente ser utilizada pelas concessionárias de energia elétrica para estudos de planejamento e operação do sistema.

Palavras-chave: Geração distribuída. Estabilidade transitória. Índices de desempenho.

ABSTRACT

This dissertation presents a study of the possible impacts of the inclusion of distributed generation (DG) based on synchronous generators at transient stability of power generation and transmission systems. For this study we propose an analysis methodology based on standard numerical indices and graphics in color scale by which it intends to simultaneously evaluate, clearly and objectively, a large set of numerical results from a predetermined universe of time domain transient responses. These numerical results are obtained by solving a set of differential-algebraic equations that describes the dynamic behavior of electric power system. ANAREDE and ANATEM softwares are used in this solution, both developed by CEPEL / Eletrobrás. These softwares generates numerical responses for the interest variables of the system by application of large disturbances (events). For each disturbance simulated we observe the behavior of rotor angle of each large generators set for approximately 10 seconds. From this range of results four performance indices are extracted, evaluating different aspects of the electric power system transient behavior: the Maximum Absolute rotor Angle Deviation relative to the system center of inertia (MDACI index), the Maximum Absolute rotor Angle Deviation relative to the Individual equilibrium point of each large generator before fault(MDAID index), the Integral time-multiplied Absolute Error of rotor angle relative to its value in steady state after fault (ITAE-ts index) and the Critical clearing Time for the transmission system protective devices (TC index). The performance indices values are finally exposed in a map using a color scales, using each generation center results for each considered contingency (disturbance). The proposed methodology is used to evaluate the possible impacts of DG inclusion over a generation and transmission system. Testing the methodology, a part of the generation and transmission system related to the Brazilian South Region is used, containing 33 buses, 7 generation centers, 9 load centers and 26 transmission lines. A model of flat pole synchronous generator connected to a steam turbine is used as DG inserted along the distribution system. Different sets of tests, considering different penetration levels and different locations for DG insertion are simulated. The results shown in color maps and their normalized indices allowed rapid identification of DG inserting most affected generation centers, both positively and negatively. The ITAE-ts index was found to be the most sensitive of all indices, where DG insertion in general positively affected the results of the index suggesting improvement in transient oscillations attenuation. The proposed methodology is promising and can easily be used by electric utilities for planning and system operation studies.

Key words: Distributed generation. Transient stability. Performance indices.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Cenário mundial de penetração de GD. Fonte: modificada de (WADE, 2006).	16
1.2	Porcentagem de geração da matriz energética brasileira. Fonte: (EPE, 2013).	17
1.3	Exemplo de modelagem para estudos de redes de transmissão. Fonte: O autor.	19
1.4	Exemplo de modelagem para estudos de redes de distribuição. Fonte: O autor.	19
1.5	Exemplo de modelagem GT&D integrada. Fonte: O autor.	20
1.6	Categorias de estudos em estabilidade de SEP. Fonte: (KUNDUR, 1994).	21
3.1	Diagrama unifilar do sistema-teste de G&T. Fonte: (ALVES, 2007).	34
3.2	Diagrama de conexão dos modelos dinâmicos aos geradores conectados no sistema de transmissão. Fonte: O autor.	37
3.3	Modelo dos Reguladores de Tensão - sistema G&T. Fonte: O autor.	39
3.4	Modelo dos Estabilizadores. Fonte: O autor.	40
3.5	Equivalente da rede de distribuição e conexão da GD. Fonte: O autor.	41
3.6	Modelo dos geradores distribuídos. Fonte:(ABREU, 2005).	43
3.7	Modelo do AVR dos geradores distribuídos. Fonte:(FERNANDES, 2012).	44
3.8	Modelo da turbina e regulador de velocidade. Fonte:(FERNANDES, 2012).	45
3.9	Critério das áreas iguais. Fonte: (KUNDUR, 1994).	46
3.10	Exemplo de resposta no domínio do tempo. Fonte: O autor.	50
3.11	Exemplo com várias respostas no domínio do tempo. Fonte: O autor.	51
4.1	Comparação dos índices MDACI e MDAID. Fonte: O autor.	54
4.2	Identificação de picos e vales (decremento logarítmico). Fonte: O autor.	56
4.3	Representação gráfica do índice ITAE-ts. Fonte: O autor.	60
4.4	Algoritmo de busca do tempo crítico. Fonte: O autor.	61
5.1	Equivalente da rede de distribuição (Cenário base). Fonte: O autor.	64
5.2	Exemplo do Mapa de Cores. Fonte: O autor.	75
5.3	Fluxograma da metodologia proposta. Fonte: O autor.	76

6.1	Mapa MDACI : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	79
6.2	Mapa MDACI : Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.	79
6.3	Mapa MDACI : Cenário 1b($P_{GD}^{total} = 270MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	80
6.4	Mapa MDACI : Cenário 1c($P_{GD}^{total} = 540MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	81
6.5	Mapa MDACI : Cenário 1d($P_{GD}^{total} = 810MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	81
6.6	Mapa MDAID : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	83
6.7	Mapa MDAID : Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.	83
6.8	Mapa MDAID : Cenário 1b($P_{GD}^{total} = 270MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	84
6.9	Mapa MDAID : Cenário 1c($P_{GD}^{total} = 540MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	84
6.10	Mapa MDACI : Cenário 1d($P_{GD}^{total} = 810MW$ -redespacho). Fonte: O autor.	85
6.11	Mapa ITAE-ts : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	86
6.12	Desvio angular do gerador 904: Cenário base. Fonte: O autor.	87
6.13	Mapa ITAE-ts : Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.	87
6.14	Desvio angular do gerador 904: Cenário base e 1a. Fonte: O autor.	88
6.15	Desvio angular do gerador 919: Cenário base e 1a. Fonte: O autor.	89
6.16	Mapa ITAE-ts : Cenário 1b($P_{GD}^{total} = 270MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	89
6.17	Mapa ITAE-ts : Cenário 1c($P_{GD}^{total} = 540MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	90
6.18	Mapa ITAE-ts : Cenário 1d($P_{GD}^{total} = 810MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	90
6.19	Mapa TC : Cenário base (sem GD). Fonte: O autor.	91
6.20	Mapa TC : Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.	92
6.21	Mapa TC : Cenário 1b($P_{GD}^{total} = 270MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	93
6.22	Mapa TC : Cenário 1c($P_{GD}^{total} = 540MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	93
6.23	Mapa TC : Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 810MW$ - redespacho). Fonte: O autor.	93
6.24	Mapa MDACI : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	96
6.25	Mapa MDACI : Cenário 2a($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.	96
6.26	Mapa MDACI : Cenário 2b($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.	97
6.27	Mapa MDACI : Cenário 2c($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.	98
6.28	Mapa MDAID : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	98
6.29	Mapa MDAID : Cenário 2a($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.	99
6.30	Mapa MDAID : Cenário 2b($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.	100

6.31	Mapa MDAID : Cenário 2c($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.	100
6.32	Mapa ITAE-ts : Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.	101
6.33	Mapa ITAE-ts : Cenário 2a($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.	101
6.34	Mapa ITAE-ts : Cenário 2b($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.	102
6.35	Mapa ITAE-ts : Cenário 2c($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.	102
B.1	Curva de saturação	118
C.1	Sistema de distribuição original	120

LISTA DE TABELAS

3.1	Resultado do fluxo de carga do sistema-teste de G&T. Fonte: O autor. . .	35
5.1	Resultado do fluxo de potência - Cenário Base. Fonte: O autor.	65
5.2	Conjunto de Cenários 1: Níveis de penetração GD. Fonte: O autor. . . .	68
5.3	Conjunto de contingências. Fonte: O autor.	70
6.1	Comparativo do conjunto de testes 1. Fonte: O autor.	94
6.2	Comparativo do conjunto de testes 2. Fonte: O autor.	103
A.1	Dados de barra. Fonte: (ALVES, 2007).	114
A.2	Dados das linhas. Fonte: (ALVES, 2007).	115
A.3	Indutâncias mútuas entre linhas. Fonte: (ALVES, 2007).	115
A.4	Dados dos transformadores. Fonte: (ALVES, 2007).	116
A.5	Dados das cargas. Fonte: (ALVES, 2007).	117
A.6	Geração de Potência Ativa (MW). Fonte: (ALVES, 2007).	117
A.7	Geração e Absorção de Potência Reativa(Mvar). Fonte: (ALVES, 2007). .	117
B.1	Parâmetros dos geradores síncronos. Fonte: (ALVES, 2007).	118
B.2	Parâmetros de saturação. Fonte: (ALVES, 2007).	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	<i>Software</i> para análise de redes em regime permanente
ANATEM	<i>Software</i> para análise de transitórios eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CI	Centro de Inércia do sistema
DE	<i>Decentralized Energy</i>
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
G&T	Geração e Transmissão
GD	Geração Distribuída
GT&D	Geração, Transmissão e Distribuição
IN	Índice Normalizado
ITAE	Índice <i>Integral of time-multiplied absolute-value error</i>
ITAE-ts	ITAE proposto para avaliação da estabilidade transitória
MDA	Índice Máximo Desvio Angular Absoluto
MDACI	Índice MDA em relação ao CI
MDAID	Índice MDA em relação de cada máquina individual
MN	Média de todos os Índices Normalizados de um cenário
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Inteligado Nacional
TC	Índice de Tempo Crítico de eliminação de falta
TSA	<i>Transient Stability Assessment</i>
WADE	<i>World Alliance for Decentralized Energy</i>

SUMÁRIO

RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS	vii
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos	22
1.1.1 Objetivo geral	23
1.1.2 Objetivos específicos	23
1.2 Justificativa	23
1.3 Estrutura da Dissertação	24
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
3 SISTEMA-TESTE, MODELAGEM MATEMÁTICA E ESTUDOS PRELIMINARES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	33
3.1 Sistema de geração e transmissão em estudo	33
3.2 Modelagem matemática do sistema de G&T	36
3.2.1 Modelo dinâmico do gerador síncrono	37
3.2.2 Modelo do controle automático de tensão	39

3.2.3	Modelos dos estabilizadores de sistemas de potência	40
3.3	Modelo da rede de distribuição com geração distribuída	41
3.3.1	Modelo dinâmico dos geradores síncronos distribuídos	42
3.3.2	Modelo do regulador de tensão dos geradores distribuídos	44
3.3.3	Modelo da turbina e do regulador de velocidade dos geradores distribuídos	45
3.4	Estabilidade Transitória Angular	46
4	ÍNDICES DE DESEMPENHO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	52
4.1	Máximo Desvio Angular absoluto (MDA)	53
4.2	Taxa de Amortecimento	55
4.3	<i>Integral of Time-multiplied absolute-value of error</i> para Estabilidade Tran- sitória Angular (ITAE-ts)	58
4.4	Tempo Crítico de eliminação da falta (TC)	60
5	METODOLOGIA DE ANÁLISE	63
5.1	Composição de cenários	63
5.1.1	Conjunto de testes 1: Análise quanto aos níveis de penetração de GD	64
5.1.2	Conjunto de testes 2: Inserção de GD em barras específicas	68
5.2	Contingências analisadas	69
5.3	Índices normalizados e índices globais	71
5.4	Visão geral da metodologia	74
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	77

6.1	Resultados para diferentes níveis de penetração da GD	78
6.1.1	Índice MDACI	78
6.1.2	Índice MDAID	82
6.1.3	Índice ITAE-ts	86
6.1.4	Índice TC	90
6.1.5	Discussões gerais para o Conjunto de testes 1	93
6.2	Resultados para a inserção de GD em barras específicas	95
6.2.1	Índice MDACI	96
6.2.2	Índice MDAID	98
6.2.3	Índice ITAE-ts	101
6.2.4	Discussões gerais para o Conjunto de testes 2	103
7	CONCLUSÃO	105
A	PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA DE G&T	114
A.1	Dados das barras	114
A.2	Dados das linhas	115
A.3	Dados das cargas	117
A.4	Dados das máquinas	117
B	PARÂMETROS DINÂMICOS DO SISTEMA DE G&T	118
B.1	Parâmetros dos geradores síncronos	118
B.2	Parâmetros dos reguladores de tensão	119
B.3	Parâmetros dos estabilizadores de potência	119

C	PARÂMETROS DINÂMICOS DA GD E DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	120
C.1	Dados da rede de distribuição	120
C.2	Parâmetros dos geradores distribuídos	121
C.3	Parâmetros dos reguladores de tensão	121
C.4	Parâmetros dos reguladores de velocidade e turbinas	122

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) evoluíram ao longo do século passado acompanhando o crescimento das necessidades energéticas exigidas pela sociedade econômica moderna. Passaram assim de pequenos sistemas isolados, com geração próxima aos centros de consumo, a grandes redes interligadas, permitindo maior economia e cooperação mútua para o suprimento total de energia dentre outras vantagens operativas (KUNDUR, 1994).

Neste processo, grandes aglomerados de consumo impulsionaram o surgimento de empreendimentos de grande porte, mais especificamente, usinas com capacidade de geração de grandes montantes de energia elétrica. Visando minimizar custos, os grandes centros de produção encurtaram distâncias com relação às fontes primárias de energia como, por exemplo: grandes minas de carvão, rios de grande correnteza, reservas de óleo e gás, entre outras. Tal movimento implicou, em geral, em um maior afastamento geográfico entre grandes produtores e centros consumidores de energia elétrica.

Deste modo, os SEP tenderam a uma divisão bem definida em três partes principais: a geração, convertendo a energia das fontes primárias em energia elétrica; a transmissão, transportando os grandes blocos de energia aos centros de carga e a distribuição, captando o montante de energia transmitida e distribuindo-a aos consumidores finais. Assim, a sigla GT&D (geração, transmissão e distribuição) passou a ser utilizada para designar os três subsistemas principais que definem um SEP tradicional (STEVENSON, 1986).

Motivado principalmente pelo aumento da demanda, pela abertura do mercado de energia elétrica, por preocupações com impactos ambientais e por recentes crises

energéticas, nas últimas décadas, um novo conceito de produção de energia elétrica vem sendo introduzido aos SEP tradicionais. Inspirado no antigo conceito de produção mais próxima aos centros de consumo, este novo conceito de geração é comumente conhecido como Geração Distribuída (GD) (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001; DUGAN; MCDERMOTT, 2002).

O conceito de GD ainda não tem sua definição muito clara e padronizada na literatura. Autores, instituições e órgãos governamentais utilizam diferentes requisitos, limites e critérios para a classificação deste tipo de geração. Em geral, entende-se GD como sendo blocos distribuídos de produção de energia elétrica próximos aos centros de carga dos SEP, tendo como sua principal característica a conexão direta com os sistemas de distribuição (LORA; HADDAD, 2006).

No Brasil, o conceito de GD é definido pelo Decreto nº 5163/2004 como sendo a geração de energia elétrica conectada diretamente no sistema de distribuição, sendo 30 MW o limite máximo para empreendimentos hidrelétricos. Já para a geração termelétrica, uma eficiência mínima de 75% é exigida, sendo incluída nesta classificação a cogeração (BRASIL, 2004). Esta dissertação de mestrado utiliza a definição de GD seguindo este conceito utilizado no Brasil.

Produtores de baixa potência instalada também foram regulados recentemente pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 482/2012. Nesta resolução, a microgeração distribuída, com potência menor que 100 kW e a minigeração distribuída, com potência entre 100 kW e 1 MW, mantém ambas a característica básica de conexão direta à rede de distribuição (ANEEL, 2012).

As fontes primárias mais conhecidas e utilizadas como GD atualmente no Brasil são:

- Hidráulicas, com Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH);
- Térmica, via cogeração por Bagaço de cana-de-açúcar;
- Térmica, via cogeração por Biogás;

- Eólica;
- Solar.

Além das citadas, novas formas de geração de energia mostram-se promissoras, muitas vezes sendo enquadradas também no conceito de GD. Entre elas estão: células de hidrogênio, bancos de baterias, geradores de emergência, geradores para operação em horário de ponta e até mesmo veículos elétricos alimentando a rede (LORA; HADDAD, 2006).

Todas essas formas de geração empregam distintos métodos para conversão de diferentes tipos de energia em energia elétrica. Todavia, atualmente, a maior parte dos sistemas de GD ainda utiliza como mecanismo de conversão eletromecânica de energia as máquinas síncronas (JENKINS et al., 2000).

Alguns países como Dinamarca, Finlândia e Holanda apresentam grande porcentagem de GD sobre o total de potência gerada em seus SEP. A Figura 1.1 dispõe vários países em ordem decrescente de porcentagem de GD em seus sistemas de geração, sendo resultado de um levantamento global realizado pela organização internacional *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE, 2006). O gráfico de barras apresenta como índice vertical a porcentagem de energia descentralizada - DE (sigla do inglês, *decentralized energy*) em relação ao total de energia gerada nas plantas elétricas de cada país. Destacada em cor vermelha, identificada pela palavra *WORLD*, encontra-se a porcentagem média de geração distribuída no mundo. Destacado em verde, no extremo direito da figura, encontra-se a porcentagem de geração distribuída no cenário brasileiro.

De acordo com essa mesma referência, nos países onde a GD representa uma porcentagem significativa da geração total, as principais fontes primárias utilizadas são a hidráulica, a eólica e a cogeração.

Voltando ao cenário brasileiro recente, os fortes incentivos econômicos para a produção do etanol têm levado ao desenvolvimento e implantação de esquemas de

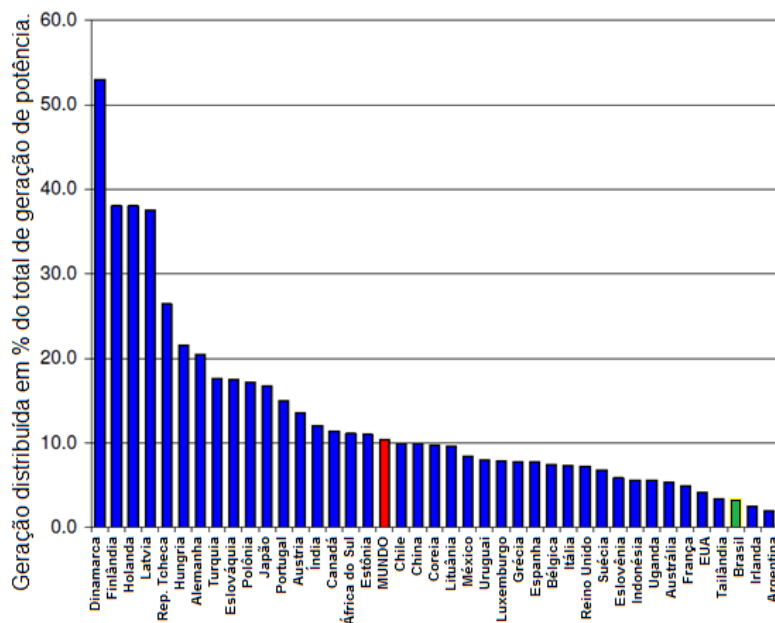


Figura 1.1: Cenário mundial de penetração de GD. Fonte: modificada de (WADE, 2006).

cogeração que utilizam a biomassa do bagaço da cana-de-açúcar como fonte de energia primária, sendo que a maior concentração deste tipo de empreendimento está localizada no interior do estado de São Paulo (PRADO, 2007).

A Figura 1.2 ilustra a evolução da porcentagem sobre a geração total da matriz energética brasileira entre 2011 e 2012. Tal dado é retirado do Balanço Energético (BEN) divulgado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Segundo o BEN de 2013, estão instaladas 378 usinas de bagaço-de-cana, sendo que a soma de sua potência instalada chega a aproximadamente 9.300 MW. Estes esquemas de cogeração encontram-se inseridos principalmente em sistemas de sub-transmissão e distribuição de energia elétrica (OLIVEIRA, 2007), empregando principalmente geradores síncronos alimentados por turbinas à vapor.

O emprego destes geradores diretamente em sistemas de distribuição de energia elétrica tem sido alvo de pesquisas não só no Brasil como em todo o mundo. Muitos pontos positivos já se encontram bastante consolidados na literatura. Além do aumento da diversidade de fontes e, por conseqüência, da competitividade econômica no ramo, benefícios como a redução de perdas nos sistemas de transmissão e um

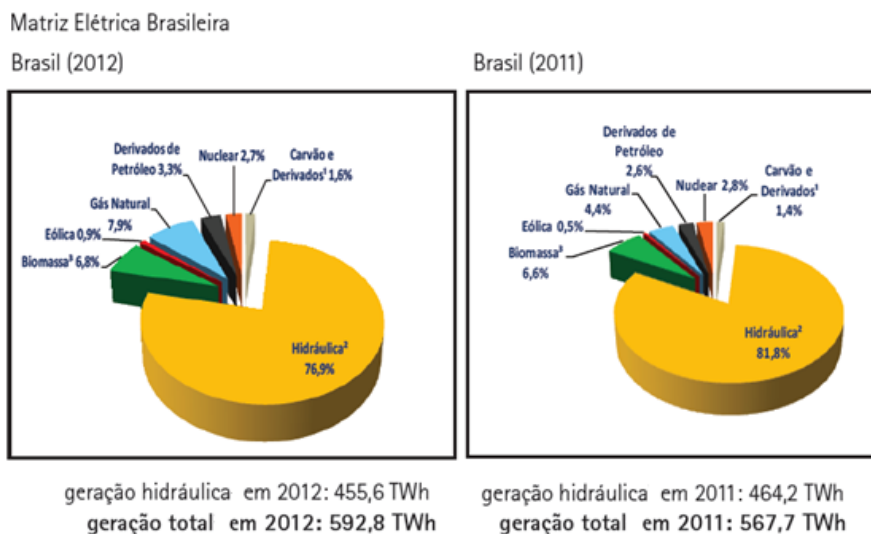


Figura 1.2: Porcentagem de geração da matriz energética brasileira. Fonte: (EPE, 2013).

escalonamento de investimentos sobre os mesmos podem ser citados.

Porém, o crescimento da GD no cenário dos SEP traz consigo vários desafios comerciais, regulatórios e técnicos. Com relação aos desafios técnicos, estudos de novos esquemas especiais de proteção e controle dos níveis de tensão nos sistemas de distribuição são alguns dos dilemas enfrentados (LOPES et al., 2007).

Além disto, é fundamental avaliar os possíveis impactos técnicos (positivos e negativos) dessas unidades geradoras em vários aspectos de planejamento e operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Seguem alguns exemplos destes aspectos, temas de investigação:

- Expansão da Transmissão deve garantir o despacho de cenários sem e com GD;
- Intermittência de certas fontes de geração distribuída gera preocupações com o montante de Reserva Girante;
- Possíveis alterações dos níveis de curto-circuito nas redes de distribuição;
- Readequação de equipamentos de proteção da distribuição (proteções bidirecionais).

Especificamente, a intermitência de determinados tipos de fontes utilizadas como GD gera grandes dúvidas para os setores responsáveis pelo planejamento da expansão dos SEP.

Um dos principais desafios operacionais envolvendo os sistemas de G&T vem do fato de a GD envolver investimentos de menor capital, apresentando baixo tempo de construção. Sendo assim, é um tipo de geração geralmente não prevista em um planejamento centralizado de expansão da geração. Logo, é comum que empreendimentos de GD sejam despachados de forma não-centralizada, tornando maiores os desafios regulatórios e técnicos, conforme sua significância aumenta em um SEP.

Com estes desafios, surge a necessidade de uma abordagem mais abrangente para análise dos SEP, principalmente no que se refere a operação interligada entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição. Atualmente, grande parte dos estudos de operação e planejamento encaram a rede de forma segregada, dividindo os sistemas de geração e transmissão dos sistemas de distribuição. Isto tem sua justificativa, visto que até então, os elementos ativos dos sistemas estavam concentrados nos sistemas de G&T. Assim, em análises sobre os sistemas de G&T, as redes de distribuição geralmente são tratadas como cargas com elementos passivos, conforme ilustrado na Figura 1.3.

Já em estudos focados para as redes de distribuição, os sistemas de G&T são geralmente modelados como um barramento infinito, conforme exemplificado pela Figura 1.4.

Contanto, a GD tem aumentado a concentração de elementos ativos com variáveis dinâmicas nas redes de distribuição. Desta forma, uma modelagem que integra todos os aspectos dinâmicos relevantes de cada parte do sistema torna-se propícia, principalmente em estudos preocupados com a segurança dinâmica dos SEP como um todo. O exemplo da Figura 1.5, mostra o cenário de GT&D integrado citado.

Entre os vários aspectos que envolvem a segurança dinâmica de um SEP, a estabilidade transitória angular tem importância significativa, tendo em vista que a inserção

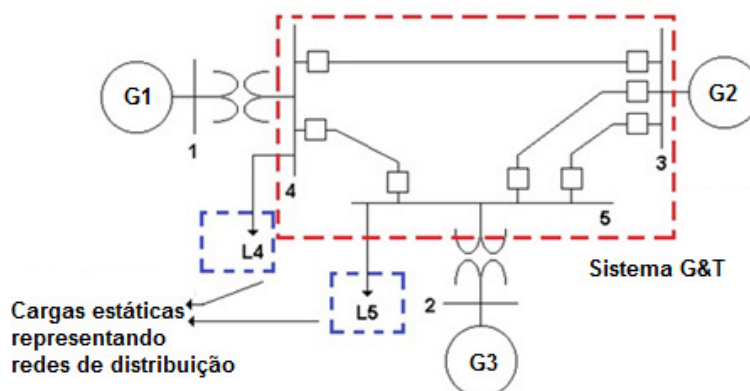


Figura 1.3: Exemplo de modelagem para estudos de redes de transmissão. Fonte: O autor.

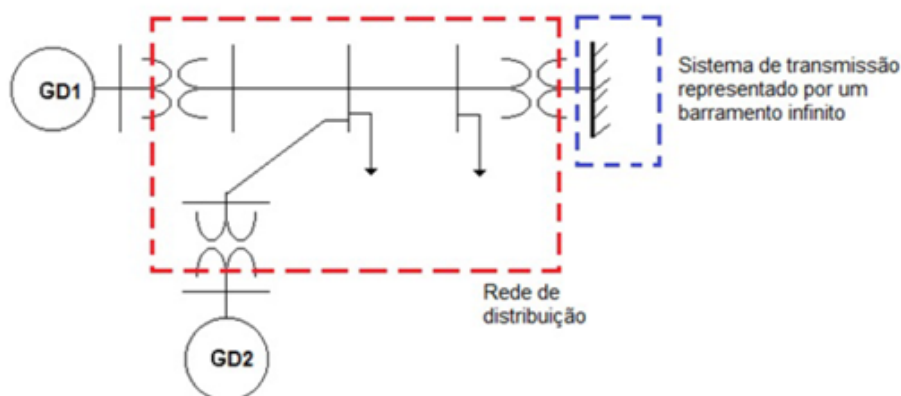


Figura 1.4: Exemplo de modelagem para estudos de redes de distribuição. Fonte: O autor.

de unidades de GD pode alterar os tempos críticos de atuação dos dispositivos de proteção do sistema de transmissão (REZA et al., 2003, 2004). Esta categoria de estudo está inserida dentro de um contexto maior de estudos em estabilidade de SEP, conforme detalhado a seguir.

A estabilidade de um sistema é definida segundo (KUNDUR, 1994) como sendo a capacidade que um SEP tem, em uma condição operativa inicial, de recuperar um estado de operação em equilíbrio após ter sido submetido a uma perturbação. Sendo assim, a estabilidade de um SEP pode ser analisada observando sua resposta quando

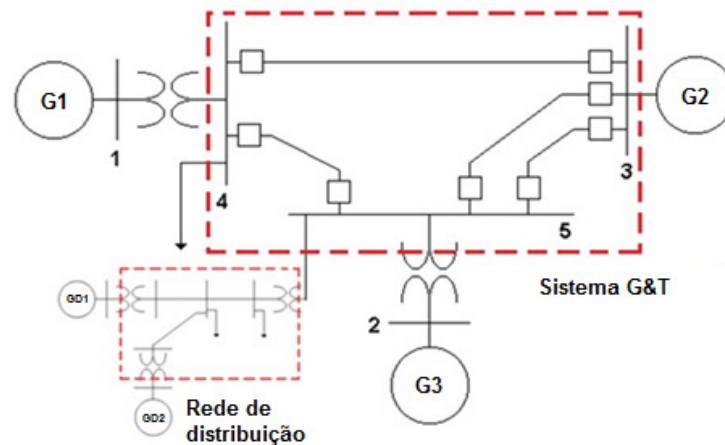


Figura 1.5: Exemplo de modelagem GT&D integrada. Fonte: O autor.

da aplicação de um distúrbio transitório no mesmo.

É grande o conjunto de tipos de perturbações que podem interferir no funcionamento estável de um SEP. Os distúrbios vão desde pequenas variações de carga ou geração, podendo ser estas de curta ou longa duração, até grandes perdas de blocos geradores ou cargas, ou até mesmo faltas severas no sistema de transmissão.

A Figura 1.6 ilustra o panorama geral da classificação em categorias dos tipos de problemas de estabilidade que podem afetar um SEP. No presente trabalho é abordada apenas uma das categorias elencadas: a estabilidade transitória de ângulo de rotor. Nesta categoria, são levados em consideração distúrbios severos provindos de grandes perturbações, sendo observadas sua influência sobre as variáveis de ângulo do rotor dos geradores.

Existem duas grandes abordagens para estudos de estabilidade transitória angular: métodos baseados na resolução numérica das equações diferenciais ordinárias (EDOs) do modelo do SEP e os métodos energéticos, que são baseados em funções energia do sistema. Estes últimos são conhecidos como métodos diretos, não exigindo a solução numérica de EDOs para todo o período de análise, sendo mais utilizados em situações de operação em tempo real (BRETAS; ALBERTO, 2000). Apesar de

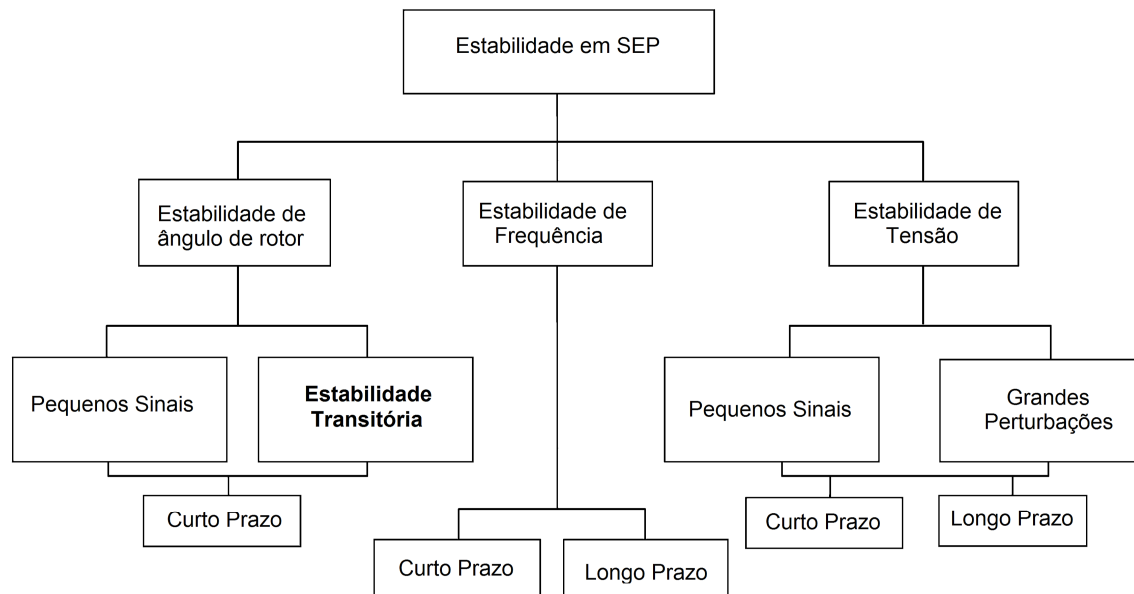


Figura 1.6: Categorias de estudos em estabilidade de SEP. Fonte: (KUNDUR, 1994).

flexibilizar a busca por uma solução, os métodos diretos fornecem apenas uma estimativa da análise. Além disso, eles dependem de uma função energia, o que pode vir a ser um problema, tendo em vista que o sistema deve ser conservativo. Outro ponto negativo dos métodos diretos está em possíveis problemas de dependência do cálculo de pontos de equilíbrio instável do sistema.

Para situações de estudos de planejamento, os métodos baseados em soluções numéricas são mais indicados, possibilitando a utilização de modelos mais completos dos sistemas e assim, análises mais precisas.

Um SEP de grande porte é constituído por um número elevado de geradores e cargas que, em geral, estão interligados por uma rede de transmissão de característica malhada. Além disto, a natureza das perturbações é bastante diversificada, além dos próprios locais nas quais elas podem se manifestar no SEP. Se isto já não bastasse, as condições topológicas e os níveis de carregamento podem sofrer alterações ao longo da operação. Todas estas características evidenciam a complexidade da análise

da estabilidade transitória angular em SEP, a qual exige um estudo detalhado do comportamento dinâmico do sistema frente aos diversos tipos de condições operacionais as quais ele é submetido.

Isso restringe o universo de análise, podendo deixar passar despercebidos pontos que possivelmente também tenham seu grau de relevância. É neste contexto que a proposta do presente trabalho está inserida, conforme discutido a seguir.

1.1 Objetivos

Em geral, por conta da dificuldade de se analisar simultaneamente uma quantidade elevada de respostas transitórias do sistema elétrico devido à ocorrência de perturbações (via simulações computacionais), estudos de estabilidade transitória angular são realizados levando-se em consideração um conjunto restrito de condições de operação e contingências.

Quando da inclusão de geração distribuída, o número necessário de simulações computacionais pode aumentar significativamente, tendo em vista que estas unidades de geração de pequeno porte podem ser inseridas em diferentes pontos do sistema e em diferentes níveis de penetração, exigindo uma gama considerável de cenários alvos de estudos e análises para avaliação dos impactos destas pequenas unidades de geração na operação integrada com os sistemas de G&T.

A metodologia de análise empregada neste trabalho é baseada na utilização de índices numéricos que evidenciam a qualidade da resposta transitória do sistema e gráficos em escala de cores. Os gráficos em escala de cores devem possibilitar a análise comparativa simultânea, de forma clara e objetiva, de um conjunto elevado de resultados de simulações computacionais, podendo aperfeiçoar a tomada de decisão em problemas de planejamento e operação do sistema elétrico.

A ferramenta de análise proposta possibilita também a determinação das redes de distribuição mais apropriadas para a instalação de GD baseada em gerador síncrono

em termos de estabilidade transitória angular do sistema de G&T.

1.1.1 Objetivo geral

A partir das considerações anteriores, esta dissertação de mestrado tem como objetivo principal apresentar um estudo dos impactos, positivos ou negativos, da inserção de GD na estabilidade transitória angular de sistemas de geração e transmissão, utilizando uma modelagem que integra redes de geração e transmissão com redes de distribuição (modelagem integrada GT&D).

1.1.2 Objetivos específicos

Esta dissertação tem os seguintes objetivos específicos:

1. Apresentar uma metodologia de análise de estabilidade transitória angular de sistemas de GT&D com a presença de GD.
2. Permitir que sejam avaliados simultaneamente, de forma clara e objetiva, um conjunto elevado de resultados de simulações numéricas, podendo facilmente ser utilizada pelas concessionárias de energia elétrica para estudos de planejamento do sistema.
3. Utilizar a metodologia de análise para avaliar os possíveis impactos (positivos e negativos) da inserção de GD na estabilidade transitória angular de sistema de GT&D, a partir de estudos de caso envolvendo diferentes níveis de penetração de GD.

1.2 Justificativa

A pesquisa exposta nesta dissertação visa sintetizar a apresentação dos resultados de simulações computacionais em estudos de estabilidade transitória de sistemas

de G&T a fim de flexibilizar o trabalho de engenheiros de planejamento, quando da necessidade de análise simultânea de um grande conjunto de resultados.

Para tal, o trabalho contribui com a proposta de índices de desempenho que melhor exponham os principais aspectos das respostas temporais das variáveis de interesse envolvidas neste tipo de estudo.

Além disso, utilizando a metodologia a ser proposta, esta dissertação pretende expor resultados comparativos de diferentes cenários sobre um sistema-teste, inserindo neste contexto, cenários compreendendo geradores distribuídos.

Com isto, outra contribuição encontra-se na observação de possíveis impactos positivos ou negativos da inserção de GD sobre geradores de grande porte, sob a ótica de estabilidade transitória angular.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada conforme a estrutura a seguir:

- No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os estudos já realizados sobre impactos da geração distribuída no contexto de estabilidade transitória de sistemas de transmissão.
- No Capítulo 3 são apresentados o sistema-teste utilizado, a modelagem matemática empregada e estudos preliminares de estabilidade transitória angular.
- No Capítulo 4 são expostos e justificados os índices de desempenho propostos para avaliação da estabilidade transitória angular.
- No Capítulo 5 são descritos os cenários escolhidos e a metodologia de análise utilizada e implementada junto à ferramenta computacional desenvolvida.
- No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados extraídos com o emprego da metodologia sobre diferentes cenários (com e sem GD) do sistema-

teste.

- O Capítulo 7 conta com as considerações finais e conclusão do trabalho, também propondo estudos futuros envolvendo diferentes itens abordados nesta dissertação.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, encontra-se o estado da arte relacionado aos dois temas principais abordados no desenvolvimento deste trabalho: Métodos de Avaliação da Estabilidade Transitória e Impactos da Inserção da Geração Distribuída sobre a Estabilidade Transitória.

Os Métodos de Avaliação de Estabilidade Transitória têm sido por muitos identificados através da sigla TSA (do inglês, *Transient Stability Assessment*). A preocupação com o aumento da segurança da operação dos sistemas, tanto no momento do planejamento "off-line" como no momento da operação em tempo real "on-line" tem atraído muitos pesquisadores a esta área de pesquisa.

O trabalho de (VITTAL, 2000), por exemplo, utiliza o conceito TSA em uma investigação dos impactos da reestruturação do setor elétrico sobre a análise de estabilidade transitória e estabilidade a pequenos sinais. Seu trabalho lista as principais áreas impactadas, focando aspectos para a manutenção da confiabilidade e segurança dos sistemas de G&T. Dentre os impactos listados, o trabalho chama a atenção ao aumento da complexidade dinâmica dos sistemas devido a adição de elementos de controle flexíveis de transmissão, denominados FACTS (do inglês, *Flexible AC Transmission Systems*). Como medida preventiva para tais impactos, o autor sugere o desenvolvimento de novos métodos de análise, porém não entra em maiores detalhes técnicos sobre o tema.

Abordando o tema de forma sistemática, (OLIVEIRA et al., 2003) propõe a composição de índices baseados em coerência, conversão transitória de energias e um produto escalar de variáveis dinâmicas de estado. Propondo uma calibração de diferentes pesos para cada componente dos índices e normalizando os resultados para

facilitar a comparação de casos, o trabalho testa a eficiência do índice proposto em um sistema-teste, comparando seus resultados aos resultados obtidos quando uma média aritmética das componentes é utilizada. Utilizando simulações numéricas, os autores propõem um tempo de simulação total de apenas 0,5 segundos após a eliminação da falta a fim de diminuir o tempo computacional, porém esta generalização, dependendo do sistema analisado, pode não representar a real diferença máxima entre o primeiro máximo e o primeiro mínimo do ângulo do rotor, afetando os resultados do índice de coerência. O trabalho conclui que a composição de índices proposta é melhor do que a composição por média aritmética por diminuir o número de caso potencialmente perigosos, porém não há uma validação do critério de escolha dos pesos para cada índice individual.

Em (MIKI et al., 2002), assumindo que a estabilidade transitória é controlada principalmente pelo tempo crítico de abertura da proteção e pelo nível de carregamento do sistema, uma metodologia é proposta para a determinação dos limites estáveis destas variáveis. Os autores exibem resultados para um sistema com cinco geradores, obtendo o tempo crítico para cada gerador em diferentes cenários de carregamento do sistema. Esse trabalho leva em consideração somente os resultados do tempo crítico como parâmetros de avaliação da estabilidade, não explorando os demais aspectos das respostas transitórias, como máximo desvio angular rotórico e amortecimento das oscilações. Além disso, o universo de contingências abordado é reduzido, sendo que não há uma proposta para a exibição concisa de vários resultados simultaneamente.

Com a finalidade de avaliar e identificar as contingências mais perigosas aos sistemas, (ERNST et al., 2001) propõe um método híbrido (direto e domínio do tempo) que utiliza o equivalente de uma única máquina SIME (do inglês, *Single Machine Equivalent*), filtrando e classificando mais de 600 contingências diferentes para dois sistemas testados. Para tal, dois blocos são utilizados: um bloco que filtra as contingências estáveis que não representam perigo ao sistema e outro que classifica e avalia as contingências em "preocupantes", "potencialmente perigosas" e "altamente perigosas",

sendo utilizado para tal, o conceito de tempo crítico. O trabalho mostra-se muito promissor, inclusive para a implementação de uma ferramenta de análises, porém os autores não abordam aspectos como o amortecimento e o máximo desvio angular, além de não tratarem de um meio para facilitar a exposição dos resultados.

Como alternativa ao cálculo do tempo crítico de abertura dos equipamentos de proteção, que pode ser uma tarefa bastante dispendiosa computacionalmente, (HAQUE, 1996) e (DAHL, 2006) propõem a utilização de um índice para avaliação da estabilidade transitória angular do sistema de geração e transmissão por meio da análise da primeira oscilação das variáveis do ângulo e velocidade angular do rotor dos geradores, o que reduz o esforço computacional para a determinação de uma margem de estabilidade transitória para o sistema. Esta margem de estabilidade transitória traz informações a respeito do quanto os tempos nominais de atuação dos equipamentos de proteção estão afastados dos tempos críticos. Porém, esta técnica se aplica apenas para um conjunto particular de perturbações que podem ocorrer no sistema (onde a topologia antes e após a perturbação são iguais), além de ser um conceito proveniente do critério das áreas iguais, o qual se aplica de forma satisfatória apenas para sistemas simplificados por uma máquina conectada a um barramento infinito através de uma linha com resistência desprezível.

Também preocupados com o novo cenário do setor elétrico, que conta agora com elementos de geração distribuída, mercado aberto de energia e novas tecnologias de controle; os autores de (MORISON; WANG; KUNDUR, 2004) chamam a atenção para a necessidade do desenvolvimento e utilização de ferramentas avançadas de análise de sistemas de potência. O trabalho propõe um sistema "on-line" de supervisão e controle da segurança dinâmica de SEP, com arquitetura integradora das principais áreas relacionadas: estabilidade transitória, estabilidade de tensão e estabilidade dinâmica a pequenos sinais. Os autores defendem a utilização deste tipo de ferramenta como arma contra blecautes, escaneando os potenciais problemas dos sistemas e oferecendo aos operadores resultados em formato gráfico de fácil compreensão, porém,

sua implementação para utilização na operação em tempo real depende de um trabalho minucioso com o levantamento de dados históricos e a integração com unidades de medição, sistemas supervisores SCADA e estimadores de estado.

O outro ramo de abordagem da dissertação de mestrado trata dos possíveis Impactos da Inserção da Geração Distribuída sobre a Estabilidade Transitória de SEP. Em geral, em estudos de estabilidade transitória, o conjunto de condições de operação e contingências alvo de estudo é reduzido, sendo selecionados cenários julgados de maior relevância, como por exemplo, condições de maior carregamento e pontos de faltas retirados de dados históricos da operação dos sistemas. Isto se dá devido a dificuldade de se analisar simultaneamente uma quantidade elevada de resultados numéricos provenientes de simulações computacionais.

No contexto de geração distribuída, o número necessário de simulações computacionais pode aumentar significativamente, tendo em vista que estas unidades de geração de pequeno porte podem ser inseridas em diferentes pontos do sistema e em diferentes níveis de penetração. Para avaliar os impactos positivos ou negativos da inserção de GD sobre a estabilidade transitória, tanto sobre redes de G&T quanto de distribuição, pontos diferentes têm sido abordados por pesquisadores.

Como uma forma de se avaliar simultaneamente um número significativo de simulações computacionais, (ABREU, 2005) propõe o uso de gráficos em escala de cores elaborados a partir da extração de índices de desempenho da resposta dinâmica do ângulo e velocidade angular do rotor dos geradores conectados a uma rede de distribuição e pelo cálculo de estimativas do tempo crítico de abertura dos equipamentos de proteção. Os gráficos em escala de cores utilizados por (ABREU, 2005) permitem avaliar o melhor ponto (barra) da rede de distribuição para conexão de GD baseada em gerador síncrono.

Os autores em (REZA et al., 2003) avaliam em sua pesquisa os impactos do aumento da penetração da GD nos sistemas de grande porte, simulando diferentes tipos de máquinas síncronas e assíncronas e comparando diferentes variáveis como o des-

vio angular do rotor e o tempo crítico de abertura da proteção. Em seu trabalho porém, o conjunto de contingências considerado em cada cenário é bastante restrito, dificultando uma análise mais ampla dos sistemas analisados.

Em (REZA et al., 2004) é feita uma avaliação da influência da inserção de GD sobre o comportamento de grandes geradores dos sistemas de grande porte, levando-se em consideração diferentes cenários de penetração deste modelo de geração: aumento da carga sendo suprido pelo aumento de GD; aumento de carga suprido pelos grandes geradores e redução de geração centralizada sendo suprida pelo aumento de GD, considerando carga constante. São extraídos e avaliados o máximo desvio de velocidade angular e o tempo de acomodação das respostas estáveis. Os resultados são exibidos em gráficos tri-dimensionais, sendo os eixos dados por: barra em falta, nível de penetração de GD e o índice de avaliação. Este modelo de exibição resulta em superfícies tri-dimensionais que podem levar a uma interpretação complexa e imprecisa.

O trabalho de (HIDAYATULLAH, 2011) discute os impactos que a GD pode ter sobre a atuação e eficiência de diferentes tecnologias de redes inteligentes "smart-grids" como sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS) e compensadores estáticos de potência reativa (SCV). Apesar de poucos cenários serem abordados, o trabalho conclui que a GD não compromete a eficiência de dispositivos FACTS e SCV, quando se trata de estabilidade de tensão, de frequência e de ângulo. São sugeridos trabalhos futuros envolvendo diferentes controladores FACTS, cenários de penetração de GD e análise de componentes harmônicas.

Uma comparação entre máquinas síncronas e máquinas assíncronas para aplicação em GD é realizada por (FREITAS et al., 2006). Parâmetros técnicos como o perfil de tensão em redes de distribuição, perdas elétricas, estabilidade de tensão e estabilidade transitória são abordados em seu trabalho. Os resultados mostram vantagens no uso de geradores síncronos com tensão constante do ponto de vista da estabilidade de tensão e estabilidade transitória, permitindo um maior nível de penetração

de GD. Já, os geradores assíncronos são mais indicados para redes com grandes restrições em seus níveis de curto-circuito.

Em uma abordagem sobre os impactos de pequenas perturbações sobre a estabilidade dinâmica de um sistema de distribuição brasileiro, (KUIAVA et al., 2008) mostram possíveis impactos negativos que a inserção de poucos geradores distribuídos podem trazer ao amortecimento de oscilações eletromecânicas. Os autores apontam a necessidade de uma avaliação adequada das oscilações e seus impactos sobre a qualidade da energia nas redes de distribuição. Além disso, a utilização de estabilizadores de sistemas de potência convencionais em geradores distribuídos é apresentada como uma possível solução simples, barata e efetiva ao problema investigado.

Também (LE-THANH et al., 2008) propõe métodos híbridos para avaliação e controle preventivo, de modo a detectar rapidamente a perda de estabilidade de geradores distribuídos, com a justificativa de que o desacoplamento destes geradores das redes durante faltas poderia representar consequências críticas aos sistemas. Os métodos utilizados são baseados em funções de energia transitória, conhecidas pela sigla TEF (do inglês, *transient energy functions*) e modelos equivalentes de uma única máquina.

Observando os diversos pontos de vista assumidos pelos autores com relação ao tema TSA, podem-se destacar algumas tendências de pesquisa. Uma delas diz respeito a grande diversidade de índices de desempenho propostos nos trabalhos. Tais índices tentam traduzir informações quantitativas das respostas numéricas em informações qualitativas.

Para a proposta desta dissertação foram pesquisados índices de fácil entendimento teórico e aplicação computacional sobre respostas no domínio do tempo e, ao mesmo tempo, que estivessem associados as principais causas de problemas de estabilidade como deficiência no amortecimento de oscilações, altos picos de desvio angular e proximidade dos tempos de extinção de contingências.

Já em relação ao tema de Impactos da Geração Distribuída sobre a Estabilidade Transitória observa-se nos trabalhos uma preocupação maior com a estabilidade dos

geradores distribuídos, onde geralmente é avaliado o comportamento das variáveis da GD, assumindo que o sistema de transmissão é um sistema robusto e imune as alterações que a inserção da GD traz como um todo.

Assim, na presente dissertação, foi explorado o ponto de vista dos sistemas de G&T, tendo como foco a avaliação de variáveis dos geradores de grande porte, cuja grande inércia e sistemas de controle estão entre os principais responsáveis pela segurança dinâmica dos sistemas de transmissão.

Outro assunto bastante abordado se concentra na proposta de métodos de classificação das possíveis contingências que um sistema pode sofrer, além de meios para melhor exibição dos resultados desta avaliação. Alguns autores utilizam tabelas de *ranking*, já outros preferem gráficos em barras ou até mesmo linhas de superfície para a demarcação de limites.

Utilizando um método bastante intuitivo proposto por (ABREU, 2005), os resultados expostos nesta dissertação estão mapeados por uma escala de cores, sendo que o comportamento do índice de cada grande gerador perante cada contingência pode ser rapidamente encontrado e comparado com os demais.

CAPÍTULO 3

SISTEMA-TESTE, MODELAGEM MATEMÁTICA E ESTUDOS PRELIMINARES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Este capítulo apresenta o sistema-teste de G&T, sendo expostos resultados em regime permanente provenientes da resolução do fluxo de carga do sistema e a modelagem do comportamento dinâmico dos equipamentos para estudos em estabilidade transitória.

Na sequência, é apresentado o modelo da rede de distribuição utilizado como padrão para conexão da GD ao sistema de G&T. Junto a ele, é exposta a modelagem dos componentes desta rede, incluindo modelo do gerador síncrono padrão utilizado para representação da GD, sua turbina e os controles automáticos envolvidos.

Por fim, são demonstradas algumas simulações computacionais de modo a introduzir os conceitos de estabilidade transitória angular e as grandezas analisadas para levantamento dos índices de avaliação utilizados neste trabalho.

3.1 Sistema de geração e transmissão em estudo

Foi escolhido como sistema-teste para os estudos deste trabalho uma representação reduzida do Sistema Sul nacional de geração e transmissão de energia elétrica, proposto por (ALVES, 2007), sendo seu diagrama unifilar apresentado na Figura 3.1. Trata-se de um sistema dividido em duas áreas geoeletricas interligadas por duas linhas de transmissão e um transformador.

É relevante citar que cada área possui montante de geração suficiente para o suprimento de suas próprias cargas, porém, a área A opera próxima a seu limite de

capacidade de geração enquanto a área B apresenta maior folga (ALVES, 2007). O sistema conta com 33 barras, 7 centros de geração de grande porte, 9 centros de carga e 26 circuitos de transmissão.

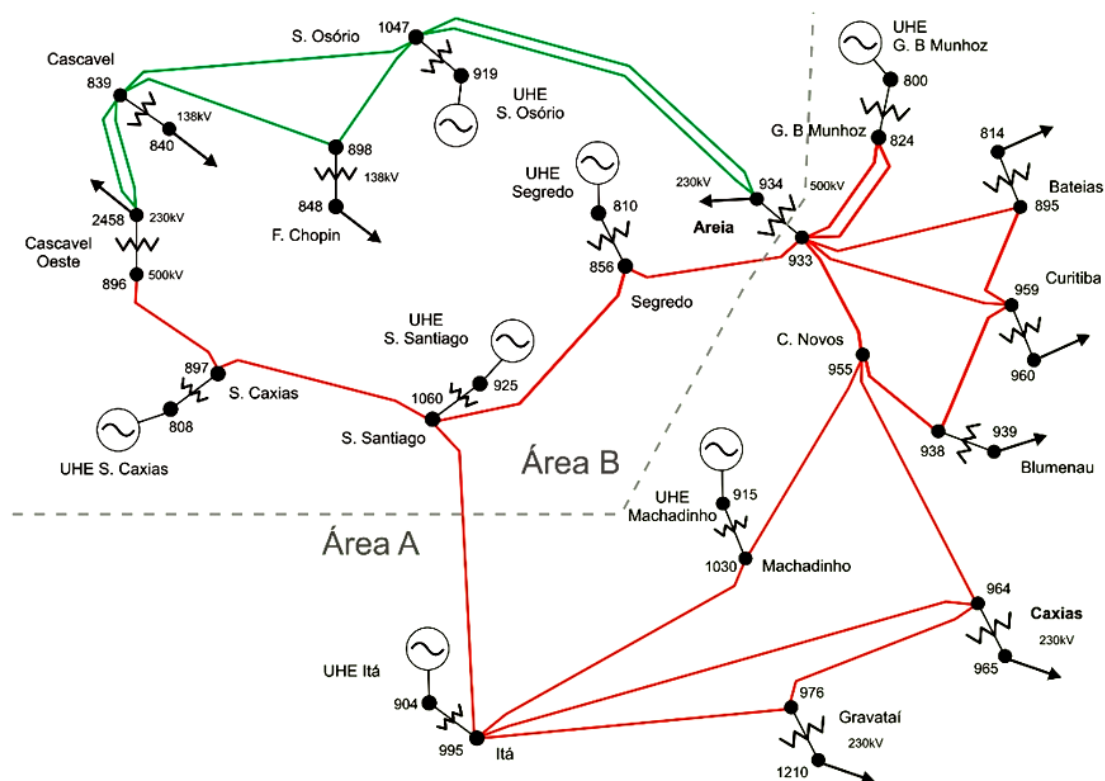


Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema-teste de G&T. Fonte: (ALVES, 2007).

A escolha foi influenciada principalmente por se tratar de um sistema que representa de forma reduzida uma parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), possibilitando a aplicação da metodologia proposta de uma forma simplificada, porém mantendo as características principais de um grande sistema de G&T, como a relação X/R dos circuitos de transmissão.

Além disto, em se tratando de um sistema real, estudos futuros podem ser feitos no sentido de avaliar quais as regiões (barras) mais propícias para o recebimento de geração distribuída. Isto pode ser feito, por exemplo, com base no potencial industrial local. O norte do estado do Paraná, por exemplo, tem grande potencial de inserção de cogeração baseada no aproveitamento do bagaço-de-cana de açúcar. Assim sendo, as redes de distribuição localizadas nesta região poderiam ser utilizadas para conexão

desta forma de geração.

Este sistema apresenta quatro níveis de tensão: 230 kV (em verde), 500 kV (em vermelho), 138 kV (quando indicado nas barras de carga) e 13,8 kV (interligações com geradores). Os parâmetros estáticos dos geradores, barras, linhas de transmissão, cargas e transformadores do sistema encontram-se no Anexo A desta dissertação.

A Tabela 3.1 expõe o resultado do fluxo de potência para o sistema-teste de G&T. Para a obtenção de tal resultado, foi utilizado o software ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS). Neste cenário, não estão inseridas redes de distribuição ou geração distribuída.

Tabela 3.1: Resultado do fluxo de carga do sistema-teste de G&T. Fonte: O autor.

<i>BARRA</i>	<i>NOME</i>	<i>V(pu)</i>	<i>δ(graus)</i>	<i>P_L(MW)</i>	<i>Q_L(Mvar)</i>	<i>P_G(MW)</i>	<i>Q_G(Mvar)</i>
800	GBMUNHOZ-3GR	1,01	0,00	0	0	918,38	-48,97
808	SCAXIAS-4GR	1,02	11,03	0	0	1000	40,94
810	SSEGREDO-4GR	1,01	4,92	0	0	1000	-234,7
814	BATEIAS-230	1,00	-20,74	680	130	0	0
824	GBMUNHOZ-500	1,05	-5,73	0	0	0	0
839	CASCAVEL-230	1,00	2,84	0	0	0	0
840	CASCAVEL-138	0,95	-0,19	150	32	0	0
848	FCHOPIM-138	0,97	4,43	90	17	0	0
856	SEGREDO-500	1,04	-0,82	0	0	0	0
895	BATEIAS-500	1,02	-18,58	0	0	0	0
896	CASCAVELO500	1,04	4,37	0	0	0	0
897	SCAXIAS-500	1,05	5,41	0	0	0	0
898	FCHOPIM-230	1,03	7,87	0	0	0	0
904	ITA-3GR	1,01	-7,16	0	0	400	-390,32
915	MACHADIN-1GR	1,02	-2,62	0	0	400	-107,97
919	SOSOR1A4-4GR	1,02	15,57	0	0	700	113,91
925	SSANTIAG-3GR	1,02	7,62	0	0	800	2,19
933	AREIA-500	1,05	-6,03	0	0	0	0
934	AREIA-230	1,00	-5,50	235	57	0	0
938	BLUMENAU-500	1,05	-22,07	0	0	0	0
939	BLUMENAU-230	1,00	-24,00	940	50	0	0
955	CNOVOS-500	1,08	-12,99	0	0	0	0
959	CURITIBA-500	1,02	-19,13	0	0	0	0
960	CURITIBA-230	1,00	-21,68	790	330	0	0
964	CAXIAS-500	1,08	-19,91	0	0	0	0
965	CAXIAS-230	1,00	-22,03	700	49	0	0
976	GRAVATAI-500	1,06	-22,19	0	0	0	0
995	ITA-500	1,07	-10,45	0	0	0	0
1030	MACHADIN-500	1,08	-11,28	0	0	0	0
1047	SOSORIO-230	1,03	8,92	0	0	0	0
1060	SSANTIAG-500	1,05	0,97	0	0	0	0
1210	GRAVATAI-230	1,00	-24,45	1100	400	0	0
2458	CASCAVEL-230	1,00	2,46	400	125	0	0
TOTAL				5085	1190	5218,38	-624,92

Da esquerda para a direita, as colunas da tabela apresentam: o número da barra, o seu nome, tensão V em p.u., o ângulo de potência δ em graus, a carga ativa P_L e reativa Q_L e a geração ativa P_G e reativa Q_G , ambas, respectivamente, em MW e $Mvar$.

Observando o resultado do fluxo de potência nota-se que as barras 840 e 848 operam em menores níveis de tensão, enquanto as barras 955, 964 e 1030 operam em níveis mais altos de tensão, medidas em p.u.(por unidade). A barra 800 é adotada como barra de folga do sistema, sendo que sua geração ativa total está dentro de seu limite máximo de 1674 MW (vide Anexo A).

No modelo estático do sistema-teste, as cargas foram modeladas com 100% da Potência ativa (P) e 100% da Potência Reativa (Q) constantes. Tal modelo é conhecido como modelo de Potência Constante.

3.2 Modelagem matemática do sistema de G&T

Na sequência são apresentados os modelos dinâmicos do sistema-teste, sendo que seus parâmetros numéricos são apresentados no Anexo B desta dissertação.

Os efeitos dinâmicos do controle primário de velocidade e da turbina foram desconsiderados nos cenários estudados, tendo em vista que os tempos de resposta deste tipo de controle são de uma ordem de grandeza maior do que a janela de período considerado como período transitório, geralmente de 3 a 4 segundos. Esta medida simplifica a modelagem do sistema sem comprometer a confiabilidade dos resultados do estudo em questão.

Sendo assim, a Figura 3.2 configura o diagrama de blocos que representa a conexão dos modelos utilizados.

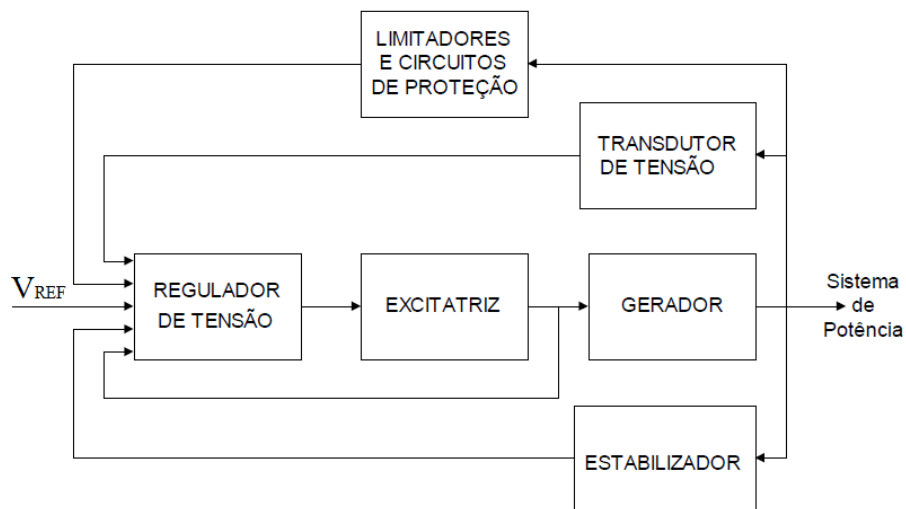


Figura 3.2: Diagrama de conexão dos modelos dinâmicos aos geradores conectados no sistema de transmissão. Fonte: O autor.

3.2.1 Modelo dinâmico do gerador síncrono

Para todos os geradores síncronos de grande porte, ou seja, aqueles conectados ao sistema de transmissão, utilizou-se o mesmo modelo dinâmico. Tal modelo é implementado no software ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2010).

Este é um modelo de sexta ordem que representa um gerador de pólos salientes com um enrolamento de campo no rotor da máquina e dois enrolamentos amortecedores (um no eixo direto e outro no eixo de quadratura). As equações que seguem descrevem o modelo utilizado, conforme descrito por (KUNDUR, 1994):

- Equações mecânicas

$$\dot{\delta} = \omega_s \omega - \omega_s, \quad (3.1)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H} [P_m - P_e], \quad (3.2)$$

• Equações elétricas

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{\tau'_{qo}} \left[\frac{X_q - X'_q}{X'_q - X_l} \cdot E''_d - \frac{X_q - X_l}{X'_q - X_l} \cdot E'_d + \frac{(X_q - X'_q) \cdot (X''_q - X_l)}{X'_q - X_l} \cdot I_q \right], \quad (3.3)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{\tau'_{do}} \left[E_{FD} + \frac{X_d - X'_d}{X'_d - X_l} \cdot E''_q - \frac{X_d - X_l}{X'_d - X_l} \cdot E'_q + \frac{(X_d - X'_d) \cdot (X''_d - X_l)}{X'_d - X_l} \cdot I_d \right] \quad (3.4)$$

$$\dot{E}''_d = \frac{1}{\tau''_{qo}} [-E''_d + E'_d + (X'_q - X''_q) \cdot I_q] + \frac{X''_q - X_l}{X'_q - X_l} \cdot \frac{dE'_d}{dt} \quad (3.5)$$

$$\dot{E}''_q = \frac{1}{\tau''_{do}} [-E''_q + E'_q - (X'_d - X''_d) \cdot I_d] + \frac{X''_d - X_l}{X'_d - X_l} \cdot \frac{dE'_q}{dt} \quad (3.6)$$

$$V_q = E''_q - X''_d I_d - R_a I_q, \quad (3.7)$$

$$V_d = E''_d + X''_q I_q - R_a I_d, \quad (3.8)$$

onde,

δ : ângulo do rotor;

ω : velocidade angular do rotor;

ω_s : velocidade síncrona;

H : constante de inércia da máquina;

P_m : potência mecânica de entrada do gerador;

P_e : potência elétrica fornecida pela máquina ao sistema;

I_d, I_q : correntes do estator de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

V_d, V_q : tensões do estator de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

E_{FD} : tensão de campo do gerador;

E'_d, E'_q : tensões transitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

E''_d, E''_q : tensões subtransitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

X_l : reatâncias de dispersão;

X_d, X_q : reatâncias síncronas de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

X'_d, X'_q : reatâncias transitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

X''_d, X''_q : reatâncias subtransitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

τ'_{do}, τ'_{qo} : constantes de tempo transitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

τ''_{do}, τ''_{qo} : constantes de tempo subtransitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

vamente:

R_a : resistência de armadura.

3.2.2 Modelo do controle automático de tensão

A Figura 3.3 mostra o diagrama de blocos do modelo de regulador de tensão utilizado para todos os geradores síncronos de grande porte.

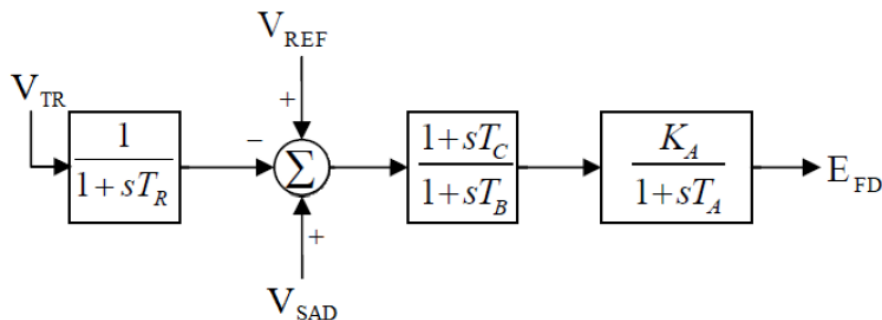


Figura 3.3: Modelo dos Reguladores de Tensão - sistema G&T. Fonte: O autor.

O controle automático de tensão tem por finalidade manter a tensão terminal da máquina o mais próximo possível do valor definido como referência (no caso V_{REF}) por meio da tensão de campo. Sua função é fornecer uma ação corretiva proporcional ao desvio de tensão terminal do gerador V_{TR} em relação à tensão de referência V_{REF} . Outra entrada do regulador adiciona o sinal estabilizante V_{SAD} produzido pelos controladores estabilizadores de sistemas de potência (ESPs).

Da esquerda para a direita, o primeiro bloco do diagrama representa um filtro aplicado ao sinal da tensão terminal da máquina, sendo T_R sua constante de tempo. O segundo bloco representa um compensador de avanço-atraso com suas constantes de tempo T_C e T_B , responsáveis pela redução do ganho transitório. No terceiro bloco estão representados os efeitos do regulador automático de tensão propriamente dito, sendo K_A seu ganho e T_A sua constante de tempo.

3.2.3 Modelos dos estabilizadores de sistemas de potência

O trabalho de (DEMELLO; CONCORDIA, 1969) foi pioneiro no desenvolvimento de uma metodologia de projeto de controladores de amortecimento de sistemas de potência. Neste trabalho, os autores demonstraram que o torque elétrico originado pelo desbalanço de potências em um gerador síncrono poderia ser decomposto em: torque de amortecimento, em fase com o desvio da velocidade angular e torque sincronizante, em fase com o desvio angular rotórico. A falta de qualquer um dos torques pode ocasionar problemas de instabilidade.

Sendo assim, o modelo de estabilizador de sistemas de potência (ESP) utilizado como padrão para todos geradores do sistema de G&T utilizado nesta dissertação de mestrado é o mesmo proposto por (DEMELLO; CONCORDIA, 1969). Este modelo tem a finalidade de produzir uma componente de torque elétrico em fase com o desvio da velocidade angular, fornecendo assim, toque de amortecimento ao sistema.

A Figura 3.4 demonstra o modelo de ESP utilizado como padrão para todos os geradores do sistema G&T desta dissertação de mestrado. Os valores dos parâmetros utilizados para os ESP do sistema de G&T foram calculados através da abordagem clássica de sintonia por resposta em frequência. Os dados dos parâmetros dos ESPs são apresentados no Anexo B.

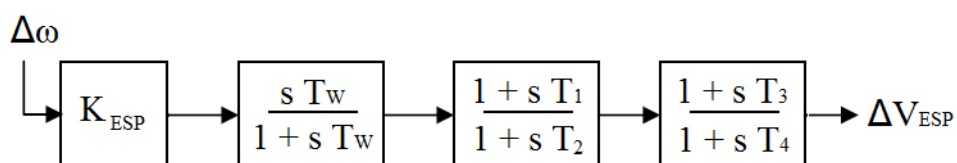


Figura 3.4: Modelo dos Estabilizadores. Fonte: O autor.

Tal proposta de ESP é baseada na compensação de fase no domínio da frequência, sendo T_1 , T_2 , T_3 e T_4 as constantes de tempo dos compensadores. A estrutura de controle tem como entrada o desvio da velocidade angular rotórica $\Delta\omega$ e como saída um sinal estabilizante ΔV_{ESP} que é adicionado a referência de tensão do regulador de

tensão. Além disso, o controlador possui um bloco de ganho de alimentação K_{ESP} e um bloco *washout* para eliminação da ação de controle sob regime permanente, sendo T_W sua constante de tempo.

3.3 Modelo da rede de distribuição com geração distribuída

Este trabalho utiliza um modelo de rede de distribuição já escolhido como alvo de outros estudos envolvendo GD, como por exemplo em (ABREU, 2005) e (FERNANDES, 2012). Trata-se de uma rede do interior do estado de São Paulo, cujos dados originais são encontrados nos trabalhos já citados.

Para o presente estudo, calculou-se a impedância equivalente de Thévenin de sequência positiva da rede de distribuição citada (Z_{eq}) vista por uma de suas barras mais afastadas da interligação com a rede de transmissão. As cargas do sistema de transmissão S_L foram então locadas após Z_{eq} , sob o ponto de vista da subestação. Neste ponto foi criada uma nova barra, por onde também é feita a conexão de cada gerador distribuído através da impedância de um circuito escolhido da rede de distribuição (Z_{rd}). Todo este conjunto conecta-se ao sistema de transmissão através de um transformador (13,8 : 138kV) representado por sua reatância síncrona X_{tr} , cujo valor foi retirado de um dos transformadores da rede de distribuição modelo (ABREU, 2005). A Figura 3.5 representa o modelo utilizado, sendo que maiores detalhes sobre as definições deste modelo e seus parâmetros podem ser encontrados no Anexo C desta dissertação.

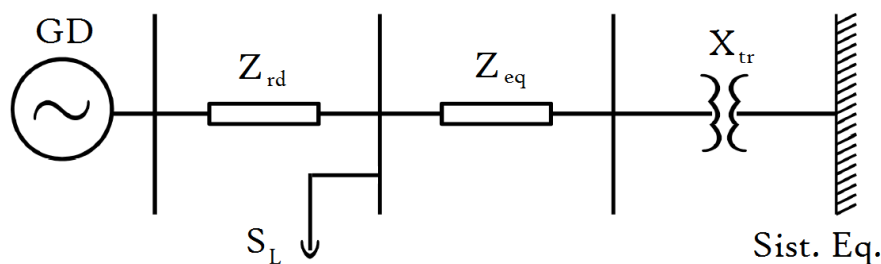


Figura 3.5: Equivalente da rede de distribuição e conexão da GD. Fonte: O autor.

Quando das simulações sem geradores distribuídos, o modelo de rede de distribuição continua sendo considerado através de seu equivalente de Thévenin Z_{eq} , conectando-se ao sistema de transmissão pela reatância síncrona do transformador X_{tr} .

3.3.1 Modelo dinâmico dos geradores síncronos distribuídos

A Figura 3.6 ilustra em diagrama de blocos o modelo de gerador distribuído utilizado, sendo este muito utilizado em simulações de turbogeradores de cogeração, tendo em vista sua rápida resposta transitória (ABREU, 2005).

onde,

E_{FD} é a tensão de campo do gerador;

i_{FD} é a corrente de campo do gerador;

i_d, i_q são as componentes de eixo direto e em quadratura da corrente terminal, respectivamente;

Ψ'' é a função entre a tensão de campo e a tensão terminal, considerando o efeito de saturação.

Ψ''_d, Ψ''_q são, respectivamente, as componentes de eixo direto e em quadratura da função entre a tensão de campo e a tensão terminal, considerando o efeito de saturação.

L_{ad} é a indutância mútua entre os enrolamentos do rotor e do estator.

L_l é a indutância própria do fluxo concatenado no estator.

L'_d e L'_q são as indutâncias transitórias nos eixos d e q , respectivamente.

L''_d e L''_q são as indutâncias subtransitórias nos eixos d e q , respectivamente.

T'_{do}, T'_{qo} são as constantes de tempo transitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente;

T''_{do}, T''_{qo} são constantes de tempo subtransitórias de eixo direto e em quadratura, respectivamente.

Este é o modelo de sexta ordem que leva em consideração os efeitos subtransitórios de um gerador síncrono com pólos lisos contendo um enrolamento de campo

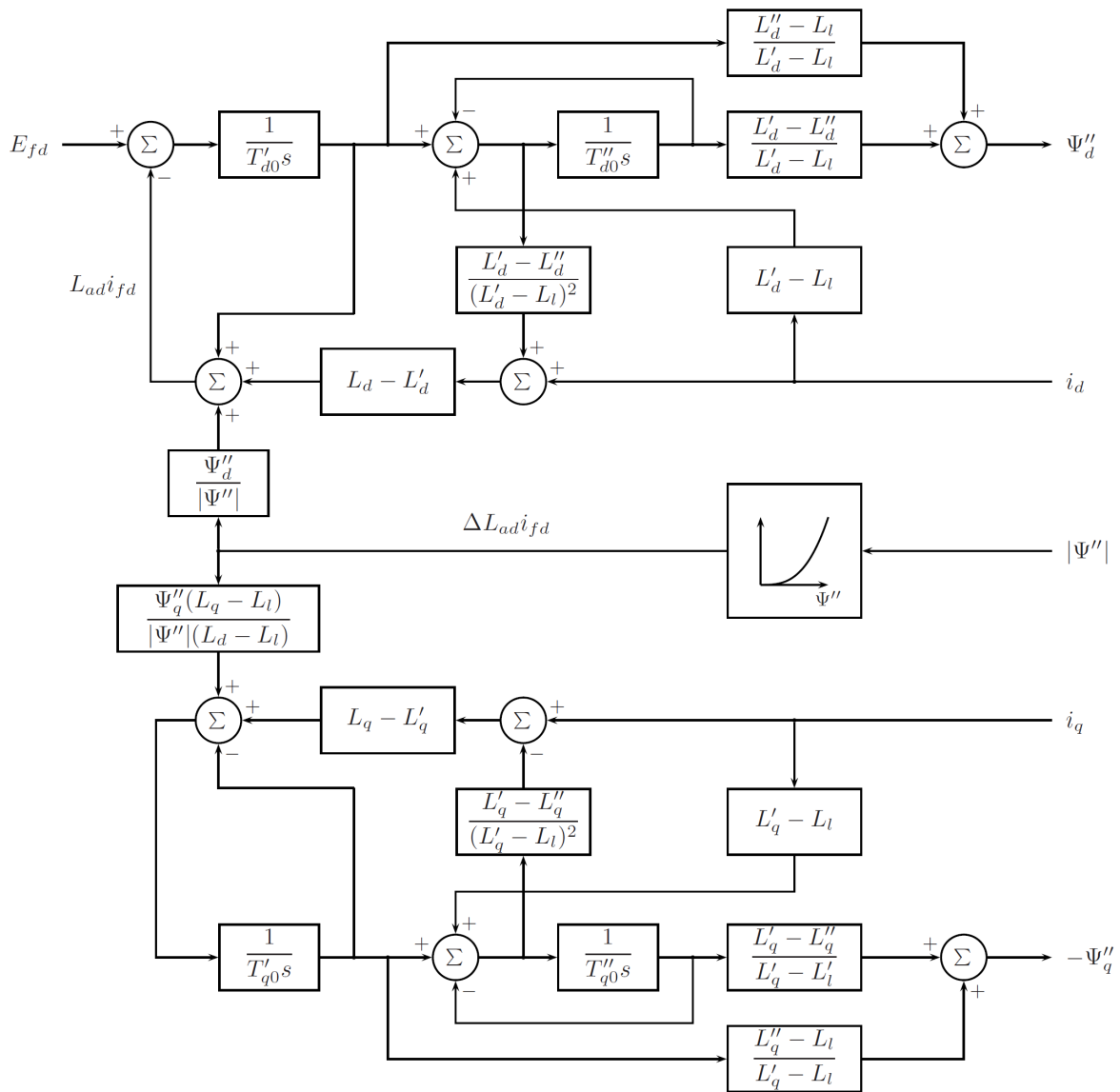


Figura 3.6: Modelo dos geradores distribuídos. Fonte:(ABREU, 2005).

e três enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e dois em quadratura. Sua dinâmica de oscilação mecânica é descrita pela equação (3.9).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + K_D \frac{d\delta}{dt} = T_m - T_{max} \text{sen}(\delta) \quad (3.9)$$

onde,

H é a constante de inércia do eixo do rotor;

ω_0 é a velocidade angular de referência (velocidade síncrona);

δ é a abertura do ângulo do rotor;

T_m é o torque mecânico fornecido pela turbina ao eixo;

T_{max} é o torque eletromagnético requisitado pela máquina no eixo;

K_D é a constante de amortecimento.

3.3.2 Modelo do regulador de tensão dos geradores distribuídos

O modelo para controle automático de tensão (no inglês, *automatic voltage regulator - AVR*) utilizado como padrão para os geradores distribuídos é uma simplificação do modelo IEEE ST2A.

Esta simplificação, também utilizada por (FERNANDES, 2012), é usualmente chamada de AVR de excitatriz rápida, sendo representada pelo diagrama de blocos da Figura 3.7.

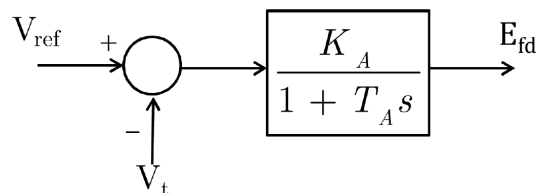


Figura 3.7: Modelo do AVR dos geradores distribuídos. Fonte:(FERNANDES, 2012).

Neste modelo são desconsiderados: o filtro da tensão de terminal da máquina, a dinâmica da excitatriz e o bloco de realimentação para melhora da estabilidade do sistema de excitação. Apenas o efeito do próprio regulador de tensão é modelado através de seu amplificador de ganho K_A e sua constante de tempo T_A . Este modelo regula a tensão de campo do rotor E_{fd} , comparando a tensão terminal da máquina V_t com uma tensão de referência dada por V_{ref} .

Para os geradores distribuídos, não foram considerados os efeitos de nenhum estabilizador de sistemas de potência (ESPs), visto que este tipo de controlador ainda é pouco utilizado em pequenos geradores para GD.

3.3.3 Modelo da turbina e do regulador de velocidade dos geradores distribuídos

Todos os geradores distribuídos foram considerados acoplados a uma turbina a vapor, muito utilizada na cogeração via bagaço de cana-de-açúcar, seguindo o modelo IEEE TGOV1. Nele, também está inclusa a modelagem da ação do regulador de velocidade da turbina e do reaquecimento de forma simplificada. O diagrama da Figura 3.8 representa o modelo utilizado como padrão a todos os geradores distribuídos.

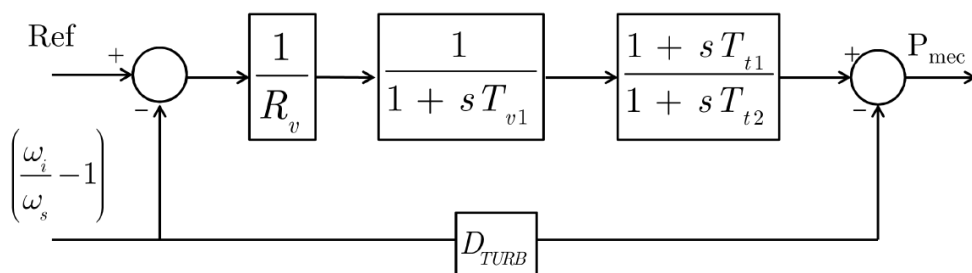


Figura 3.8: Modelo da turbina e regulador de velocidade. Fonte:(FERNANDES, 2012).

Nesta ilustração,

R_v é o estatismo permanente da máquina;

T_{v1} é a constante de tempo do regulador;

T_{t1} e T_{t2} são as constantes de tempo de reaquecimento;

D_{TURB} é o fator de amortecimento da turbina.

Os modelos da turbina e do regulador de velocidade foram considerados para a GD (ao contrário do que foi feito para as unidades de geração de grande porte) visto que as unidades de GD apresentam uma menor inércia e, portanto, possuem constantes de tempo em resposta a perturbações menores em relação as unidades conectadas ao sistema de transmissão.

3.4 Estabilidade Transitória Angular

Em estudos de estabilidade transitória angular, diferentes formas de abordagem são consolidadas na literatura. Entre elas o critério das áreas iguais é uma das mais conhecidas. Tal método utiliza uma técnica gráfica de análise que permite um entendimento relativamente simples da dinâmica envolvida no problema, conforme demonstrado pela Figura 3.9, retirada de (KUNDUR, 1994).

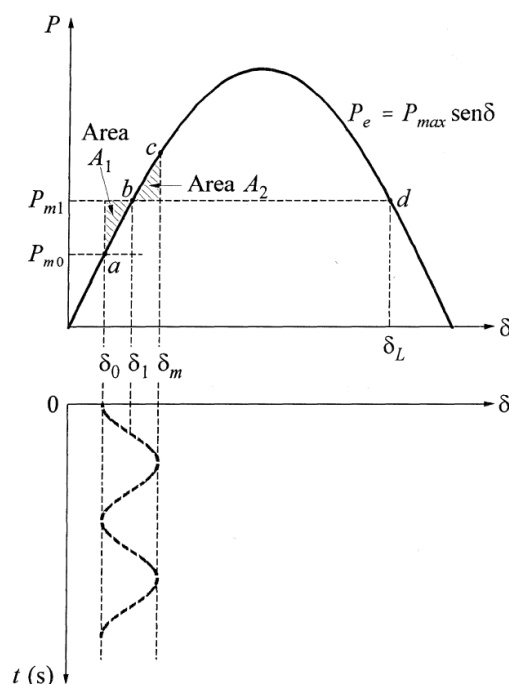


Figura 3.9: Critério das áreas iguais. Fonte: (KUNDUR, 1994).

O primeiro gráfico da figura exibe a curva da Potência Elétrica (P_e) em relação ao ângulo de potência (δ)¹. A área A_1 representa o período em que o desequilíbrio entre a potência mecânica e a elétrica é positivo, acelerando a máquina. Já a área A_2 representa o desequilíbrio negativo entre tais potências, desacelerando a máquina. Na mesma figura, logo abaixo, o segundo gráfico mostra o comportamento oscilatório do ângulo no tempo.

Basicamente, a análise é feita sobre a curva potência elétrica-ângulo de potência.

¹A equação que representa o gráfico da Figura 3.9 é $P_{max} \cdot \text{sen} \delta$, onde P_{max} é a potência máxima

O desequilíbrio entre potência mecânica e potência elétrica é integrado em relação ao ângulo, sendo que para a estabilidade, o resultado desta integração deve ser nulo (a prova matemática desta condição não será apresentada aqui, mas ela pode ser encontrada em (BRETAS; ALBERTO, 2000)). Em termos conceituais, a máquina deve atingir o repouso em relação a barra infinita.

A aplicação deste método é restrita a análise de sistemas que possam ser representados pelo modelo máquina-barra infinita ou de apenas duas máquinas. É importante destacar que a Figura 3.9 ilustra a curva de potência de um SEP simplificado constituído apenas por um gerador, uma linha de transmissão (com resistência desprezada) e um barramento infinito (o clássico máquina *versus* barramento infinito). Além disto, no exemplo da Figura 3.9 considera-se que houve um incremento na potência mecânica do gerador.

Para sistemas multimáquinas são necessárias soluções no domínio do tempo ou pela aplicação de métodos diretos. Os métodos diretos são mais indicados em situações de operação em tempo real, onde são exigidas soluções rápidas indicando variáveis importantes como o tempo crítico de abertura. Alguns exemplos deste tipo de técnica são os métodos PEBS (*Potencial Energy Boundary Surface*) e o BCU (*Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point*), utilizados por (LE-THANH et al., 2008) e (CHIANG; WU; VARAIYA, 1988) em sua abordagem híbrida. Ambas as técnicas utilizam funções de energia como base de seus critérios.

Os métodos diretos, como o PEBS e o BCU, exigem também a solução de equações diferenciais ordinárias. Entretanto, as soluções do sistema em falta são obtidas uma única vez para se estimar a fronteira de estabilidade e estimar o tempo crítico.

Já as soluções completas no domínio do tempo são utilizadas em estudos mais detalhados de planejamento, visto que, quanto maior o sistema analisado, maior o tempo computacional despendido. Esta limitação vem da solução numérica iterativa das equações diferenciais, as quais contam com todas as não-linearidades provinhas da dinâmica envolvida. Por outro lado, as simulações no domínio do tempo são

reconhecidas também como as melhores ferramentas de análise de estabilidade transitória em termos de exatidão, confiabilidade e capacidade de modelagem, tendo em vista que os efeitos de saturação das máquinas, transformadores e controladores podem mais facilmente ser abordados nos estudos de estabilidade (CHAN; CHEUNG; SU, 2002).

Nesta técnica podem ser utilizados diferentes métodos numéricos de integração, como por exemplo: o método de Euler modificado, Runge-Kutta e a regra trapezoidal (CHAPRA; CANALE, 2011). A equação (3.10) é conhecida como Equação de Oscilação ou Equação *Swing*, para um sistema máquina barra-infinita desconsiderando o amortecimento, sendo solucionada iterativamente através dos métodos numéricos citados.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \text{sen}(\delta) \quad (3.10)$$

onde,

H é a constante de inércia, em $MW.s/MVA$;

δ é o ângulo de rotor, em radianos elétricos;

P_m é a potência mecânica de entrada, dada em p.u.;

P_{max} é a potência elétrica máxima de saída, dada em p.u.;

t é o tempo, em segundos.

Tal equação é derivada da Segunda Lei de Newton, enunciada pelo conceito de que o somatório de forças em um objeto é proporcional a sua massa multiplicada pela sua aceleração, também conhecida pela formulação $F = m \cdot a$. O resultado desta equação pode ser exposto através de gráficos no domínio do tempo, facilitando a observação do comportamento transitório de variáveis como o ângulo dos rotores, velocidade dos mesmos e potência elétrica entregue ao sistema por cada máquina.

Uma das principais abordagens dos estudos de estabilidade transitória é a análise das diferenças dos ângulos rotóricos entre si, sendo que, para isto, é necessária a

definição de uma referência no sistema, em relação a qual estas diferenças são calculadas. Em geral, utiliza-se como referência uma máquina arbitrária do sistema, geralmente a de maior potência ou a mesma máquina utilizada como referência nos estudos de fluxo de potência. Entretanto, esta escolha implica na perda da informação da evolução transitória da máquina de referência. Assim, ao invés de tomar o ângulo de uma máquina como referência, este trabalho utiliza o Centro de Inércia (CI), também definido como Centro de ângulo (COA), do sistema como referência angular (KUNDUR, 1994). Deste modo, a equação (3.11) define o ângulo do CI do sistema - δ^{CI} .

$$\delta^{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad (3.11)$$

onde,

M_i é o momento de inércia da máquina i ;

M_T é o momento de inércia total das máquinas do sistema;

δ_i é o ângulo rotórico da máquina i .

Desta forma, os ângulos de rotor das máquinas passam a ser referidos a δ^{CI} , sendo representados pela equação (3.12). A referência angular agora varia com tempo, tendo em vista que δ_i é variável com o tempo.

$$\Delta\delta_i^{CI} = \delta_i - \delta^{CI} \quad (3.12)$$

A Figura 3.10 apresenta a resposta do desvio angular de rotor em relação ao centro de inércia do sistema (CI), no domínio do tempo obtida para o gerador conectado da barra 800 do sistema-teste quando aplicada uma falta trifásica na barra 933, sendo eliminada através da abertura de um dos circuitos que interliga as barras 933 e 824, 100 ms após a aplicação da falta. Este exemplo foi simulado sobre o sistema-teste utilizado neste trabalho, tendo como referência o cenário base fixado nesta dissertação de mestrado, sem a inclusão de GD.

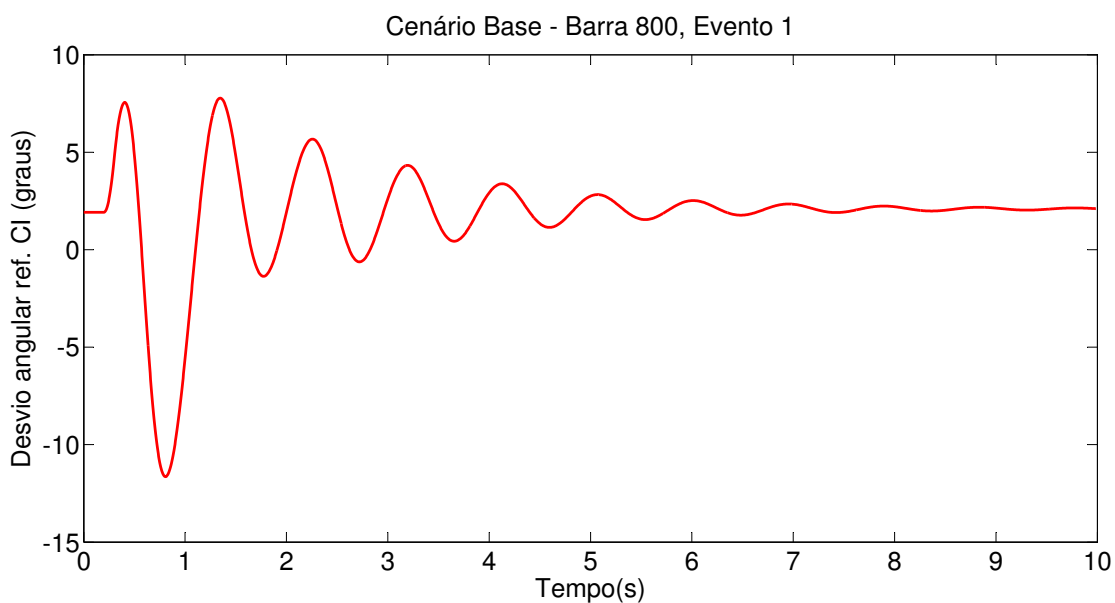


Figura 3.10: Exemplo de resposta no domínio do tempo. Fonte: O autor.

Apresentando um comportamento oscilatório subamortecido no período transitório, o grupo de máquinas conectadas a barra 800 permaneceram estáveis, encontrando um novo ponto de equilíbrio pós-falta.

Observando a Figura 3.10, podem-se extrair algumas características relevantes da resposta dinâmica para o evento em questão, como por exemplo o pico máximo de desvio angular e o amortecimento da oscilação.

Cada um destes aspectos tem sua importância com relação a segurança dinâmica do sistema. Grandes picos de desvio angular, mesmo quando a estabilidade é mantida, podem ser responsáveis por comprometer a suportabilidade mecânica das máquinas síncronas, visto os grandes esforços torcionais envolvidos.

A forma como as oscilações são amortecidas determina a rapidez com que cada máquina retorna a um ponto de equilíbrio após a ocorrência de determinada perturbação.

A Figura 3.11 ilustra em um mesmo gráfico as respostas de desvio angular em relação ao CI para todas as máquinas síncronas conectadas às 07 barras de geração do sistema-teste, utilizando o mesmo evento descrito para a Figura 3.10.

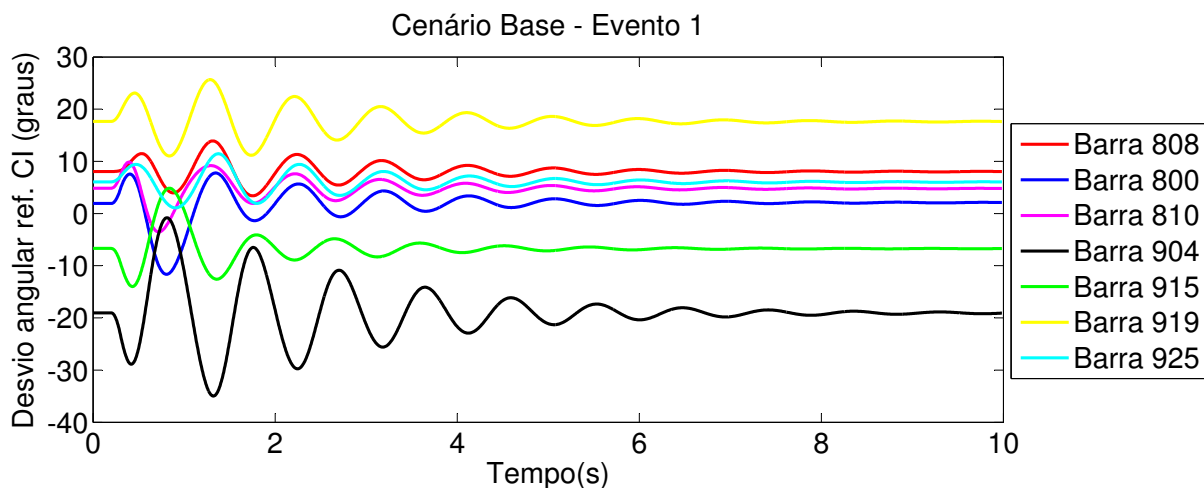


Figura 3.11: Exemplo com várias respostas no domínio do tempo. Fonte: O autor.

Mesmo observando somente as respostas dos geradores a apenas uma perturbação, o trabalho em analisar o comportamento individual de cada resposta torna-se mais complexo, exigindo desta forma uma grande segregação no momento de se apresentarem os resultados. Sem uma ferramenta para tratamento de dados e exposição dos resultados apropriada, quanto maior for o número de geradores, maior será o esforço do planejador em comparar e analisar todas as respostas, desta maneira, aumentando o tempo de estudo despendido.

Assim, o próximo capítulo traz a apresentação e justificativa para a utilização de índices de avaliação que, organizados de forma sistemática em uma ferramenta de análise, visam flexibilizar o trabalho de análise simultânea de respostas transitórias de sistemas de G&T.

CAPÍTULO 4

ÍNDICES DE DESEMPENHO DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

A seguir são introduzidos os índices de desempenho da estabilidade transitória angular adotados nesta dissertação de mestrado. Tais índices de desempenho são extraídos das respostas de certas grandezas do sistema no tempo devido a incidência de perturbações.

Nos trabalhos de (REZA et al., 2003) e (ABREU, 2005) várias grandezas são utilizadas na formulação de índices de desempenho de estabilidade transitória angular, sendo que as principais utilizadas são o ângulo de rotor e a velocidade angular.

Para a utilização dos índices de desempenho de estabilidade transitória deste trabalho são utilizadas as respostas no domínio do tempo "*off-line*" referente a variável de desvio angular das máquinas em relação ao CI do sistema-teste. Isto possibilita a visualização das respostas transitórias de todas as unidades geradoras do sistema de G&T, inclusive das unidades ligadas a barra de folga.

Os índices de desempenho de estabilidade transitória são aplicados apenas para os casos em que as trajetórias do ângulo do rotor retornam a um ponto de equilíbrio após eliminação da perturbação (ou seja, para os casos estáveis). Os casos instáveis serão devidamente destacados nos gráficos em escala de cores, conforme será visto no capítulo 6.

Deste modo, são considerados casos instáveis aqueles em que ao menos um gerador perde o sincronismo com os demais (ou seja, o seu ângulo diverge ao longo do tempo em relação a referência angular, no caso, o centro de inércia).

4.1 Máximo Desvio Angular absoluto (MDA)

O índice definido como sendo o máximo desvio angular absoluto é utilizado em muitos trabalhos que abordam o tema TSA (*Transient Stability Assessment*), devido a simplicidade para a sua extração e a relevância de seus indicadores.

Neste trabalho foram investigadas duas formas de abordagem para o índice de Máximo Desvio Angular Absoluto (MDA), ambas utilizando respostas transitórias do ângulo do rotor, medidas em graus.

A equação (4.1) define o cálculo para extração do MDA levando em consideração a excursão absoluta máxima do ângulo rotórico em relação ao ponto de equilíbrio pré-falta do CI do sistema. Desta forma, este índice será identificado pela sigla MDACI (Máximo Desvio Angular absoluto referente ao ponto de equilíbrio inicial do Centro de Inércia do sistema).

$$MDACI_{ij} = \max_{t=0}^{t_f} |\Delta\delta_{ij}^{CI}(t)| \quad (4.1)$$

onde, i identifica cada barra com geração de grande porte, j identifica cada evento predeterminado, t é o tempo em segundos e t_f o tempo final da simulação.

Esta formulação identifica as máquinas que mais se excursionam (ou seja, que se afastam do ponto de equilíbrio pré-falta do CI) durante o regime transitório devido a uma contingência em particular. Por conta disto, é possível identificar quais máquinas estão mais próximas dos limites de estabilidade transitória do sistema.

Porém, utilizando o MDACI, há possibilidade de perda da informação de máquinas que, por ventura, não se afastam muito do CI, mas venham apresentar grandes picos em relação ao seu próprio ponto de equilíbrio pré-falta.

A extração desta informação também tem sua relevância, tendo em vista os grandes esforços torcionais causados aos rotores em decorrência de grandes excursões do ângulo de rotor. Sendo assim, uma segunda forma de extração é proposta através

da equação (4.2), em que assume-se que em t_0 o sistema encontra-se em regime permanente (ponto de equilíbrio pré-falta). Este índice é identificado pela sigla MDAID (Máximo Desvio Angular absoluto referente a ponto de equilíbrio pré-falta Individual de cada máquina).

$$MDAID_{ij} = \max_{t=0}^{t_f} |\Delta\delta_{ij}^{CI}(t) - \Delta\delta_{ij}^{CI}(t_0)| \quad (4.2)$$

Através do MDAID, pode-se identificar as máquinas que apresentam maiores picos transitórios em relação ao seu próprio ponto de equilíbrio pré-falta.

A Figura 4.1 demonstra a interpretação gráfica da extração dos índices MDACI e MDAID em um caso simulado no sistema-teste usado neste trabalho.

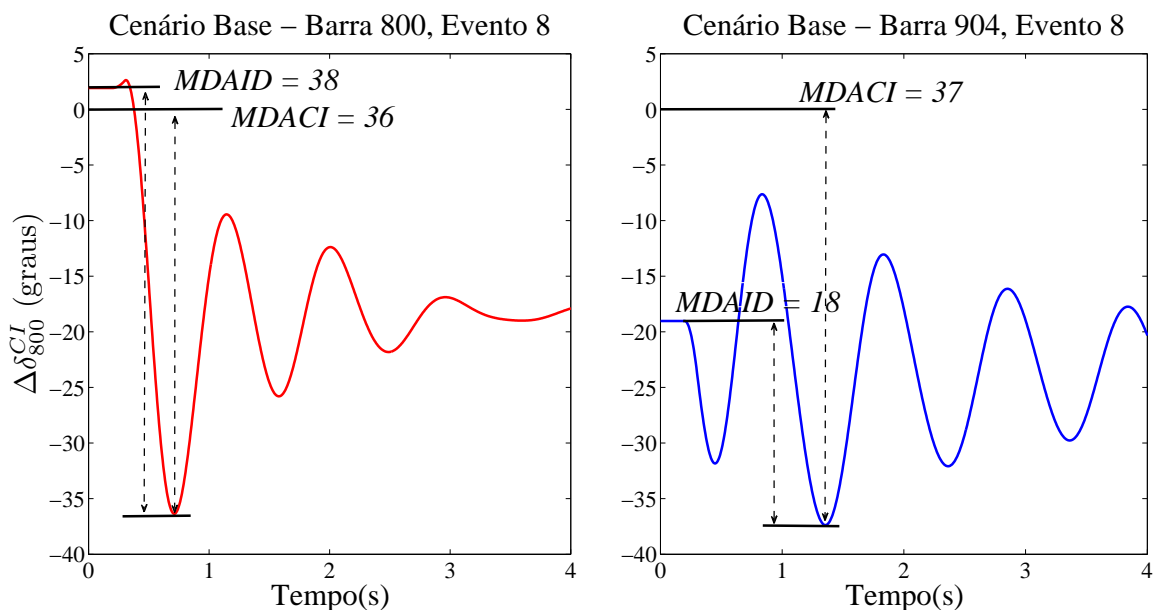


Figura 4.1: Comparação dos índices MDACI e MDAID. Fonte: O autor.

Note que no primeiro gráfico (em vermelho) o MDAID é maior que o MDACI. Seu pico transitório em relação a condição pré-falta é maior do que sua excursão em relação ao CI pré-falta do sistema. Já no segundo gráfico (em azul) o MDACI é maior do que o MDAID.

4.2 Taxa de Amortecimento

A taxa de amortecimento da oscilação do ângulo do rotor (ou da própria velocidade rotacional) é outro índice de avaliação de estabilidade transitória bastante utilizado na literatura, como em (ABREU, 2005). Este índice foi estudado nesta pesquisa de mestrado, mas o mesmo apresentou algumas limitações de aplicação para o problema de análise de impactos da inserção de GD na estabilidade transitória de sistemas de G&T, conforme é discutido a seguir.

Para este índice, ao contrário do MDACI e MDAID, quanto maior seu valor mais rápido o retorno do ângulo de rotor a um novo ponto de equilíbrio após a ocorrência da perturbação, indicando uma melhor atenuação das oscilações transitórias.

O conceito de taxa de amortecimento é estabelecido para sistemas dinâmicos lineares de 2ª ordem cuja resposta possa ser escrita pela equação (4.3):

$$x(t) = X_0 e^{-\zeta \omega_n t} \cos(\sqrt{1 - \zeta^2} \omega_n t - \phi_0) = X_0 e^{-\zeta \omega_n t} \cos(\omega_d t - \phi_0) \quad (4.3)$$

Nesta equação, x é a variável de interesse em resposta a uma certa perturbação, ω_n é a frequência natural do sistema, ζ é a taxa de amortecimento (sendo este, o índice de desempenho utilizado para avaliar a resposta transitória do sistema), X_0 é a amplitude do sinal e ϕ_0 é a fase. A relação entre a frequência de amortecimento, a frequência natural e a taxa de amortecimento é dada pela equação (4.4).

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (4.4)$$

A partir das equações (4.3) e (4.4) com os seus parâmetros (ζ , ϕ_0 e ω_n) devidamente calculados (o que depende do modelo matemático do sistema) é possível gerar o gráfico de resposta transitória para sistemas de 2ª ordem. Por outro lado, caso se tenha em mãos o gráfico de resposta transitória, os seus parâmetros (ζ , ϕ_0 e ω_n) podem

ser determinados via diferentes métodos, como é o caso do método do decremento logarítmico, discutido a seguir.

O método do decremento logarítmico é uma ferramenta utilizada para a obtenção da taxa de amortecimento de sistemas de segunda ordem a partir do gráfico de resposta no tempo (BECKWITH; MARANGONI; LIENHARD, 1961). Basicamente, ele utiliza os valores de picos subseqüentes da resposta no tempo para estimar a taxa de amortecimento através da equação (4.5).

$$\delta = \frac{1}{m} \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+m}}\right) \quad (4.5)$$

Nesta equação, δ é chamado de decremento logarítmico, x é o valor da variável do sinal em determinado pico ou vale n . Um valor é arbitrado para m , sendo escolhido conforme o número de picos subseqüentes a serem levados em consideração. A Figura 4.2 mostra um exemplo onde são identificados os picos e vales de um sinal.

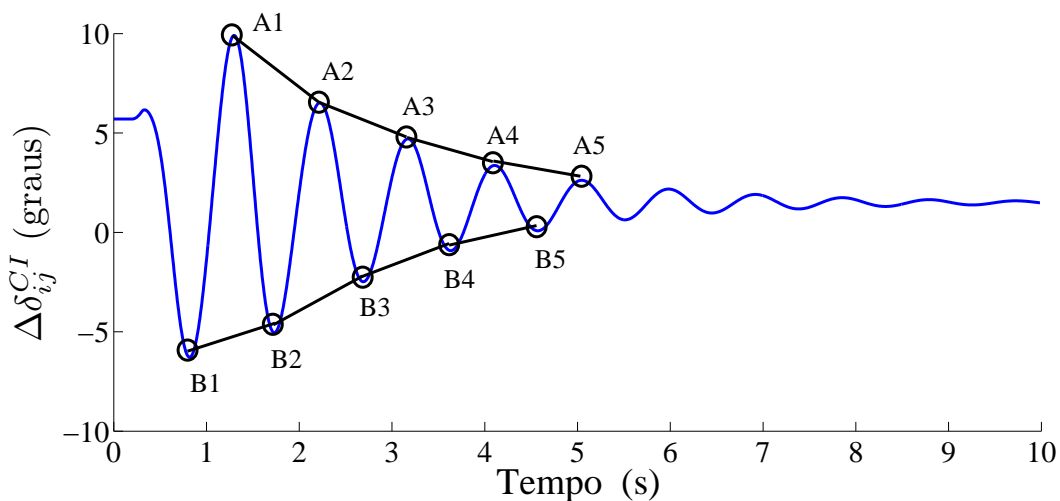


Figura 4.2: Identificação de picos e vales (decremento logarítmico). Fonte: O autor.

Após o cálculo do decremento logarítmico, o resultado é aplicado na equação (4.6), a qual fornece a estimativa para a taxa de amortecimento do sinal.

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} \quad (4.6)$$

Como a técnica é aplicada tanto para a atenuação superior (picos - A) quanto inferior do sinal (vales - B), se considera como válido o valor médio da taxa de amortecimento. De modo a investigar a sua aplicação no sistema-teste utilizado neste trabalho, algumas simulações foram realizadas e certas limitações foram notadas.

Como os modelos matemáticos utilizados no sistema-teste são de ordens superiores a dois, além de terem características não-lineares, a resposta transitória do desvio angular nem sempre pode ser aproximada por um sistema de segunda ordem. Além disso, situações que contam com a inserção de GD elevam ainda mais as não-linearidades, adicionando componentes de maior frequência nas respostas no domínio do tempo, tornando a aplicação do decremento logarítmico ainda mais complexa.

Vários trabalhos abordam diferentes métodos de estimação de parâmetros para este tipo de sistema. O método de Prony é largamente conhecido e utilizado na identificação de oscilações eletromecânicas de baixa frequência. O método ESPRIT também tem sua utilização na análise de qualidade de energia (FERNANDES, 2012).

Porém, ambos os métodos citados necessitam de ajustes anteriores a sua aplicação, como filtragem de componentes de alta frequência e retirada de componentes não-lineares. Além disto, os métodos de Prony e ESPRIT fazem uma decomposição da resposta transitória em uma soma de um conjunto finito de componentes senoidais amortecidas. Assim sendo, a resposta transitória não é caracterizada por apenas uma taxa de amortecimento, mas sim, por várias taxas de amortecimento, o que pode dificultar a análise dos resultados.

Desta forma, visando chegar a um índice de avaliação de fácil implementação mesmo para casos com modelos matemáticos de ordens superiores a dois, mantendo também uma relação próxima a taxa de amortecimento do sistema, foram investigados e testados índices de desempenho utilizados na teoria de Controle Moderno.

Para esta dissertação de mestrado, o índice de taxa de amortecimento foi testado, porém, devido às limitações apontadas anteriormente, ele acabou não sendo explorado com mais detalhes, sendo substituído pelo índice apresentado a seguir.

4.3 *Integral of Time-multiplied absolute-value of error* para Estabilidade Transitória Angular (ITAE-ts)

O índice de desempenho ITAE (do inglês, *Integral Time-multiplied of Absolute-value of Error*), podendo ser traduzido como "Integral do valor absoluto do erro multiplicado pelo tempo", é utilizado na teoria de Controle Moderno para a avaliação da resposta transitória de sistemas em malha fechada. Sua formulação original é descrita pela equação (4.7) e suas características são investigadas em (GRAHAM; LATHROP, 1953), sendo comparadas neste trabalho a outros índices de desempenho.

$$ITAE = \int_0^{\infty} t|e|dt \quad (4.7)$$

Em sua aplicação em sistemas de controle, o ITAE é calculado através da integral do erro absoluto ($|e|$) entre a resposta da saída e o sinal de referência da entrada, sendo que, o tempo também funciona como fator de penalidade em caso de persistência do erro na progressão do período de estudo. Outro exemplo de aplicação é encontrado no trabalho de (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 2001), o qual aplica tal índice na sintonia de controladores PID.

A característica deste índice chama a atenção pela grande relação que tem com o amortecimento do sistema. Assim, para o presente trabalho, foi investigada uma adaptação do ITAE para que o mesmo pudesse ser utilizado como índice de avaliação de estabilidade transitória. Outros trabalhos já abordaram a utilização de índices similares ao ITAE proposto para esta dissertação, como em (FERREIRA; BARBOSA, 2009) e (KERIN; BOJAN; BIZJAK, 2009).

A equação (4.8) descreve a forma proposta para o ITAE utilizada nesta dissertação. Tal formato é identificado neste texto pela sigla ITAE-ts, sendo esta a proposta do índice para utilização do desempenho da estabilidade transitória (em inglês, *transient stability*) do sistema.

$$ITAE - ts = \int_{t_{elim.falta}}^{t_{elim.falta} + t_{transitorio}} t |\Delta\delta_{ij}^{CI}(t) - \Delta\delta_{ij}^{CI}(t_{final})| dt \quad (4.8)$$

Nesta equação,

$t_{elim.falta}$ é o instante de tempo de eliminação da falta, em segundos;

$t_{transitorio}$ é o período de estudo considerado como transitório. Neste trabalho, este valor foi arbitrado como 4 segundos;

t_{final} é o instante final da simulação. Assume-se que em t_{final} o sistema já encontra-se no ponto de equilíbrio pós-falta;

$\Delta\delta_{ij}^{CI}(t_{final})$ é o valor do desvio angular no instante final da simulação, em graus;

t é o tempo, em segundos.

Basicamente, duas modificações foram propostas sobre a formulação original do índice. O tempo de integração foi modificado para considerar somente o período transitório da resposta no tempo. Além disso, foi considerado como erro absoluto a diferença entre a resposta do desvio angular no tempo e o seu valor no ponto de equilíbrio pós-falta.

A Figura 4.3 apresenta uma representação gráfica do índice ITAE-ts (segundo gráfico) para determinado desvio angular (primeiro gráfico), sendo que a área demarcada em azul é considerada para o cálculo da equação (4.8), sendo multiplicada a penalização pelo tempo.

Deste modo, os menores valores do ITAE-ts indicam casos onde o desvio angular é mais rapidamente atenuado. Já, valores maiores do ITAE-ts indicam casos que sofrem grande penalização pela baixa atenuação das oscilações.

O próximo capítulo contém a descrição detalhada da metodologia utilizada como proposta desta dissertação para a avaliação dos impactos sobre o sistema de G&T da inserção de pequenos geradores síncronos nos sistemas de distribuição, levando em consideração os índices de avaliação descritos e formulados neste capítulo.

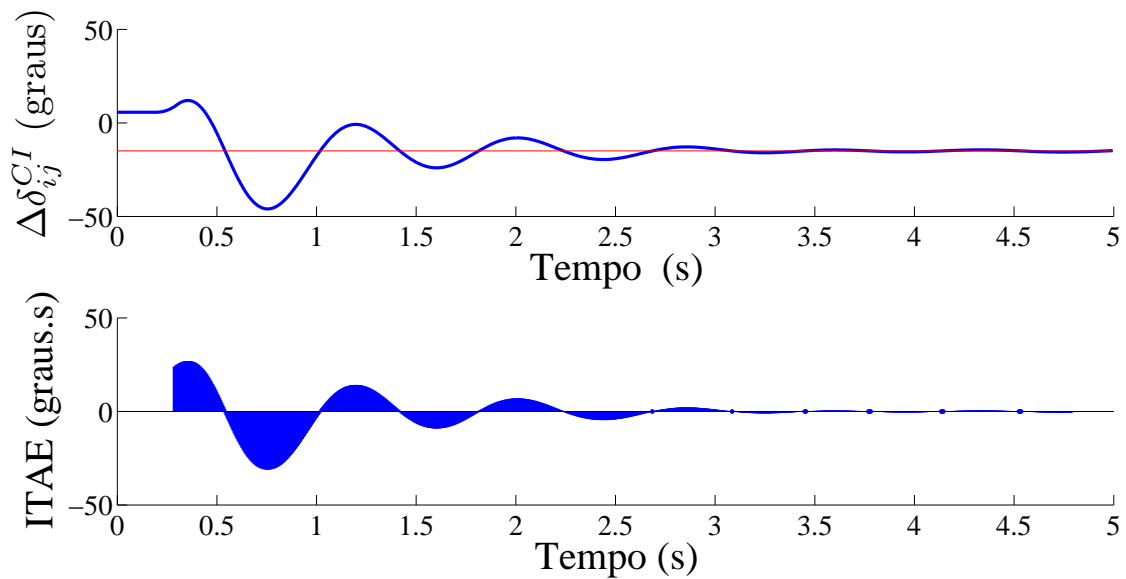


Figura 4.3: Representação gráfica do índice ITAE-ts. Fonte: O autor.

4.4 Tempo Crítico de eliminação da falta (TC)

De modo a preservar a continuidade e a qualidade da operação dos SEPs, vários elementos contam com dispositivos de proteção. Os circuitos de transmissão, em especial, contam com relés responsáveis pela rápida identificação de distúrbios. Estes dispositivos são atrelados a atuação de disjuntores que, por sua vez, atuam diretamente na abertura de trechos de circuitos que possivelmente apresentem problemas.

Nestes dispositivos de proteção, o tempo de identificação e resposta a grandes distúrbios deve ser o menor possível, tendo em vista diversos aspectos transitórios agravados com o prolongamento da operação de SEPs em falta. Este agravamento pode atingir níveis extremos onde há a perda de sincronismo de unidades geradoras, podendo inclusive levar o sistema inteiro a situações de blecaute.

Assim, é importante conhecer quais são os tempos de atuação máximos dos dispositivos de proteção dos circuitos de um SEP, acima dos quais possam haver a perda de sincronismo de geradores. Tais tempos limites são conhecidos na literatura como Tempos Críticos de eliminação de falta (TC).

Quanto maior o Tempo Crítico de eliminação de falta de certo circuito a determi-

nada perturbação, mais tempo o sistema de proteção deste circuito terá para atuar, indicando uma margem maior para a manutenção da estabilidade. Mas se por outro lado o Tempo Crítico for pequeno, o sistema de proteção terá que ser configurado para atuar o mais rápido possível, sendo que qualquer atraso poderá acarretar em problemas maiores de estabilidade transitória para o sistema.

Muitos trabalhos na literatura existente sugerem diferentes algoritmos de busca pelo tempo crítico de eliminação de faltas, como por exemplo (ERNST et al., 2001), (MIKI et al., 2002), (AMJADY; BANIHASHEMI, 2010) e (MARIOTTO et al., 2010). Nesta dissertação, um índice de desempenho de acordo com o tempo crítico de eliminação da falta é proposto, sendo que um algoritmo de busca simplificado é utilizado para sua obtenção de forma aproximada.

Este processo é iniciado com a eliminação de cada falta em um tempo superior a 500ms. Logo após, o tempo de eliminação é reduzido gradativamente para intervalos entre 400-500ms, 400-300ms, 300-200ms, 200-100ms e 100-0ms. Desta forma, o índice TC é classificado dentre os seis intervalos elencados, conforme demonstrado na Figura 4.4

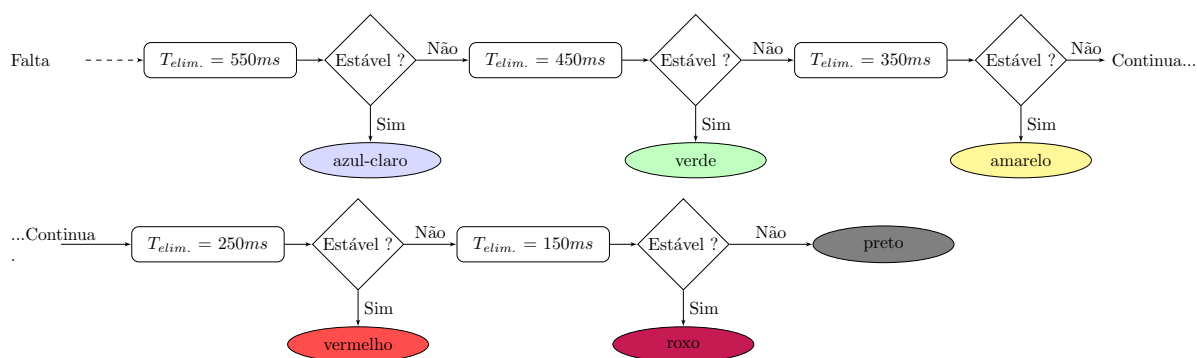


Figura 4.4: Algoritmo de busca do tempo crítico. Fonte: O autor.

Este é o único índice de desempenho deste trabalho que não é obtido para cada gerador do sistema de G&T, mas sim para todo o SEP, haja visto que a perda de sincronismo de uma única barra leva a instabilidade do sistema como um todo.

O algoritmo proposto não traz o cálculo preciso do tempo crítico, sendo que a representação em cores é resultante de uma estimativa de 100 em 100 ms, classificando a gravidade das contingências conforme o padrão a seguir. Neste processo, as situações que levam a instabilidade são classificadas como Risco iminente (em cor preta), enquanto as demais representam as situações estáveis elencadas de acordo com cada valor de tempo crítico.

- Risco iminente - cor preta;
- Risco elevado - cor roxa;
- Risco acentuado - cor vermelha;
- Risco moderado - cor amarela;
- Baixo risco - cor verde;
- Baixíssimo risco - cor azul-claro.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA DE ANÁLISE

Até o momento foi apresentado o sistema-teste com os respectivos modelos de rede de transmissão, dos geradores, cargas e da rede de distribuição com alocação de gerador distribuído (do tipo síncrono). Além disto, foram introduzidos e discutidos os índices para avaliação da estabilidade transitória angular utilizados nesta pesquisa.

Neste capítulo será apresentada a metodologia empregada para análise de estabilidade transitória angular, a qual se baseia na composição de cenários, na normalização dos índices de desempenho apresentados anteriormente e na geração de gráficos em escala de cores que facilitam a interpretação dos resultados. É importante enfatizar que a presente metodologia de análise é geral o suficiente para ser utilizada em outros sistemas-teste, podendo ser facilmente empregada por concessionárias de energia elétrica para estudos de planejamento da operação e expansão do sistema.

5.1 Composição de cenários

O primeiro passo da metodologia de análise consiste na elaboração dos cenários de interesse para avaliação dos impactos da inserção de GD. A definição destes cenários pode ser feita com base em dados históricos e geográficos do sistema, no que se refere ao conhecimento dos pontos mais adequados e do montante total para inserção de GD.

Para o sistema-teste em estudo nesta dissertação, foi utilizado como cenário base (referência comparativa para todos os demais cenários), o cenário sem inserção de GD. A Tabela 5.1 apresenta o resultado do fluxo de potência para o cenário base, sendo que desta tabela são utilizados os valores dos ângulos de rotor δ como dados

iniciais para as simulações dos transitórios eletromecânicos. Note que, agora, o resultado do fluxo de potência é influenciado pela inserção dos modelos equivalentes das redes de distribuição ligadas a cada barra PQ do sistema de G&T.

Da barra 800 a barra 2458 encontram-se as informações do fluxo de carga para as barras do sistema de G&T. As barras identificadas com o prefixo 2XXXX são as novas barras onde a carga foi locada, após o equivalente da rede de distribuição. As barras identificadas com o prefixo 3XXXX são barras criadas para a conexão do equivalente da rede de distribuição ao sistema de G&T através de um transformador, conforme descrito pela Figura 5.1, que é uma modificação da Figura 3.5.

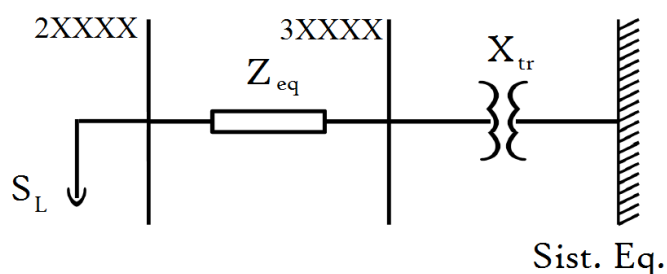


Figura 5.1: Equivalente da rede de distribuição (Cenário base). Fonte: O autor.

Desta forma, foram escolhidos como alvo de estudos basicamente dois conjuntos diferentes de cenários:

Conjunto de testes 1: Testes voltados a avaliação quanto a diferentes níveis de penetração de GD no sistema de G&T.

Conjunto de testes 2: Testes direcionados a avaliação de impactos quanto a inserção de geradores distribuídos em barras específicas do sistema G&T.

5.1.1 Conjunto de testes 1: Análise quanto aos níveis de penetração de GD

Os cenários deste primeiro conjunto de testes tem em comum a inserção de geradores distribuídos em todas as 9 barras de carga (*PQ*) do sistema de G&T. Além

Tabela 5.1: Resultado do fluxo de potência - Cenário Base. Fonte: O autor.

<i>BARRA</i>	<i>NOME</i>	<i>V(pu)</i>	δ (graus)	P_L (MW)	Q_L (Mvar)	P_G (MW)	Q_G (Mvar)
800	GBMUNHOZ-3GR	1,01	0	0	0	1095,22	101,64
808	SCAXIAS-4GR	1,02	9,61	0	0	1000	76,18
810	SSEGREDO-4GR	1,01	3,64	0	0	1000	-150,59
814	BATEIAS-230	1	-23,3	0	0	0	0
824	GBMUNHOZ-500	1,03	-6,93	0	0	0	0
839	CASCAVEL-230	1	1,34	0	0	0	0
840	CASCAVEL-138	0,95	-1,71	0	0	0	0
848	FCHOPIIM-138	0,97	2,97	0	0	0	0
856	SEGREDO-500	1,03	-2,15	0	0	0	0
895	BATEIAS-500	0,99	-20,93	0	0	0	0
896	CASCAVELO500	1,03	2,9	0	0	0	0
897	SCAXIAS-500	1,04	3,97	0	0	0	0
898	FCHOPIIM-230	1,02	6,45	0	0	0	0
904	ITA-3GR	1,01	-9,22	0	0	400	-271,87
915	MACHADIN-1GR	1,02	-4,54	0	0	400	-57,40
919	SOSOR1A4-4GR	1,02	14,17	0	0	700	124,48
925	SSANTIAG-3GR	1,02	6,21	0	0	800	50,94
933	AREIA-500	1,03	-7,3	0	0	0	0
934	AREIA-230	1	-6,8	0	0	0	0
938	BLUMENAU-500	1,02	-24,88	0	0	0	0
939	BLUMENAU-230	1	-27,04	0	0	0	0
955	CNOVOS-500	1,06	-15,11	0	0	0	0
959	CURITIBA-500	0,99	-21,56	0	0	0	0
960	CURITIBA-230	1	-24,38	0	0	0	0
964	CAXIAS-500	1,04	-22,77	0	0	0	0
965	CAXIAS-230	1	-25,1	0	0	0	0
976	GRAVATAI-500	1,02	-25,37	0	0	0	0
995	ITA-500	1,05	-12,56	0	0	0	0
1030	MACHADIN-500	1,06	-13,37	0	0	0	0
1047	SOSORIO-230	1,03	7,51	0	0	0	0
1060	SSANTIAG-500	1,04	-0,49	0	0	0	0
1210	GRAVATAI-230	1	-27,93	0	0	0	0
2458	CASCAVEL-230	1	0,95	0	0	0	0
20814	BATEIAS-1SE	0,97	-24,08	680	130	0	0
20840	CASCAVEL-1SE	0,99	-1,87	150	32	0	0
20848	FCHOPIIM-1SE	1	2,87	90	17	0	0
20934	AREIA-1SE	0,99	-7,04	235	57	0	0
20939	BLUMENAU-1SE	0,96	-28,4	940	50	0	0
20960	CURITIBA-1SE	0,96	-24,9	790	330	0	0
20965	CAXIAS-1SE	0,97	-26,08	700	49	0	0
21210	GRAVATAI-1SE	0,95	-28,79	1100	400	0	0
22458	CASCA230-1SE	0,98	0,6	400	125	0	0
30814	BATEIAS-1TR	1	-23,48	0	0	0	0
30840	CASCAVEL-1TR	1	-1,75	0	0	0	0
30848	FCHOPIIM-1TR	1	2,95	0	0	0	0
30934	AREIA-1TR	1	-6,86	0	0	0	0
30939	BLUMENAU-1TR	1	-27,28	0	0	0	0
30960	CURITIBA-1TR	1	-24,58	0	0	0	0
30965	CAXIAS-1TR	1	-25,28	0	0	0	0
31210	GRAVATAI-1TR	1	-28,21	0	0	0	0
32458	CASCA230-1TR	1	0,85	0	0	0	0
TOTAL				5085	1190	5395,22	-126,62

disso, para cada cenário, o montante de potência ativa gerada pela GD é igual para todas as barras de inserção.

O cálculo do nível de penetração da GD é feito levando-se em consideração o montante total de potência ativa gerada no sistema como um todo, conforme descrito em (REZA et al., 2004) através da equação (5.1).

$$\%P_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{GD} + P_{GT}} \quad (5.1)$$

onde,

P_{GD} é a Potência Ativa total gerada pela GD, somados todos os geradores distribuídos;
 P_{GT} é a Potência Ativa total injetada diretamente no sistema de G&T (GT), somados todos os geradores conectados diretamente ao sistema de transmissão;

$\%P_{GD}$ é a Porcentagem de Potência Ativa gerada pela GD em relação ao montante total de potência ativa gerada no sistema.

Visando observar o comportamento dos índices de avaliação escolhidos em diferentes níveis de penetração da GD no sistema de G&T, foram escolhidos 4 cenários conforme descrito a seguir:

Cenário **a**:

Neste cenário foi inserido um gerador distribuído de 30 MW em cada barra PQ do sistema, representando um nível de penetração de $\%P_{GD} \approx 5\%$ (o gerador é incluído na barra 2XXXX, como mostra a Figura 5.1). Este cenário considera uma GD típica, não planejada de modo centralizado, o que implica na manutenção dos mesmos valores de potência ativa para todas as barras com geração do sistema de G&T, conforme a Tabela 5.1.

Neste caso estão sendo levadas em consideração as incertezas que envolvem o fornecimento de energia pela GD, como por exemplo, intermitências de determinados tipos de fontes de GD. Desta forma, a barra de folga (*slack*) é a única que tem a sua

geração modificada em cada diferente cenário de nível de penetração GD.

Cenário b:

Da mesma forma que no cenário anterior, inseriu-se um gerador distribuído de 30 MW em cada barra PQ do sistema G&T. Porém neste cenário é considerada uma operação com redespacho centralizado da geração, deste modo, considerando que todo o montante de potência entregue pela GD é confiável (em uma analogia a uma situação real, isto implica que o Operador Nacional do Sistema pode contar com estes empreendimentos para suprir as demandas do SIN). O redespacho foi feito, mantendo-se a proporcionalidade de participação de cada barra de geração do sistema de G&T no cenário base. Desta forma, não somente a barra de folga tem sua geração modificada, mas também todas as demais barras PV.

Cenário c:

Para o presente cenário, dois geradores distribuídos, totalizando uma potência ativa gerada de 60 MW, foram inseridos em cada barra PQ ($\%P_{GD} \approx 10\%$). Para esta análise, em cada barra de inserção de GD, considerou-se que 30 MW foram redespachados de forma centralizada. Deste modo, entende-se que metade do montante de potência entregue pela GD é confiável.

Cenário d:

Por fim, em um último cenário para análise de estabilidade transitória quanto ao nível de penetração de GD foram inseridos três geradores distribuídos, totalizando 90 MW gerados em cada barra PQ do sistema G&T ($\%P_{GD} \approx 15\%$). Novamente considerou-se que, em cada barra de inserção, 30 MW de GD foram redespachados de forma centralizada.

A Tabela 5.2 exhibe alguns dados relevantes relativos a cada cenário deste con-

junto de testes. A primeira coluna identifica cada cenário deste primeiro conjunto de simulações. Na segunda e terceira colunas estão descritos o total de potência ativa gerada pela GD (P_{GD}^{total}) e o total de potência GD redespachada ($P_{GD}^{redesp.}$), respectivamente. A quarta e quinta colunas contém os resultados de potência total injetada diretamente ao sistema G&T pelos grandes geradores (P_{GT}^{total}) e a potência gerada pela barra de folga (P_G^{slack}) em cada cenário, respectivamente.

Entre os cenários **a** e **b**, a única diferença é o redespacho centralizado da geração feito no cenário **b**. Observando a Tabel 5.2 é possível notar que o cenário b apresenta uma menor variação da potência gerada pela barra de folga em relação ao cenário base.

Já para os cenários **c** e **d**, ambos contam com o mesmo redespacho de P_{GT} , porém a GD tem maiores níveis de penetração no cenário d, em relação aos cenários c e b. Assim, a barra de folga em **d** sofre uma maior variação em sua geração.

Tabela 5.2: Conjunto de Cenários 1: Níveis de penetração GD. Fonte: O autor.

id	P_{GD}^{total} (MW)	$P_{GD}^{redesp.}$ (MW)	P_{GT}^{total} (MW)	P_G^{slack} (MW)
Cenário a	270	0	5.108,28	808,28
Cenário b	270	270	5.102,30	1.017,30
Cenário c	540	270	4.818,15	733,15
Cenário d	810	270	4.536,07	451,07

5.1.2 Conjunto de testes 2: Inserção de GD em barras específicas

Como um segundo conjunto de teste foram inseridos geradores distribuídos em barras de cargas específicas do sistema de G&T, fazendo uma analogia a situações reais de estudos planejamento quando, por exemplo, produtores independentes solicitam, junto à concessionária responsável, a inserção de geradores distribuídos em pontos específicos do sistema. Assim, a metodologia de análise pode ser utilizada para avaliar os impactos da inserção destas unidades geradoras na estabilidade transitória angular do sistema de G&T.

Para este conjunto de testes, somente foram simuladas situações sem redespacho de geração do sistema de G&T. Deste modo, foram escolhidos 3 cenários, cada um com inserção total de 60 MW de GD, conforme segue:

- a) Dois geradores de 30 MW conectados a barra 814 (Bateias);
- b) Dois geradores de 30 MW conectados a barra 848 (Foz do Chopim);
- c) Dois geradores de 30 MW conectados a barra 1210 (Gravataí).

A escolha da barras de carga para a inserção da GD foi baseada em duas razões principais. As barras encontram-se eletricamente distantes entre si, apresentando diferentes topologias de rede em suas vizinhanças. Além disso, é grande a diferença de potência ativa demandada por tais barras, sendo que a barra 814 conta com uma demanda de 680 MW, a barra 848 tem uma demanda mais leve de 90 MW e a barra 1210 apresenta uma demanda mais pesada de 1100 MW.

Estes cenários fazem analogia a situações práticas onde a ferramenta de análise proposta neste trabalho serviria de apoio para as análises do engenheiro de planejamento, indicando os geradores do sistema G&T mais e menos afetados por determinado empreendimento de GD para o qual fosse requisitada conexão a rede.

5.2 Contingências analisadas

Como segundo passo da metodologia, deve ser feito um estudo para se avaliar quais as contingências que devem ser levadas em consideração em cada análise desejada. Tal estudo pode ser feito com base em dados históricos que trazem o conjunto de contingências de maior incidência no sistema.

Para os estudos realizados nesta dissertação foram adotadas perturbações na forma de curto-circuitos trifásicos aplicados a uma circuito de transmissão sendo atribuído a uma das barras terminais, objetivando analisar uma gama representativa de con-

tigências possíveis no sistema de G&T. As faltas foram aplicadas no instante de tempo igual a 0,2 segundos, tendo a duração de 100 ms, sendo que sua eliminação se deu pela abertura de um dos circuitos interligados a barra em falta.

Assim, foram totalizados 52 eventos (faltas) por cenário, sendo cada índice observado para cada um dos 7 grupos de geração centralizada, perfazendo um total de 364 pontos de análise por cenário. A Tabela 5.3 descreve os 52 eventos, identificando-os um a um em ordem crescente. Note que, como algumas barras são conectadas através de dois circuitos de linhas de transmissão diferentes (coluna Circuito Afetado), é realizada a identificação diferenciada para eventos com a eliminação da falta pela retirada de cada circuito.

Tabela 5.3: Conjunto de contingências. Fonte: O autor.

ID Evento	Barra da falta	Barra oposta	Circuito Afetado	ID Evento	Barra da falta	Barra oposta	Circuito Afetado
1	824	933	1	27	955	938	1
2	824	933	2	28	955	964	1
3	839	898	1	29	955	1030	1
4	839	1047	1	30	959	933	1
5	839	2458	1	31	959	938	1
6	839	2458	2	32	959	895	1
7	856	1060	1	33	964	955	1
8	856	933	1	34	964	976	1
9	895	933	1	35	964	995	1
10	895	959	1	36	976	964	1
11	896	897	1	37	976	995	1
12	897	896	1	38	995	976	1
13	897	1060	1	39	995	964	1
14	898	839	1	40	995	1030	1
15	898	1047	1	41	995	1060	1
16	933	824	1	42	1030	995	1
17	933	824	2	43	1030	955	1
18	933	856	1	44	1047	839	1
19	933	895	1	45	1047	898	1
20	933	955	1	46	1047	934	1
21	933	959	1	47	1047	934	2
22	934	1047	1	48	1060	856	1
23	934	1047	2	49	1060	995	1
24	938	955	1	50	1060	897	1
25	938	959	1	51	2458	839	1
26	955	933	1	52	2458	839	2

5.3 Índices normalizados e índices globais

A fim de possibilitar uma análise comparativa entre os diferentes eventos de diferente cenários, optou-se pela normalização dos resultados dos índices de avaliação. Neste processo, o cenário base sem GD foi utilizado como referência para todas as comparações. Com o resultado dos índices de cada gerador do sistema de G&T, calculou-se um resultado médio para cada contingência. Na sequência, foram dados valores em zero e um para os resultados médios de cada evento, sendo zero para o pior resultado e um para o melhor.

É relevante observar que quanto maiores forem os valores dos índices MDACI, MDAID e ITAE-ts, menor serão os resultados de seus índices normalizados, indicando casos com piores comportamentos destas grandezas. Já para o Tempo Crítico de eliminação da falta (TC), a relação com seu índice normalizado é diretamente proporcional.

Desta forma, as equações (5.2) - (5.5) descrevem os Índices Normalizados (IN), calculados um para cada contingência j (lembrando que j varia de 1 a 52, conforme identificação de cada evento na Tabela 5.3). Sendo assim, para um determinado cenário r , serão ao todo 52 INs para cada índice de desempenho. Para o cálculo de normalização, não são levados em consideração as contingências nas quais a resposta do sistema é instável.

Por questões de formalização matemática, todos os cenários escolhidos nesta dissertação foram organizados no conjunto $C = \{ \text{Cenário base, Cenário 1a, Cenário 1b, Cenário 1c, Cenário 1d, Cenário 2a, Cenário 2b, Cenário 2c} \}$. Desta forma, a variável r varia de modo crescente de 0 a 7, identificando cada cenário na ordem em que aparece no conjunto C .

$$IN_{r,j}^{MDACI} = 1 - \frac{M_{r,j}^{MDACI} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{MDACI})}{\max_{r,j}(M_{r,j}^{MDACI}) - \min_{r,j}(M_{r,j}^{MDACI})} \quad (5.2)$$

$$IN_{r,j}^{MDAID} = 1 - \frac{M_{r,j}^{MDAID} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{MDAID})}{\max_{r,j}(M_{r,j}^{MDAID} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{MDAID}))} \quad (5.3)$$

$$IN_{r,j}^{ITAE-ts} = 1 - \frac{M_{r,j}^{ITAE-ts} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{ITAE-ts})}{\max_{r,j}(M_{r,j}^{ITAE-ts} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{ITAE-ts}))} \quad (5.4)$$

$$IN_{r,j}^{TC} = \frac{M_{r,j}^{TC} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{TC})}{\max_{r,j}(M_{r,j}^{TC} - \min_{r,j}(M_{r,j}^{TC}))} \quad (5.5)$$

onde,

$j = 1, 2, \dots, 52$;

$r = 0, 1, \dots, 7$;

$M_{r,j}^{MDACI}$ é a média dos índices MDACI para o evento j no cenário r ;

$M_{r,j}^{MDAID}$ é a média dos índices MDAID para o evento j no cenário r ;

$M_{r,j}^{ITAE-ts}$ é a média dos índices ITAE-ts para o evento j no cenário r ;

$M_{r,j}^{TC}$ é a média dos índices TC para o evento j no cenário r .

Os Índices Normalizados de cada contingência, por sua vez, são utilizados no cálculo da Média Normalizada (MN) de cada índice de desempenho, em cada cenário. Esta média auxilia na visualização global do comportamento de determinado índice de desempenho no cenário, sendo dada pela soma de todos os INs dividido pelo número total de contingências com respostas estáveis de cada cenário.

Tomando $S = \{ 1, 2, \dots, 52 \}$ como o conjunto formado por todas as contingências j de determinado cenário r e considerando $\bar{S} \in S$, onde \bar{S} é um conjunto constituído por todas as contingências com respostas estáveis de S , temos o número de elementos do conjunto \bar{S} como sendo a quantidade de contingências com respostas estáveis ($n^{est.}$).

Sendo assim, as equações (5.6) - (5.9) descrevem a Média Normalizada para cada índice de desempenho em cada cenário r .

$$MN_r^{MDACI} = \frac{\sum_{j \in \bar{S}} IN_{r,j}^{MDACI}}{n^{est.}} \quad (5.6)$$

$$MN_r^{MDAID} = \frac{\sum_{j \in \bar{S}} IN_{r,j}^{MDAID}}{n^{est.}} \quad (5.7)$$

$$MN_r^{ITAE-ts} = \frac{\sum_{j \in \bar{S}} IN_{r,j}^{ITAE-ts}}{n^{est.}} \quad (5.8)$$

$$MN_r^{TC} = \frac{\sum_{j \in \bar{S}} IN_{r,j}^{TC}}{n^{est.}} \quad (5.9)$$

A partir das Médias Normalizadas de cada índice, diferentes cenários podem ser comparados com o cenário base. Visando uma medição ampla do impacto observado em cada cenário pela inserção de GD, propõe-se um Índice Porcentual de Impacto da GD ($\%IGD_r$) referente a cada cenário r , sendo calculado pela variação percentual da Média Normalizada de determinado cenário com GD (MN_r) em relação a Média Normalizada do cenário base (MN_0). As equações (5.10) - (5.13) descrevem estes índices de impacto para cada índice de avaliação, podendo estes serem positivos ou negativos.

$$\%IGD_r^{MDACI} = \frac{MN_r^{MDACI}}{MN_0^{MDACI}} - 1 \quad (5.10)$$

$$\%IGD_r^{MDAID} = \frac{MN_r^{MDAID}}{MN_0^{MDAID}} - 1 \quad (5.11)$$

$$\%IGD_r^{ITAE-ts} = \frac{MN_r^{ITAE-ts}}{MN_0^{MDAID}} - 1 \quad (5.12)$$

$$\%IGD_r^{TC} = \frac{MN_r^{TC}}{MN_0^{TC}} - 1 \quad (5.13)$$

Por fim, propondo um único índice geral para avaliação do impacto da inserção de GD para cada cenário, foi calculada uma média aritmética dos quatro Índices Porcentuais de Impacto. A este índice foi dada a denominação de Índice Porcentual Global de Impactos da GD, sendo identificado pela sigla $\%IGD_r$ e descrito pela equação (5.14).

$$\%IGD_r = \frac{\%IGD_r^{MDACI} + \%IGD_r^{MDAID} + \%IGD_r^{ITAE-ts} + \%IGD_r^{TC}}{4} \quad (5.14)$$

5.4 Visão geral da metodologia

Os índices de desempenho propostos e formulados no Capítulo 4 desta dissertação, bem como o processo de normalização dos resultados são calculados a partir de dados extraídos da resposta transitória de cada gerador conectado ao sistema de G&T, para cada contingência exposta pela Tabela 5.3. Sendo assim, a seguir estão descritos os passos para a obtenção e exibição dos resultados de cada cenário.

Primeiramente, para o cálculo das condições de regime permanente pré-falta é utilizado o software ANAREDE do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras (CEPEL/Eletróbrás). Este processo toma como entrada os diferentes cenários determinados nos conjuntos de testes desta dissertação. Deste modo, utilizando os modelos estáticos do sistema-teste, o cálculo de fluxo de potência do sistema para cada cenário é executado. A partir deste cálculo são obtidas as condições iniciais para as variáveis de tensão e ângulo de rotor de cada barra do sistema de G&T.

Utilizando os resultados para o ângulo de rotor das simulações em regime permanente, simulações no domínio do tempo são inicializadas, levando em consideração cada contingências apresentada na Tabela 5.3. Neste processo de cálculo de respostas do comportamento transitório eletromecânico do sistema é que está concentrada a maior parte do esforço computacional. Para tal, foi utilizado o software de simulações transitórias eletromecânicas ANATEM, também desenvolvido pelo grupo CEPEL/Eletróbrás.

Com as séries temporais resultantes das simulações dinâmicas, segue-se então ao cálculo de cada índice de desempenho, sendo este cálculo realizado no ambiente

do software MatLab da empresa de domínio privado The MathWorks, Inc. após uma conversão de arquivos de dados numéricos por questões de compatibilidade ("plt" é a extensão de saída do ANATEM e "txt" é a extensão de entrada do MatLab). Nesta etapa do processo, as séries temporais são importadas, servindo como entrada para os algoritmos de cálculo de cada índice de desempenho proposto, seguindo a formulação descrita no Capítulo 4.

Ainda no ambiente do software MatLab, foi desenvolvida uma ferramenta para a organização e apresentação dos resultados de cada conjunto de índices de desempenho. O modo de apresentação proposto traz as informações condensadas do resultado de cada índice em um mapa de cores intuitivo, onde cores mais frias como o azul-claro e o verde são usadas para representar melhores resultados e cores mais quentes como laranja e vermelho, representam piores resultados para os índices.

No presente trabalho, são mapeados os impactos que a inserção de GD causa sobre os grandes geradores do sistema de G&T, sendo que o eixo horizontal representa cada evento de contingência simulado e o eixo vertical identifica a barra de cada grupo de geradores do sistema de G&T. A Figura 5.2 representa um exemplo de mapa de cores resultante para determinado cenário e determinado índice de desempenho.

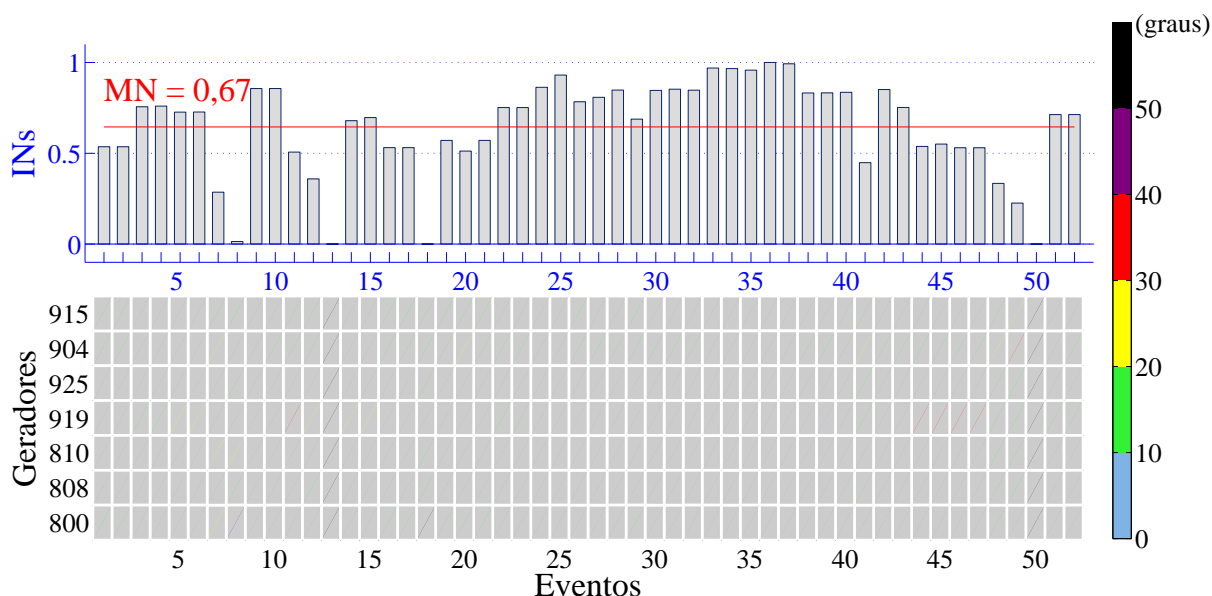


Figura 5.2: Exemplo do Mapa de Cores. Fonte: O autor.

Cada mapa representa os resultados de cada índice para determinado cenário, seguindo a legenda de cores da barra definida na extremidade direita. Logo acima de cada mapa, são expostas mais duas informações: os Índices Normalizados (IN) de cada evento (representados por barras verticais) e a Média Normalizada para o cenário (ilustrada através da linha horizontal sobre as barras).

Em uma visão geral, a Figura 5.3 exibe o fluxograma do processo para a geração de resultados.

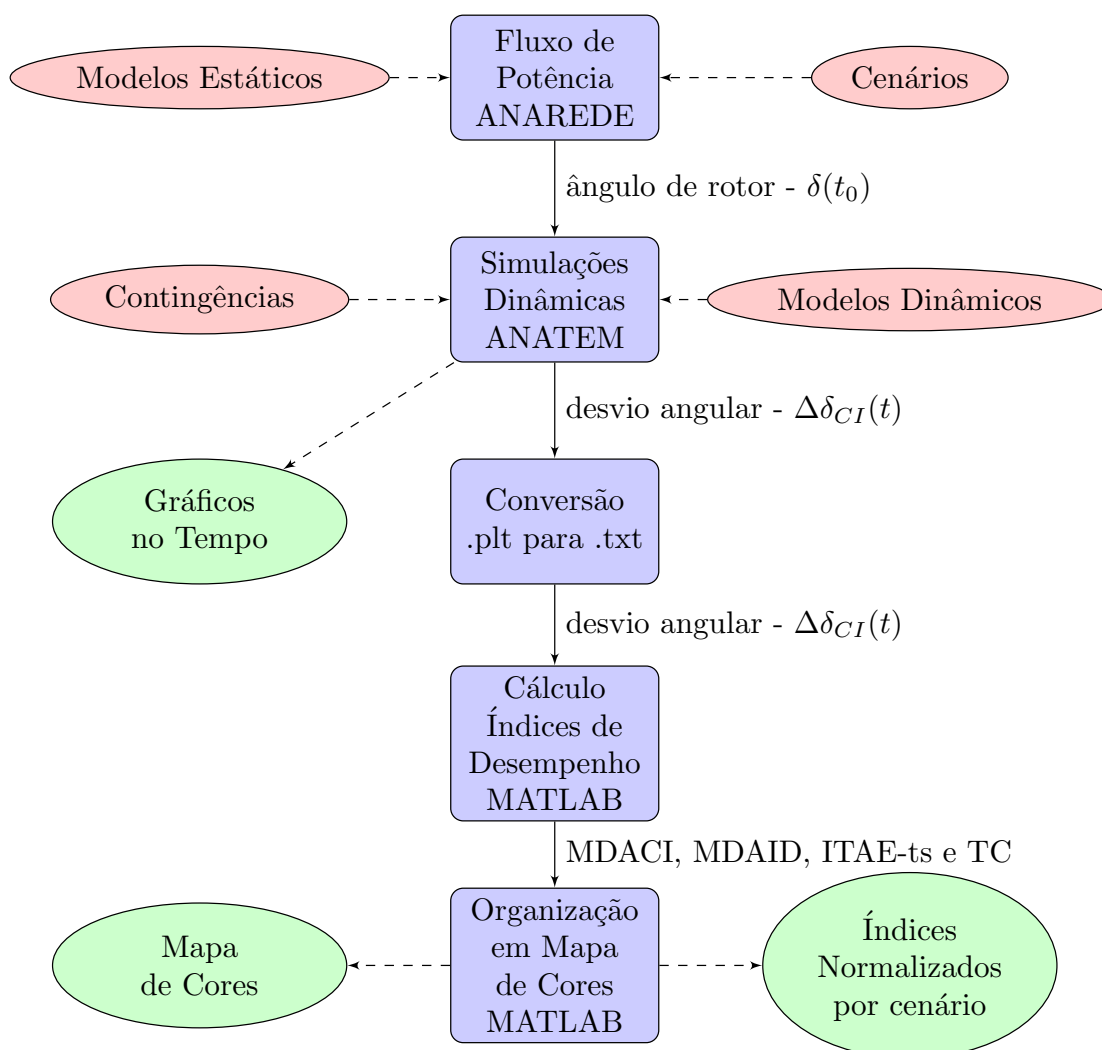


Figura 5.3: Fluxograma da metodologia proposta. Fonte: O autor.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia de análise apresentada no capítulo anterior sobre o sistema-teste para os conjuntos de testes já expostos. De modo a permitir uma melhor comparação entre diferentes cenários, as seções foram divididas por índice de desempenho.

Assim, pode-se apreciar e realizar a comparação dos mapas de cores e índices normalizados de diferentes cenários para o mesmo índice de desempenho com maior facilidade. O primeiro mapa de cores de cada índice traz o resultado para cenário base, enquanto os demais são devidamente identificados na descrição de cada figura, seguindo a seguinte nomenclatura:

- 1a) Cenário **a** do Conjunto de testes 1: $P_{GD}^{total} = 270$ MW (sem redespacho);
- 1b) Cenário **b** do Conjunto de testes 1: $P_{GD}^{total} = 270$ MW (redespacho de 270 MW);
- 1c) Cenário **c** do Conjunto de testes 1: $P_{GD}^{total} = 540$ MW (redespacho de 270 MW);
- 1d) Cenário **d** do Conjunto de testes 1: $P_{GD}^{total} = 810$ MW (redespacho de 270 MW);
- 2a) Cenário **a** Conjunto de testes 2: $P_{GD} = 60$ MW (barra 814);
- 2b) Cenário **b** Conjunto de testes 2: $P_{GD} = 60$ MW (barra 848);
- 2c) Cenário **c** Conjunto de testes 2: $P_{GD} = 60$ MW (barra 1210).

Ao final da exposição dos resultados de cada índice de desempenho, são calculados os índices gerais $\%IGD$, de maneira a realizar uma comparação geral entre todos os cenários.

6.1 Resultados para diferentes níveis de penetração da GD

A seguir são apresentados os resultados em mapa de cores para diferentes níveis de penetração da GD, seguindo a identificação dos cenários citada.

6.1.1 Índice MDACI

O resultado do cenário base para o índice MDACI é apresentado na Figura 6.1. No mapa de cores, se notam dois eventos (contingências 13 e 50) para os quais todos os geradores recebem a cor preta. Tais eventos apresentam respostas dinâmicas instáveis em todos os cenários, como poderá ser notado em todos os mapas de cores deste trabalho. Ambos eventos tratam de faltas cuja eliminação envolve a abertura da única linha de transmissão entre as barras 897 e 1060. Esta linha é de grande importância para a distribuição do fluxo de potência do sistema, advindo principalmente da unidade geradora conectada a barra 897 (UHE Santo Caxias).

Para este cenário, a Média Normalizada (MN) de todos o Índice Normalizados (IN) do cenário base é de 0,66 (linha vermelha sobre o gráfico de barras). Olhando para o gráfico de barras posicionado sobre o mapa de cores pode-se notar que o evento 18 apresenta o menor IN dentre todas as contingências simuladas. Já o maior IN observado para o MDACI é para o evento 37.

Observando o seu mapa de cores, grande parte dos eventos dos geradores da barra 904 (UHE Itá) são destacados em vermelho e amarelo, indicando uma maior susceptibilidade de tais máquinas a grandes excursões máximas em relação a condição inicial do CI do sistema.

Também os geradores da barra 919 (UHE Salto Osório) apresentam muitos eventos destacados em amarelo e alguns destacados em roxo. As contingências em roxo 14, 15, 44, 45, 46 e 47 são faltas eliminadas através da abertura de circuitos de transmissão próximos a barra 919 e a barra 898 (unidade consumidora Foz do Chopim).

A Figura 6.2 apresenta o resultado do cenário com inserção de 30 MW de GD em cada barra PQ do sistema G&T, sem redespacho de geração centralizada. Para tal cenário, a MN sofre um aumento considerável em relação ao cenário base, atingindo o valor de 0,73. Isto ocorre principalmente devido a melhora do índice para grande parte dos eventos referente a barra 904.

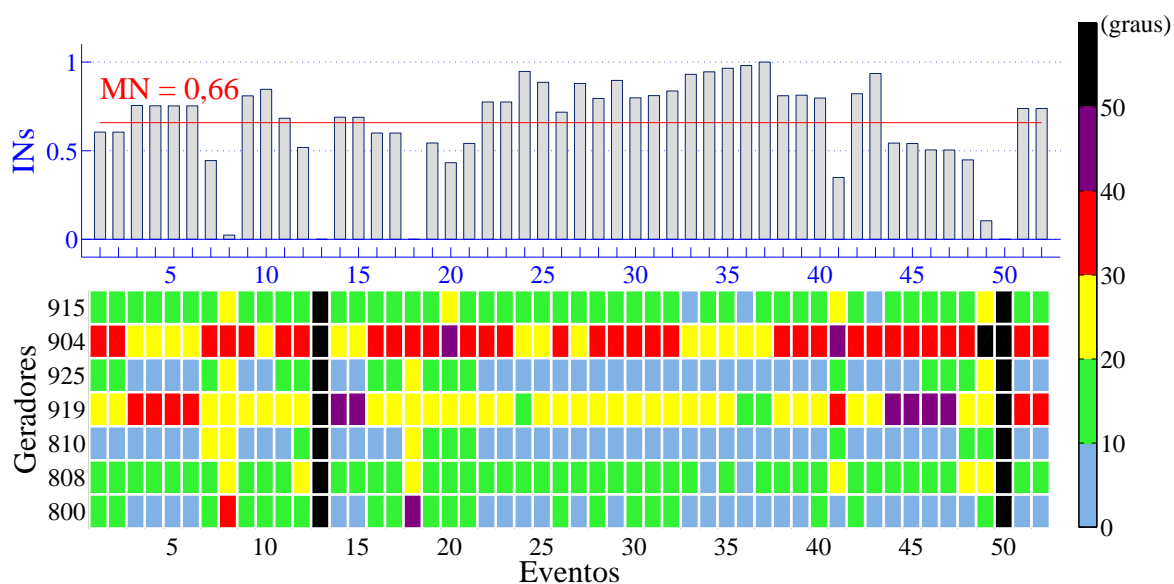


Figura 6.1: Mapa **MDACI**: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

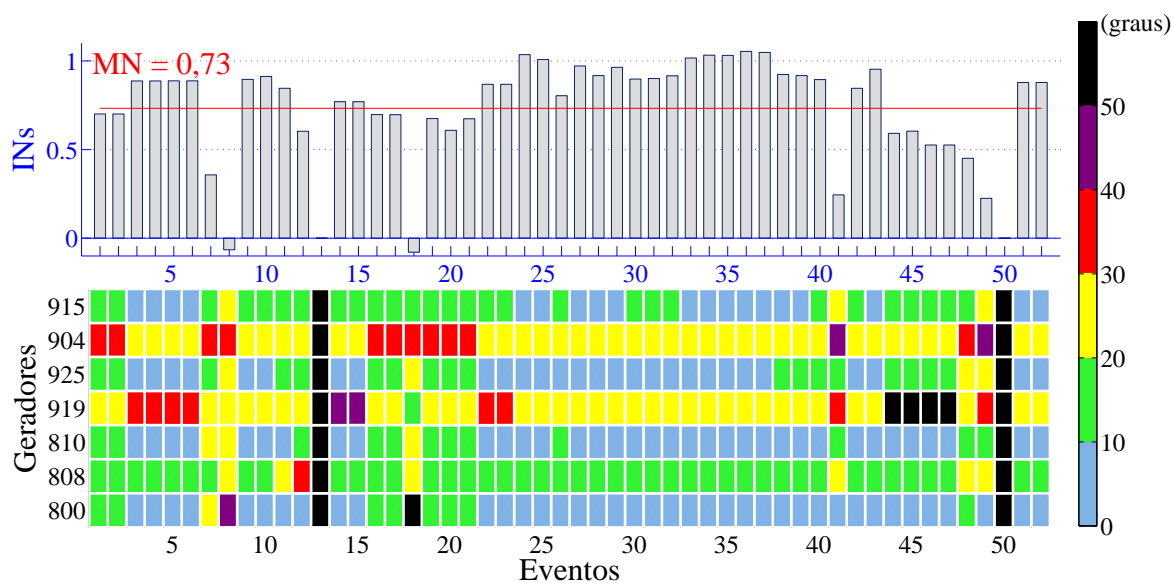


Figura 6.2: Mapa **MDACI**: Cenário 1a($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.

Por outro lado, os eventos 44, 45, 46 e 47 passam a ser classificados com a cor preta, indicando desvios de ângulo maiores do que 50 graus. Outros eventos afetados negativamente foram os de número 8 e 18, cujos IN são inferiores aos observados para o cenário base (veja o gráfico em barras).

Mantendo o mesmo nível de penetração do cenário 1a, porém considerando agora a GD no redespacho centralizado da geração, o cenário 1b (Figura 6.3) apresenta um leve incremento da Média Normalizada, passando de 0,73 para 0,76. É possível notar muitos pontos afetados pelo redespacho centralizado da GD.

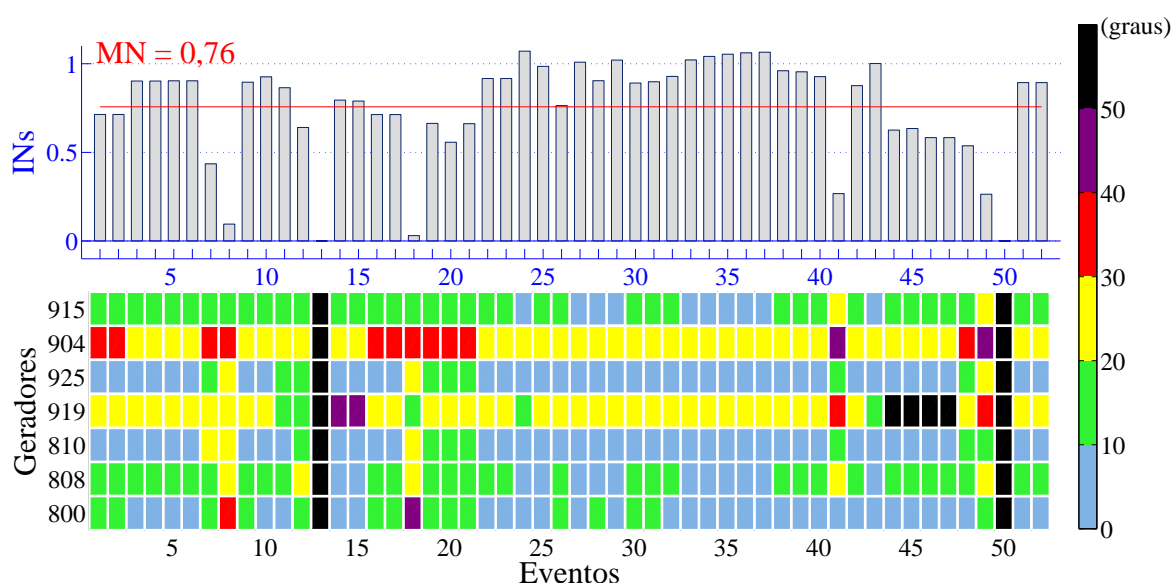


Figura 6.3: Mapa **MDACI**: Cenário 1b ($P_{GD}^{total} = 270MW$ -redespacho). Fonte: O autor.

São notáveis os impactos positivos, principalmente sobre os geradores da barra 808 (UHE Salto Caxias) e da barra de folga 800 (UHE Gov. Bento Munhoz). Os geradores da barra 808 passam a contar com 13 eventos onde o MDACI não é superior a 10 graus. Além disso, os eventos 8 e 18 apresentam uma melhora visível em seus índices relacionados ao geradores da barra 800, o que leva a um aumento em seus Índice Normalizados.

No cenário 1c há o aumento de potência gerada pela GD para 540 MW, mantendo o redespacho centralizado de 270 MW de GD. Os resultados da Figura 6.4 mostram um leve retorno no valor da Média Normalizada em relação ao cenário anterior.

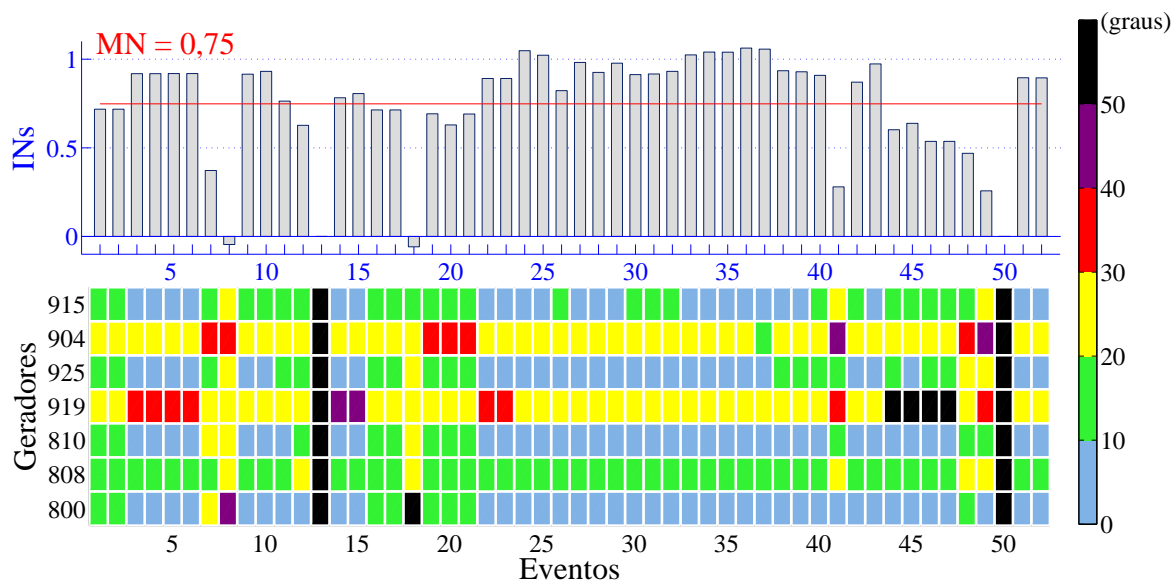


Figura 6.4: Mapa **MDACI**: Cenário 1c($P_{GD}^{total} = 540MW$ -redespacho). Fonte: O autor.

Este retorno pode indicar um possível limite de inserção de GD não redespachada. Tal possibilidade é reforçada quando observada a Figura 6.5, que traz o mapa de cores para o cenário 1d. Tal cenário conta com 810 MW de GD, dos quais há o redespacho centralizado de 270 MW.

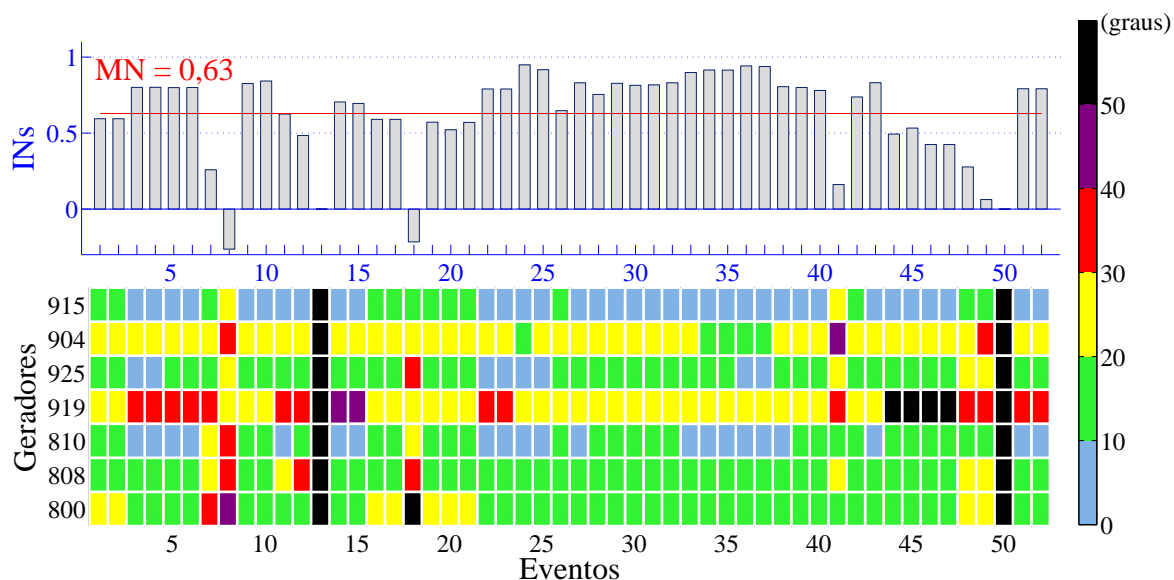


Figura 6.5: Mapa **MDACI**: Cenário 1d($P_{GD}^{total} = 810MW$ -redespacho). Fonte: O autor.

Neste cenário, são observados pequenos impactos positivos para os índices dos geradores nas barras 915 e 904. Porém, sua Média Normalizada sofre um grande recuo em relação aos demais cenários, inclusive ficando inferior a MN do cenário base.

Todos as demais barras com geração (925, 919, 810, 808 e 800) apresentaram impactos negativos em relação ao cenário base. Dentre todos os eventos, pode-se destacar novamente os eventos 8 e 18. Para ambos, é observada uma redução drástica nos valores de INs.

6.1.2 Índice MDAID

Observando o mapa de cores da Figura 6.6, o qual expõe os resultados para o índice MDAID no cenário base sem a inserção de GD, o evento 18 apresenta o menor Índice Normalizado (IN) dentre todos os eventos com resposta estáveis (vide gráfico de barras).

Tal resultado é causado principalmente pelo alto valor de MDAID obtido para o gerador da barra 800 (barra de folga - UHE Gov. Bento Munhoz), valor este superior a 50 graus (vide mapa de cores). Tal evento trata de uma falta na barra 933 eliminada através da abertura da linha de transmissão que a interliga a barra 856, barra esta a qual é conectada a UHE Segredo.

Por outro lado, o maior IN para cenário base é encontrado no evento 36. Para este evento nenhum gerador do sistema G&T apresentou MDAID maior do que 10 graus. Trata-se de uma falta aplicada a barra 976 (unidade consumidora Gravataí), eliminada com a abertura da linha até a barra 964 (unidade consumidora Caxias). Ambas as unidades consumidoras apresentam mais do que uma linha de transmissão interligando-as ao sistema.

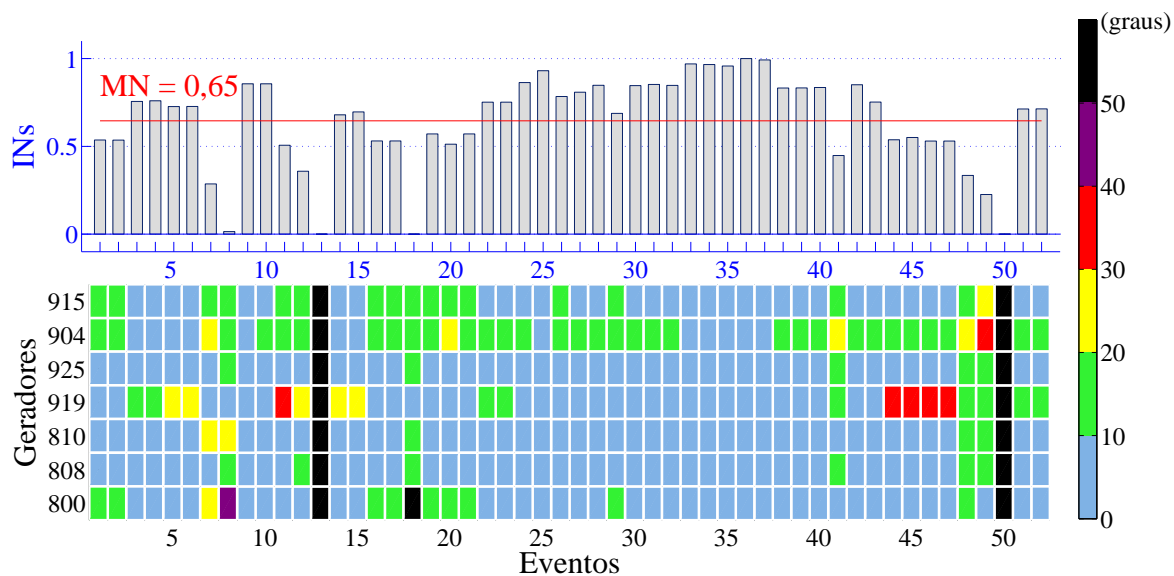


Figura 6.6: Mapa **MDAID**: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

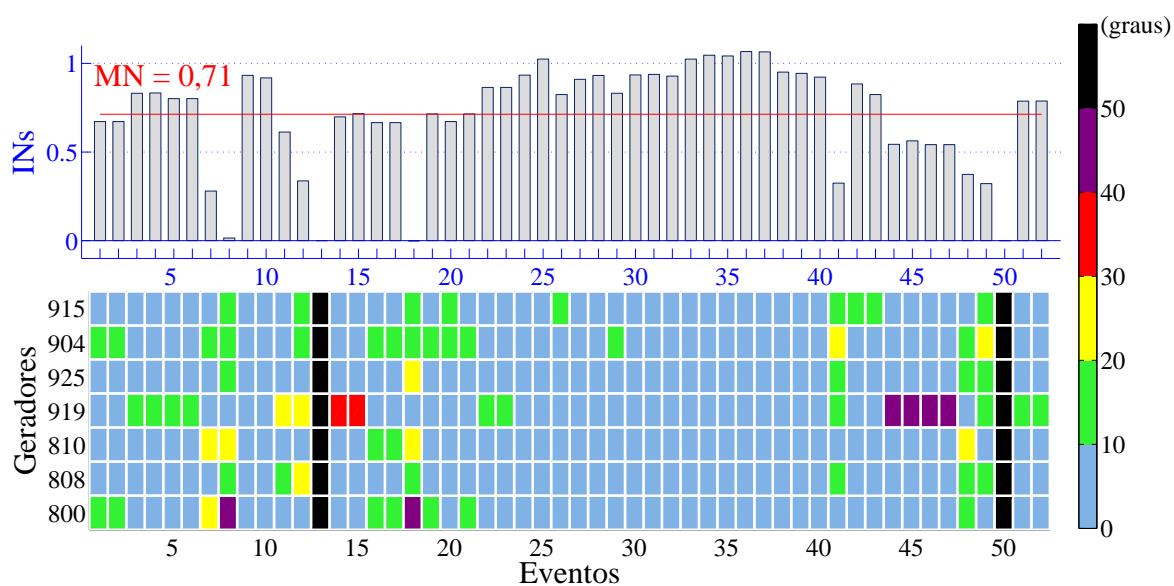


Figura 6.7: Mapa **MDAID**: Cenário 1a ($P_{GD}^{total} = 270 MW$). Fonte: O autor.

A Figura 6.7 traz o resultado do MDAID pra o cenário 1a. É possível observar um aumento na Média Normalizada (MN) que passa de 0,65 no cenário base para 0,71. Ainda, para a grande maioria dos eventos, há um aumento dos INs, sendo que alguns valores são superiores ao maior valor de IN do cenário base (eventos 25, 33, 34, 35, 36 e 37).

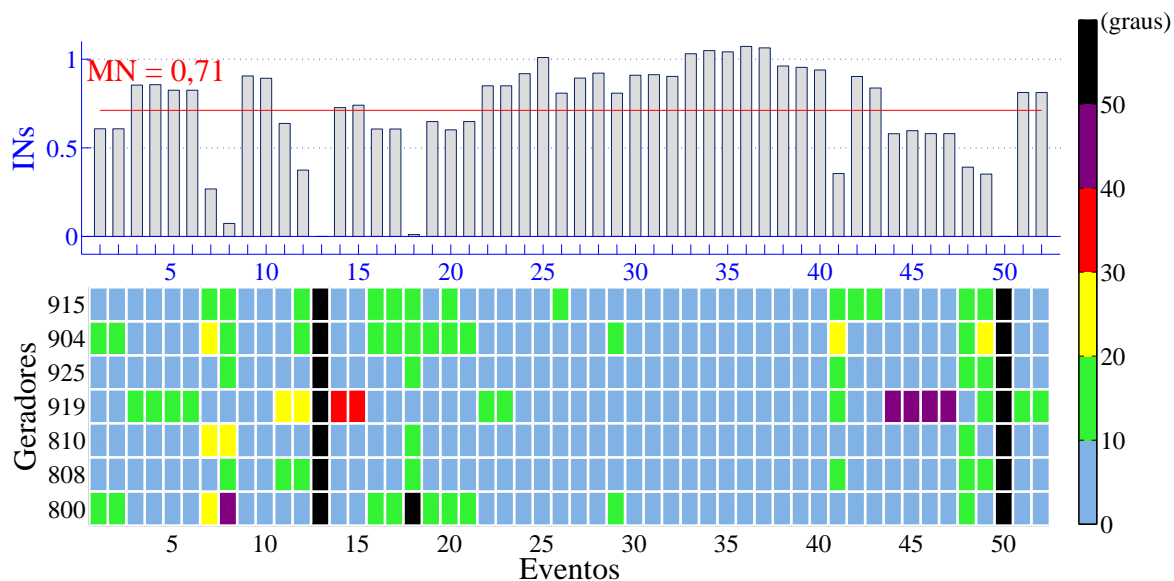


Figura 6.8: Mapa **MDAID**: Cenário 1b ($P_{GD}^{total} = 270 MW$ -redespacho). Fonte: O autor.

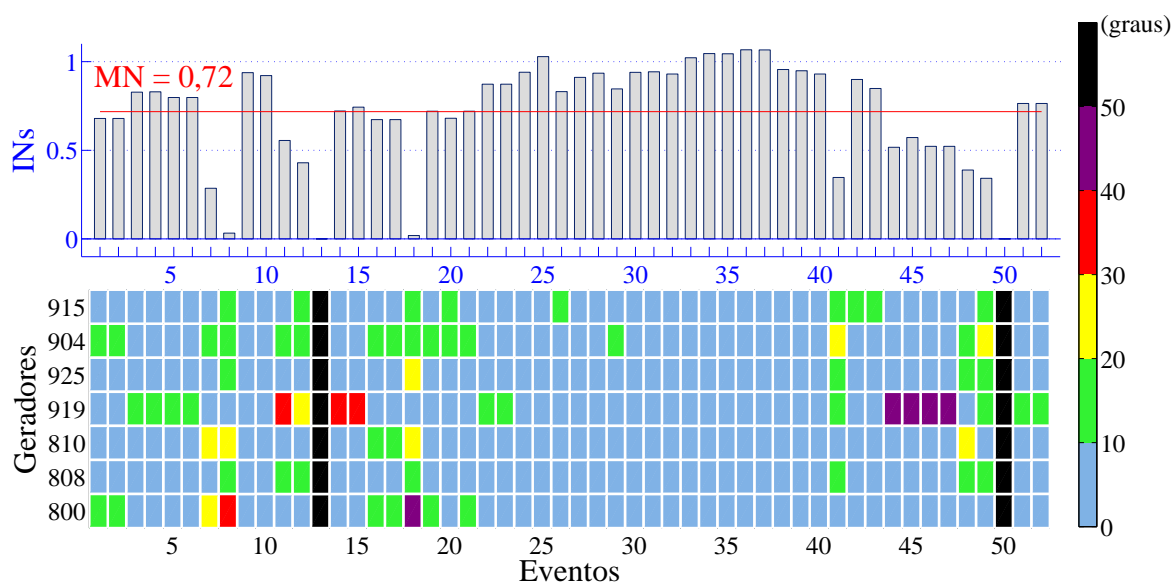


Figura 6.9: Mapa **MDAID**: Cenário 1c ($P_{GD}^{total} = 540 MW$ -redespacho). Fonte: O autor.

Poucas são as diferenças entre os cenários 1a e 1b (Figuras 6.7 e 6.8), indicando que o redespacho não teve grande influência sobre o MDAID. Porém, em relação ao cenário base, ambos os cenários mostraram piores índices para os geradores da barra 919 (UHE Salto Osório), principalmente para os eventos 14, 15, 44, 45, 46 e 47. Por outro lado, nota-se uma melhora geral de MDAID dos geradores da barra 904.

O cenário 1c (Figura 6.9) conta com a inserção total de 540 MW de GD, sendo 270 MW redespachados de forma centralizada. Este montante, representando aproximadamente 10% de penetração da GD no sistema, surte um leve efeito de melhora na MN do índice MDAID em relação aos cenários 1a e 1b, com o valor de 0,72.

Uma observação pontual pode ser feita sobre o gerador da barra 800, sendo afetado de forma positiva pelo aumento da inserção de GD, principalmente nos eventos 7 e 18. Como esta é a barra de folga do sistema, o redespacho de 270 MW de geração do sistema de G&T provavelmente afetou sua resposta transitória.

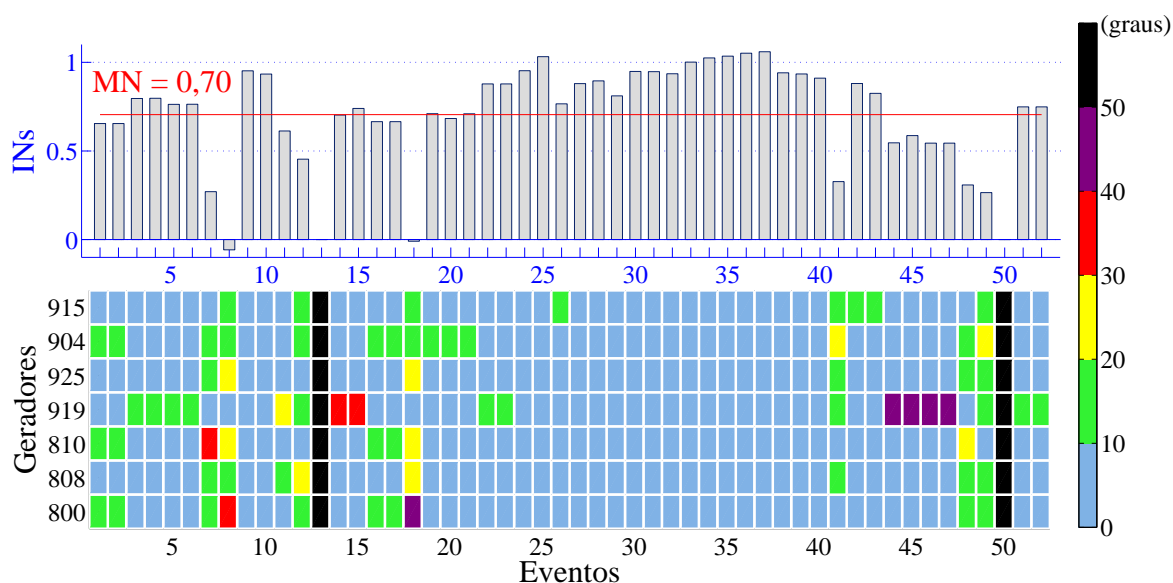


Figura 6.10: Mapa MDACI: Cenário 1d ($P_{GD}^{total} = 810\text{MW}$ -redespacho). Fonte: O autor.

Por fim, o resultado para cenário 1d (Figura 6.10), onde a inserção de GD sobre para 810 MW e redespacho é mantido para 270 MW, apresenta um retorno do valor da MN para 0,70. Observando o evento 7, o índice passa a apresentar IN menor do que o apresentado no cenário base.

Em geral, os impactos da GD expostos pelos mapas de cores para o índice MDAID foram positivos. Porém, com a utilização da ferramenta proposta é possível a identificação pontual de situações de possíveis impactos negativos, além de indicativos de limites para um inserção segura de GD no sistema.

6.1.3 Índice ITAE-ts

Na sequência são expostos os resultados encontrados para o índice de desempenho derivado da teoria de controle moderno, o ITAE-ts. A Figura 6.11 apresenta o mapa de cores resultante para o cenário base desta dissertação. Observando primeiramente o valor da Média Normalizada e as barras de Índices Normalizados, é fácil notar a grande diversidade de resultados do cenário para o ITAE-ts. Isto se dá, em grande parte, pelos altos valores resultantes do cálculo deste índice de desempenho, principalmente quando aplicado sobre respostas com altos tempos de acomodação e comportamento bastante oscilatório.

Os geradores da barra 904 destacam-se com os maiores valores para o índice, conforme pode ser verificado através do mapa de cores. Nestes geradores, pode-se destacar o evento 48 como um dos eventos com a pior resposta para ITAE-ts (em cor roxa). Do outro lado, o evento 41 apresenta o melhor resultado para o índice (em cor azul-clara).

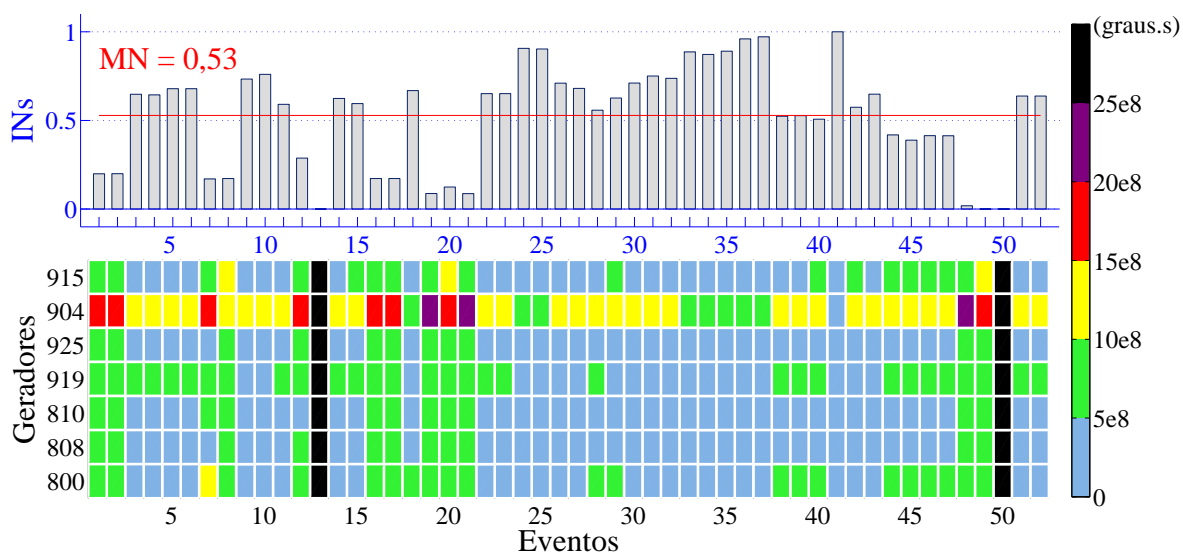


Figura 6.11: Mapa ITAE-ts: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

A Figura 6.12 traz os gráficos das respostas transitórias dos desvios angulares dos geradores da barra 904 (UHE Itá) para tais eventos no domínio do tempo, mostrando uma grande diferença de comportamento oscilatório entre os mesmos.

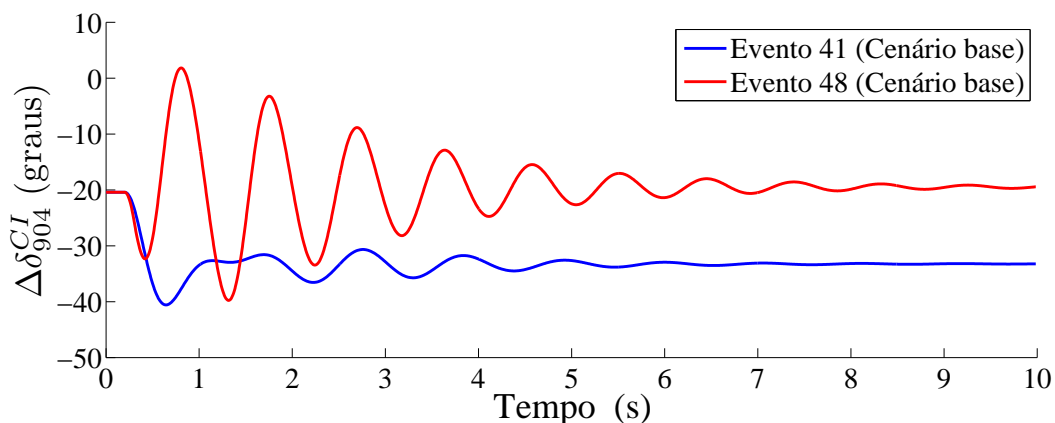


Figura 6.12: Desvio angular do gerador 904: Cenário base. Fonte: O autor.

Passando a observação da Figura 6.13, que traz o resultado do ITAE-ts para o cenário 1a, uma grande melhora pode ser logo percebida sendo que a Média Normalizada dispara de 0,53 no cenário base para 0,90.

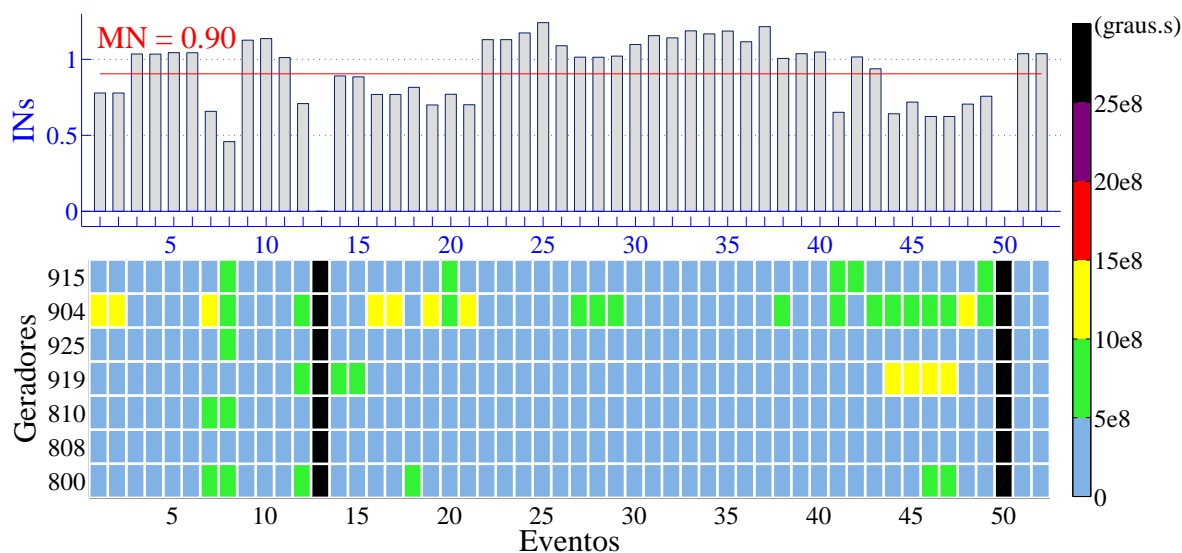


Figura 6.13: Mapa ITAE-ts: Cenário 1a ($P_{GD}^{total} = 270MW$). Fonte: O autor.

Um impacto positivo pode ser verificado através dos Índices Normalizados e do mapa de cores, sendo que, mesmo os geradores da barra 904 passam a apresentar melhores resultados. A Figura 6.14 traz uma comparação entre o cenário base e o cenário 1a das respostas no domínio do tempo da barra 904 para o evento 48. O extração do índice ITAE-ts destas respostas transitórias traduz a diferença entre o comportamento oscilatório de ambas.

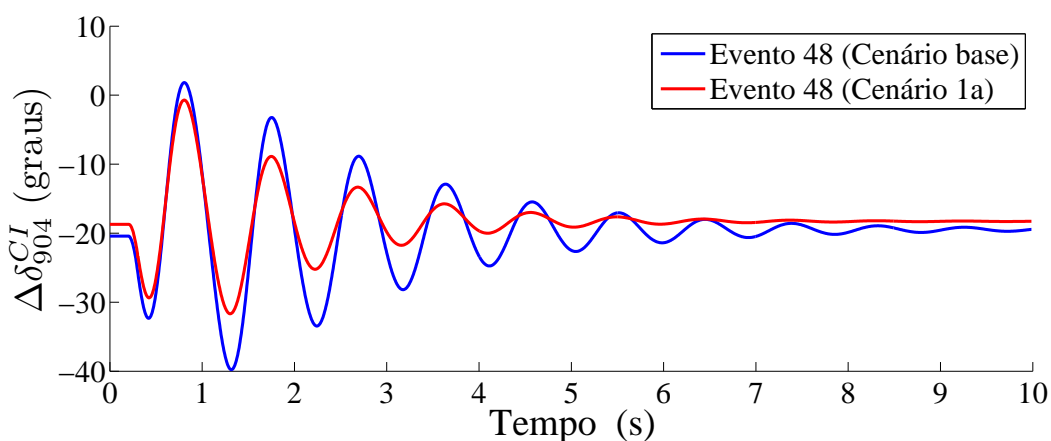


Figura 6.14: Desvio angular do gerador 904: Cenário base e 1a. Fonte: O autor.

Apesar do bom resultado global do índice ITAE-ts para o cenário 1a, através do gráfico de cores é possível identificar eventos para os quais os impactos foram negativos em relação ao cenário base. Foi o caso dos eventos 44, 45 46 e 47 para os geradores da barra 919 (UHE Salto Osório), os quais tiveram uma ligeira piora para este índice de desempenho. A Figura 6.15 traz a ilustração do evento 44 para o caso relatado.

Quando verificado o resultado do ITAE-ts para o cenário 1b (Figura 6.16) onde é feito o redespacho centralizado da GD, observam-se leves diferenças em relação ao cenário 1a. Sua Média Normalizada sofre uma pequena redução, continuando porém bastante acima da MN do cenário base. Apenas alguns eventos relacionados aos geradores da barra de folga 800 apresentam resultados pouco abaixo dos resultados para o cenário 1a.

Ao ser analisado o resultado para o cenário 1c (Figura 6.17), onde há um aumento

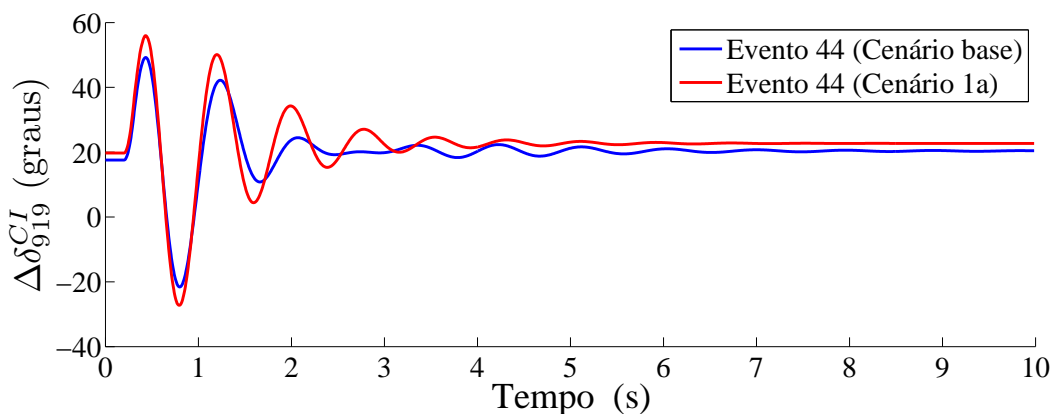


Figura 6.15: Desvio angular do gerador 919: Cenário base e 1a. Fonte: O autor.

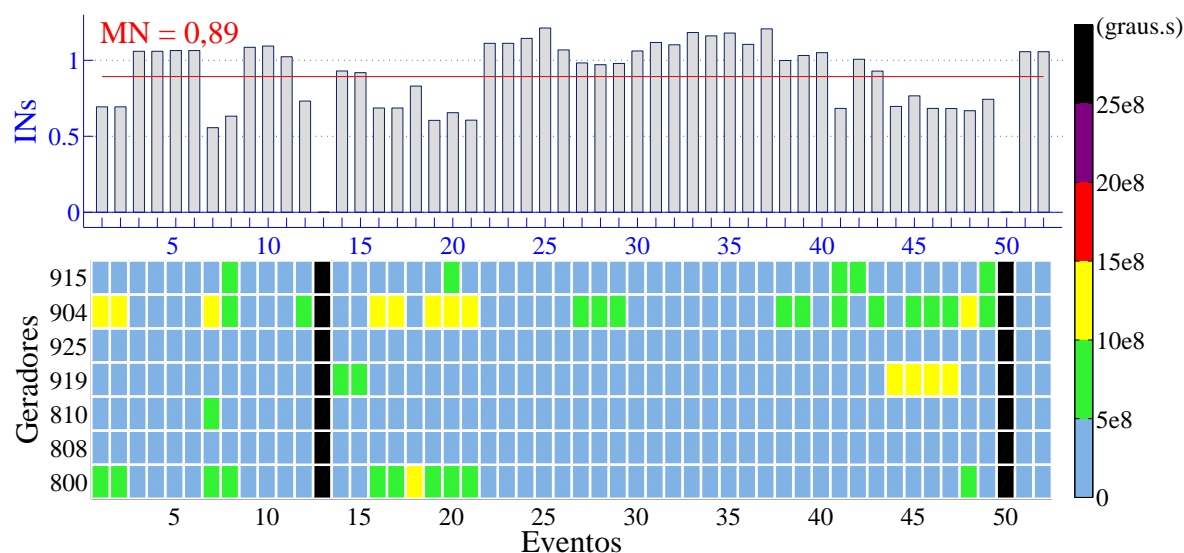


Figura 6.16: Mapa **ITAE-ts**: Cenário 1b ($P_{GD}^{total} = 270MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

de GD para 540 MW (sendo 270 MW redespachados), percebe-se novamente um incremento no valor da Média Normalizada, sugerindo um possível impacto global positivo sobre este índice.

Ao verificar, porém, os resultados para o cenário 1d (Figura 6.18), constata-se uma queda da Média Normalizada em relação aos demais cenários com GD. Observando mais atentamente o gráfico de barras é possível notar uma redução abrupta do Índice Normalizado para o evento 8, alcançando valores inferiores aos observados para o cenário base.

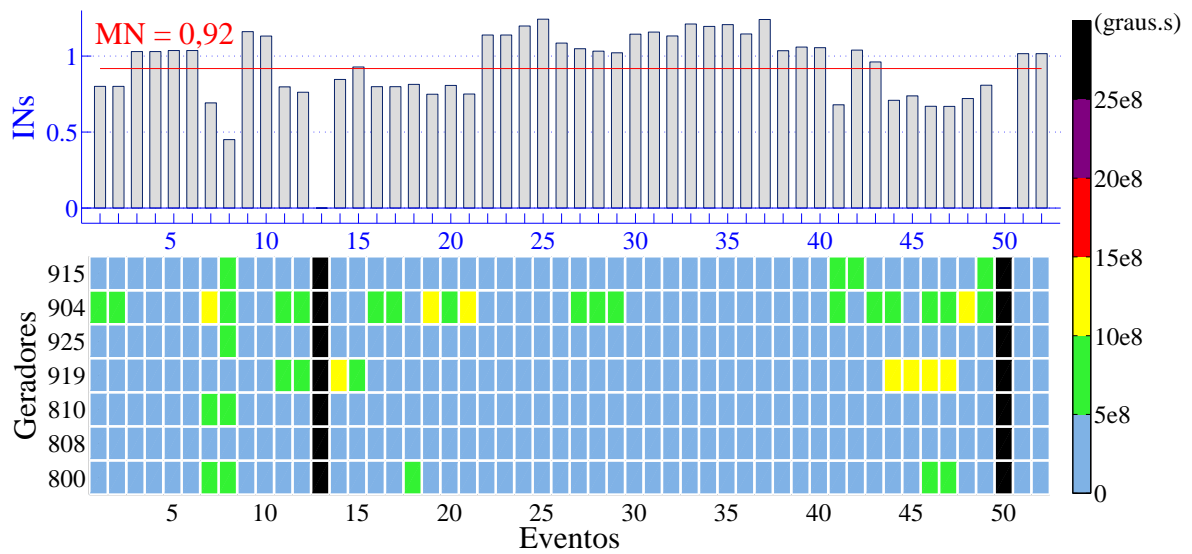


Figura 6.17: Mapa ITAE-ts: Cenário 1c ($P_{GD}^{total} = 540MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

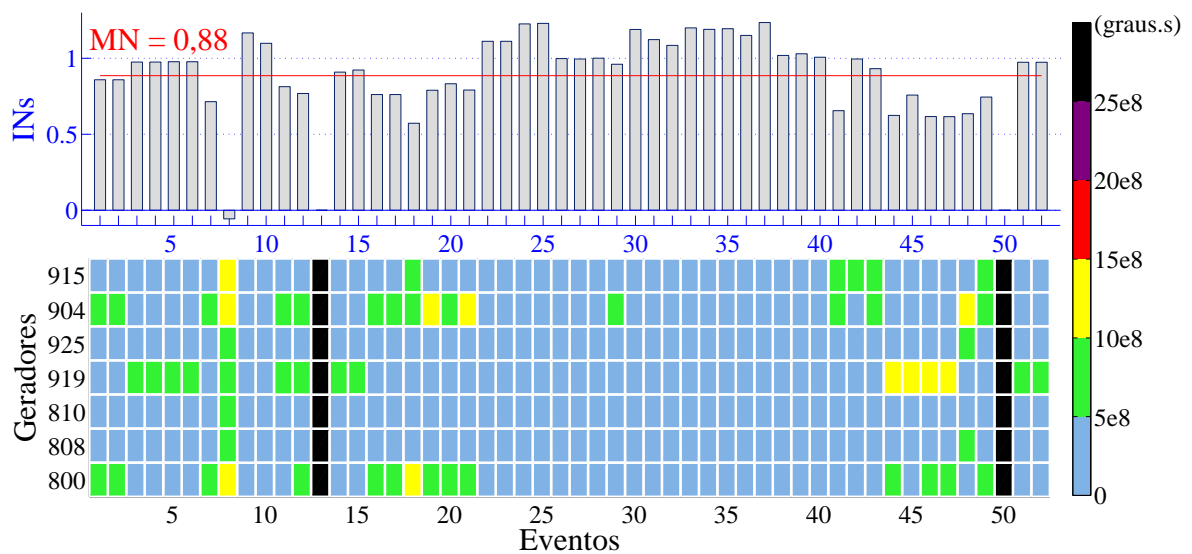


Figura 6.18: Mapa ITAE-ts: Cenário 1d ($P_{GD}^{total} = 810MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

6.1.4 Índice TC

Como já citado no Capítulo 4, o índice formulado como estimativa do Tempo Crítico de eliminação de falta é o único índice proposto nesta dissertação aplicado ao SEP em estudo como um todo. Logo, sua classificação não contará com o eixo vertical no

mapa de cores, dedicado a identificação dos geradores do sistema G&T. A exposição de seus resultados é dada pura e simplesmente pela classificação de cores de cada evento, seguindo a legenda de cores a direita de cada resultado.

Observando o resultado para cenário base exposto pela Figura 6.19, é possível notar que uma gama de eventos para os quais as respostas do sistema apresentem-se estáveis, mesmo com um TC maior do que 500ms (eventos em azul-claro).

Pode-se considerar que as contingências de risco iminente para o sistema em relação ao TC são as identificadas pelos eventos 13 e 50, aparecendo assim em cor preta. Tais contingências representam enorme risco a estabilidade transitória do sistema.

São considerados como eventos de risco elevado, os de número 15, 44, 45, 46 e 47 classificados através da cor roxa. Tais eventos exigem uma grande atenção visto estarem muito próximo de se tornarem eventos de risco iminente.

Logo após estes, estão classificados os eventos de número 12 e 14 como sendo eventos de risco acentuado ao sistema, sendo identificados pela cor vermelha. Estes eventos ainda ocupam uma posição merecedora de atenção, porém já mais afastados da zona de risco elevado. Em amarelo são classificados os eventos de risco moderado e logo após, em verde, estão os eventos considerados de baixo risco a estabilidade do sistema.

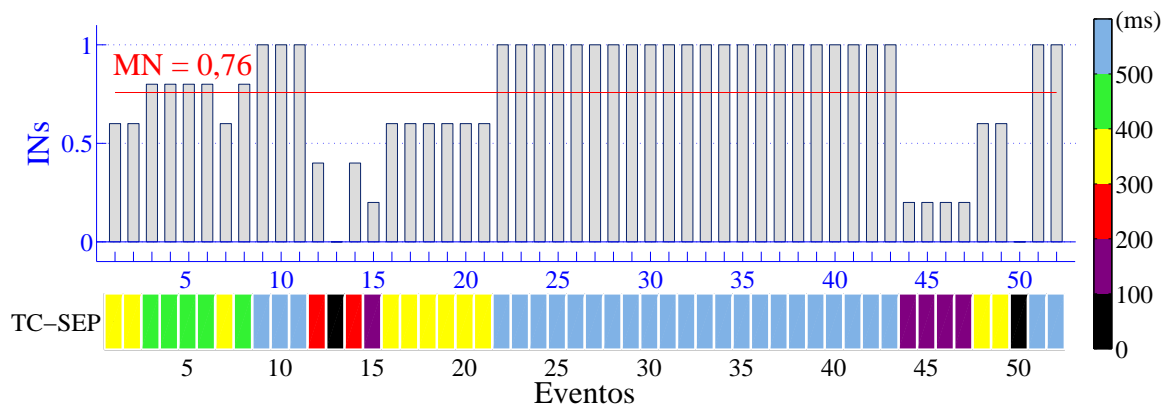


Figura 6.19: Mapa TC: Cenário base (sem GD). Fonte: O autor.

Com a inserção de 270 MW de GD, sem que haja redespacho centralizado, pode-se observar através da Figura 6.20 o aumento global da Média Normalizado do índice TC. Porém, eventos como o 12 e o 15 passam a ser considerados como eventos de risco elevado. Com isso, deve-se tomar um certo cuidado ao analisar os resultados para este índice, visto que o aumento no número de contingências de risco elevado pode ser considerado um agravante para a segurança do sistema como um todo.

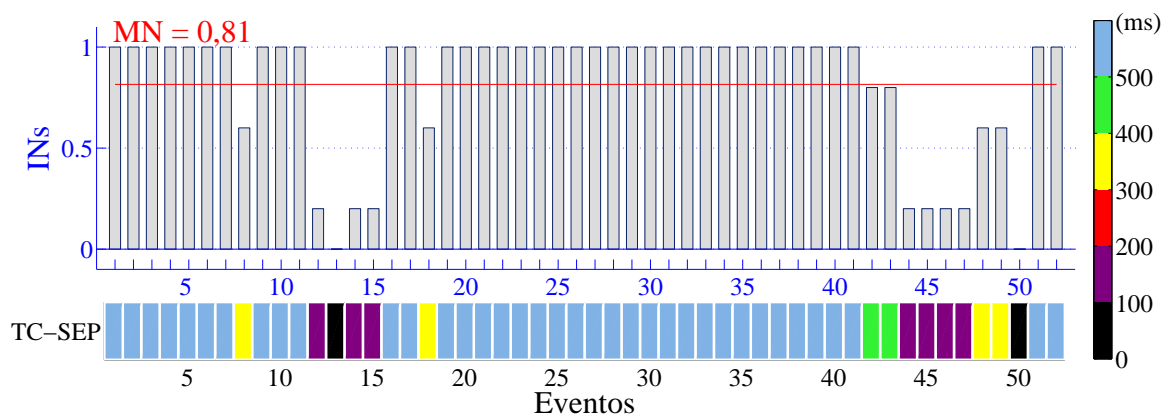


Figura 6.20: Mapa **TC**: Cenário 1a ($P_{GD}^{total} = 270 MW$). Fonte: O autor.

Partindo para a observação do resultado do cenário 1b (Figura 6.21), logo percebe-se uma menor Média Normalizada em comparação ao cenário 1a. O fato de a GD ser redespachada de modo centralizado modifica a resposta do índice TC para vários eventos. Apesar de uma menor MN em relação ao cenário 1a, houve a diminuição do número de eventos de risco elevado, sendo que o evento 15 saiu desta área passando a área de risco acentuado.

Como pode ser visto nos resultados para os cenários 1c e 1d, expostos nas Figuras 6.22 e 6.23, o aumento ainda maior da inserção de GD para 570 MW e 810 MW, respectivamente, volta a resultar em um comportamento do índice TC igual ao encontrado para o cenário 1a. Isto indica uma possível relação deste índice com o montante de GD redespachado de modo centralizado.

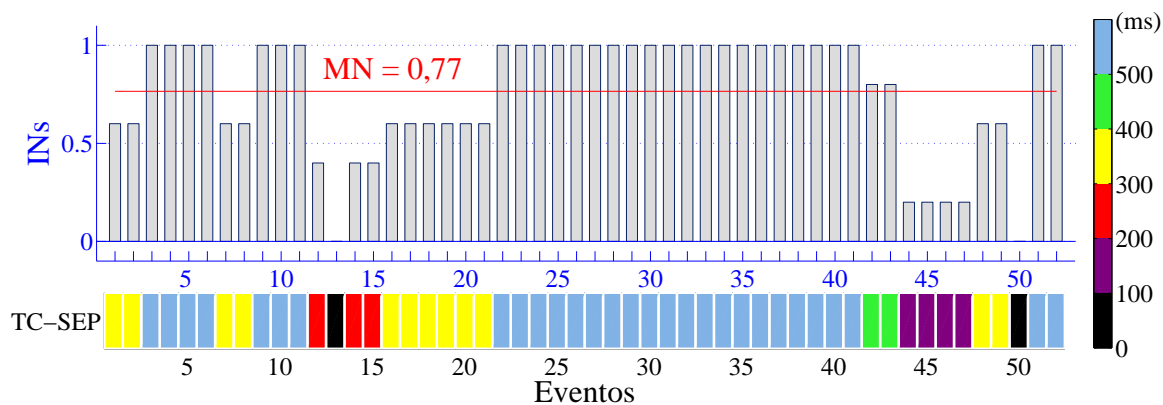


Figura 6.21: Mapa TC: Cenário 1b ($P_{GD}^{total} = 270 MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

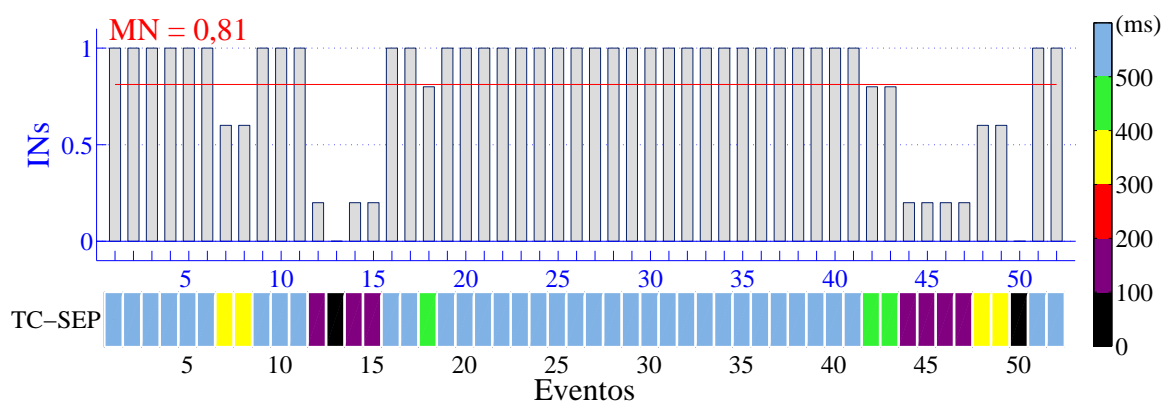


Figura 6.22: Mapa TC: Cenário 1c ($P_{GD}^{total} = 540 MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

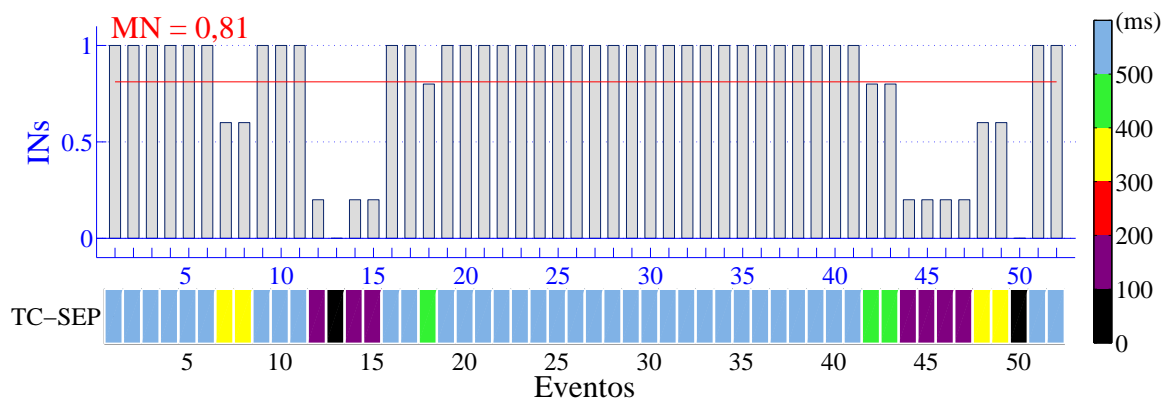


Figura 6.23: Mapa TC: Cenário 1a ($P_{GD}^{total} = 810 MW$ - redespacho). Fonte: O autor.

6.1.5 Discussões gerais para o Conjunto de testes 1

A fim de facilitar uma comparação dos resultados de cada cenário, a Tabela 6.1.5 apresenta um comparativo geral dos resultados de todas as Médias Normalizadas

(MN), sendo por fim calculados os seus respectivos **Índices de Porcentual de Impacto da GD** (%IGD). Lembrando que valores positivos de %IGD indicam o quanto a MN do cenário em estudo é superior a MN do cenário base, enquanto valores negativos de %IGD mostram impactos negativos da inserção de GD, indicando o quanto a MN do cenário em estudo é inferior a MN do cenário base.

Tabela 6.1: Comparativo do conjunto de testes 1. Fonte: O autor.

	Cenário base	Cenário 1a	Cenário 1b	Cenário 1c	Cenário 1d
MN^{MDACI}	0,66	0,73	0,76	0,75	0,63
$\%IGD^{MDACI}$		10,61%	15,15%	13,64%	-4,55%
MN^{MDAID}	0,65	0,71	0,71	0,72	0,70
$\%IGD^{MDAID}$		9,23%	9,23%	10,77%	7,69%
$MN^{ITAE-ts}$	0,53	0,90	0,89	0,92	0,88
$\%IGD^{ITAE-ts}$		69,81%	67,92%	73,58%	66,04%
MN^{TC}	0,76	0,81	0,77	0,81	0,81
$\%IGD^{TC}$		6,58%	1,32%	6,58%	6,58%
$\%IGD_{médio}$		24,06%	23,41%	26,14%	18,94%

Em um comparativo entre os resultados para os diferentes índices, destaca-se o índice ITAE-ts com os maiores valores de %IGD, indicando um grande impacto positivo da inserção da GD sobre a atenuação de oscilações transitórias.

Os resultados para o índice MDACI mostram uma influência significativa do redespacho centralizado da geração, enquanto para o índice MDAID isto não é observado. O melhor resultado de %IGD para MDACI é encontrado para o cenário 1b, enquanto seu pior resultado é observado para o cenário 1d (-4,55%), indicando inclusive uma piora do índice em relação ao cenário base.

O TC não apresenta muitas diferenças nos valores de %IGD para os cenários, exceto para o cenário 1b. O redespacho traz o índice devolta a valores médios próximos aos do cenário base, porém com o aumento da inserção de GD o índice volta a apresentar uma melhora.

Comparando os resultados de %IGD entre o cenário 1a e o cenário 1b é possível

observar valores muito similares para os índices MDAID e ITAE-ts. Estes índices não sofreram grandes influências do redespacho centralizado da geração (única diferença entre tais cenários). Já os índice MDACI e TC mostram terem sido afetados pela situação do redespacho. Há um aumento no %IGD relacionado ao MDACI, enquanto os valores para o índice TC sofrem uma diminuição.

O cenário 1c destaca-se como sendo o de maior $\%IGD_{médio}$ entre todos os cenários. Comparado ao cenário 1b, há uma pequena piora apenas para os valores do índice MDACI. Este comportamento é compensado pelo aumento nos valores dos demais índices.

O cenário 1d, por sua vez, tem o pior $\%IGD_{médio}$ de todos o cenários com inserção de GD. Para o sistema-teste, tamanho nível de penetração da GD ($\approx 15\%$) ainda apresentou, em média, resultados positivos, porém piores do que observados em cenários com menores níveis de penetração.

6.2 Resultados para a inserção de GD em barras específicas

Esta seção traz os resultados em mapa de cores para cenários onde a GD é inserida em barras específicas do sistema-teste, sendo que o foco é a observação e análise dos possíveis impactos pontuais, positivos ou negativos. Lembrando que, para este conjunto de testes, em nenhum cenário foi realizado o redespacho centralizado da geração.

Para este conjunto de testes não foram levados em consideração os resultados para o índice de Tempo Crítico de eliminação de falta, tendo em vista que este índice apresentou alterações somente para cenários com maiores níveis de penetração.

6.2.1 Índice MDACI

Aqui, o mapa de cores com o resultado para o cenário base do MDACI é repetido através da Figura 6.24 para fins de comodidade na visualização.

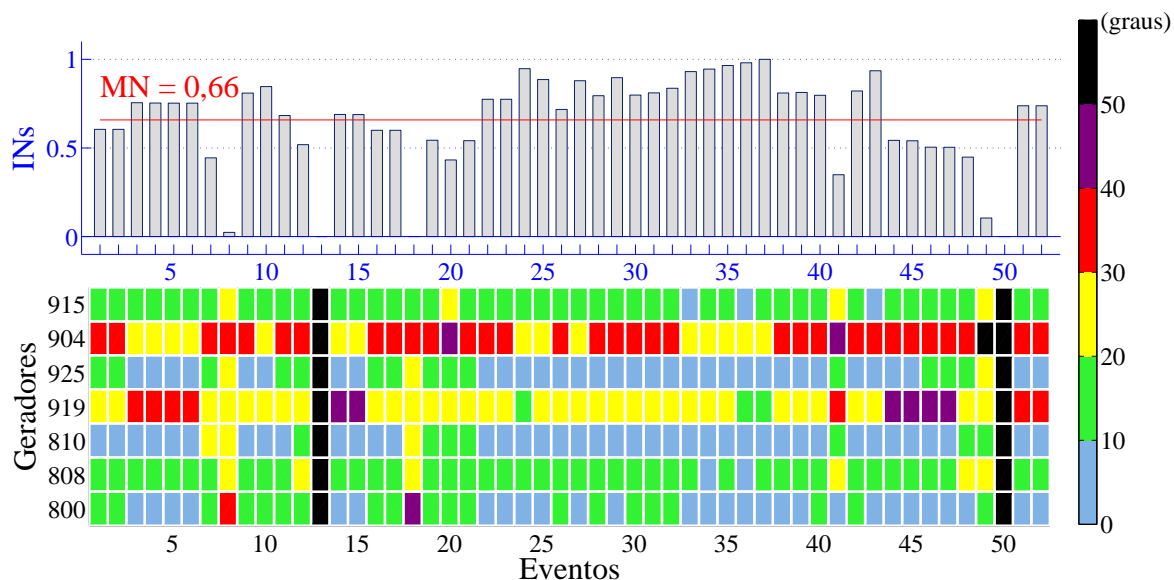


Figura 6.24: Mapa **MDACI**: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

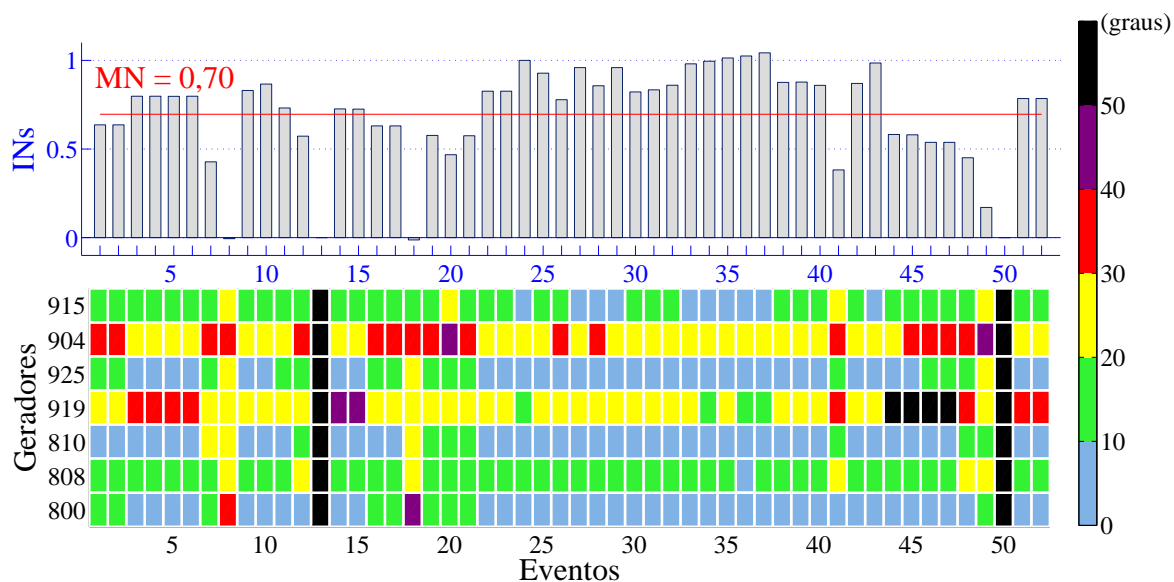


Figura 6.25: Mapa **MDACI**: Cenário 2a($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.

Com a inserção de 60 MW de GD na barra 814, a Média Normalizada apresenta um aumento de 0,04 em relação ao cenário base, conforme verificado pela observação

da Figura 6.25. Os resultados para o cenário 2a ainda indicam uma melhor resposta do índice MDACI para os geradores conectados as barras 915, 904 e 800, como pode ser verificado pela mudança na coloração em grande parte dos eventos a eles relacionados. A unidade de geração conectada a barra 919, por outro lado, apresenta pontos para os quais nota-se uma pior resposta de MDACI em relação ao cenário base, como por exemplo o grupo de eventos de 44 a 48.

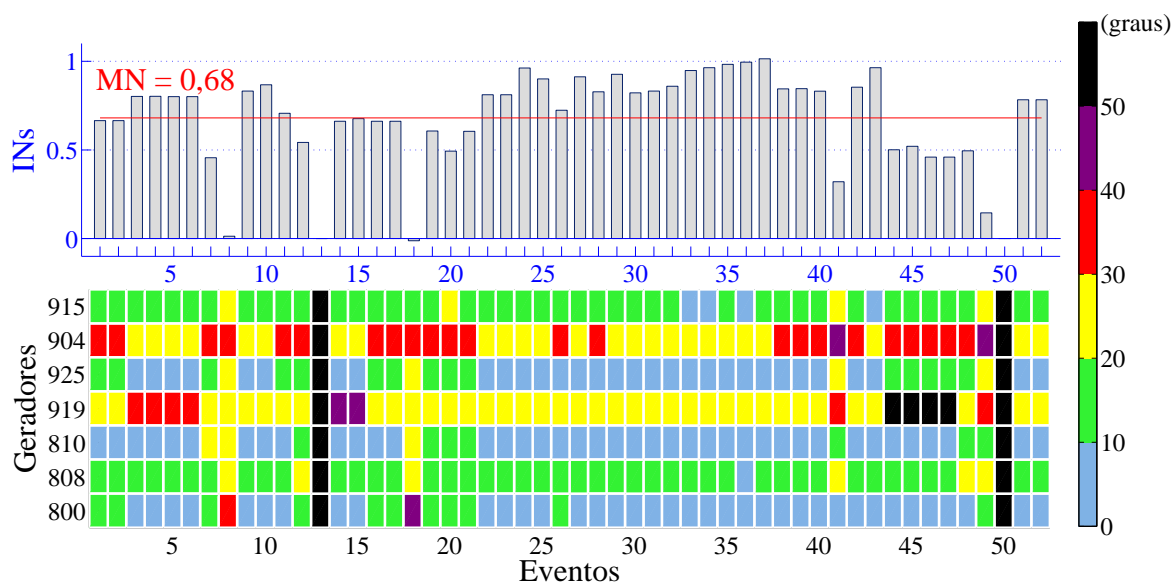


Figura 6.26: Mapa **MDACI**: Cenário 2b($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.

A Figura 6.26, por sua vez, traz os resultados para o cenário 2b, onde foram inseridos 60 MW de GD na barra 848. Sua Média Normalizada no valor de 0,68 indica um impacto médio positivo causado pela inserção, porém menor do que o observado para o cenário 2a.

Uma resposta muito similar é apresentada entre os mapa de cores para os cenários 2b e 2c. Este último, exposto pela Figura 6.27, trata da inserção de 60 MW de GD na barra 1210. Como pontos que diferenciam o cenário 2c, pode-se destacar através da observação do gráfico em barras dos Índice Normalizado que os eventos 8 e 18 sofreram redução em relação aos resultados do cenário base.

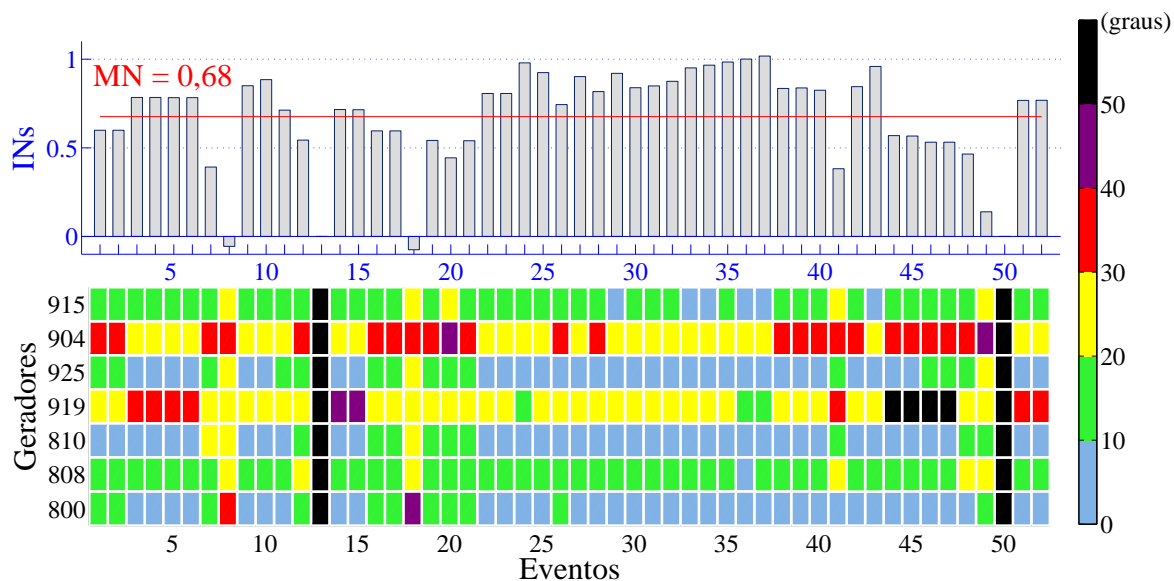


Figura 6.27: Mapa **MDACI**: Cenário 2c($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.

6.2.2 Índice MDAID

A Figura 6.28 é inserida novamente com o mapa de cores do cenário base para MDAID de modo a facilitar as comparações visuais.

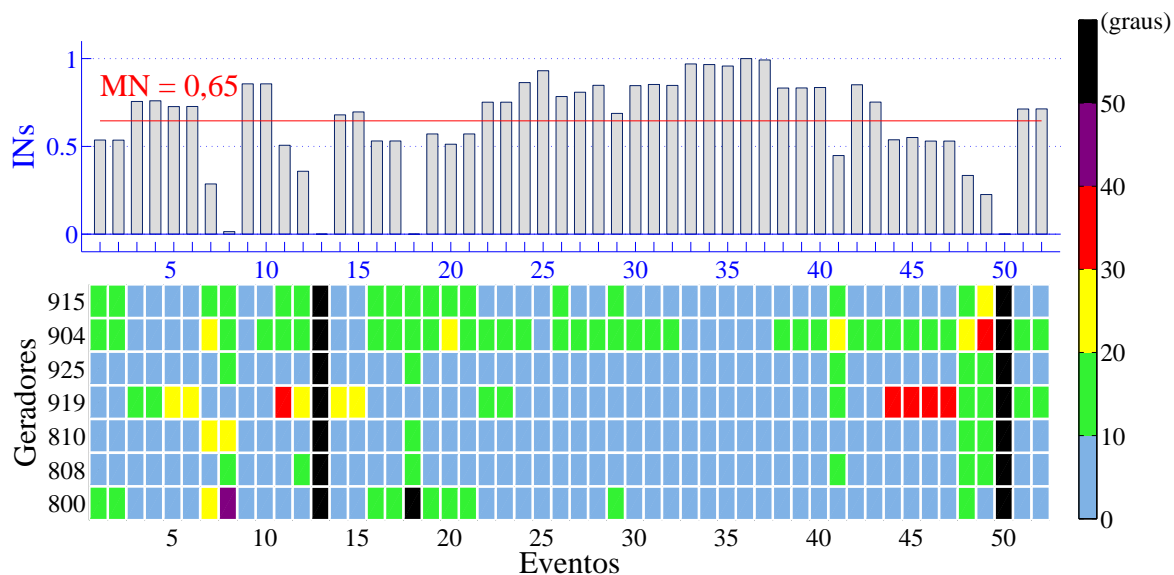


Figura 6.28: Mapa **MDAID**: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

O resultado do índice MDAID para o cenário 2a é apresentado na Figura 6.29. Neste cenário, 60 MW de GD são inseridos na barra 814 (unidade consumidora Ba-

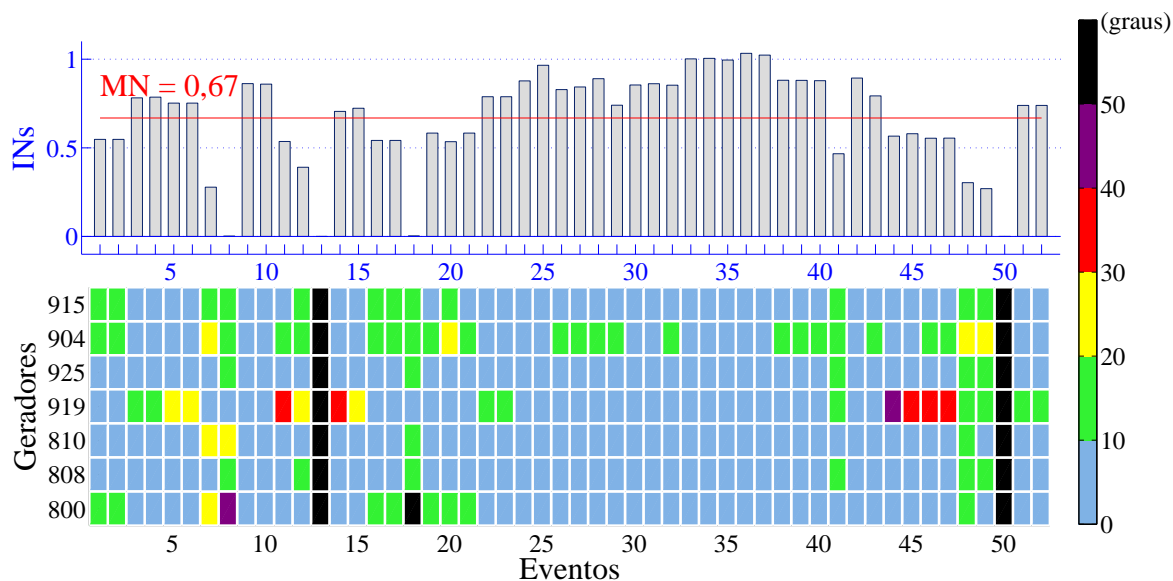


Figura 6.29: Mapa **MDAID**: Cenário 2a ($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.

teias). Observa-se um leve aumento da Média Normalizada, de 0,65 no cenário base para 0,67.

Este aumento é em grande parte impulsionado pelos menores valores (impacto positivo) de picos transitórios registrados para os geradores das barras 915 (UHE Machadinho) e 904 (UHE Itá). Isto pode ser visualizado principalmente através do mapa de cores, do evento 22 ao 45. Todavia, pontos de impacto negativos também podem ser notados nos eventos 14 e 44 referente aos geradores da barra 919 (UHE Salto Osório).

No cenário 2b, 60 MW de GD são conectados a barra 848 (unidade consumidora Foz do Chopim). O mapa de cores resultado para este cenário (Figura 6.30) revela o mesmo valor para a Média Normalizada do que o encontrado para o cenário 2a. Os eventos 5, 6 e 11 apresentam impactos positivos relacionados as geradores da barra 919. Entretanto, impactos negativos podem ser notados com a observação dos resultados para os eventos 46 e 47 desta mesma barra 919.

A Figura 6.31 traz os resultados exibidos em mapa de cores para o cenário 2c. Neste cenário, 60 MW de GD são conectados a barra 1210 (unidade consumidora

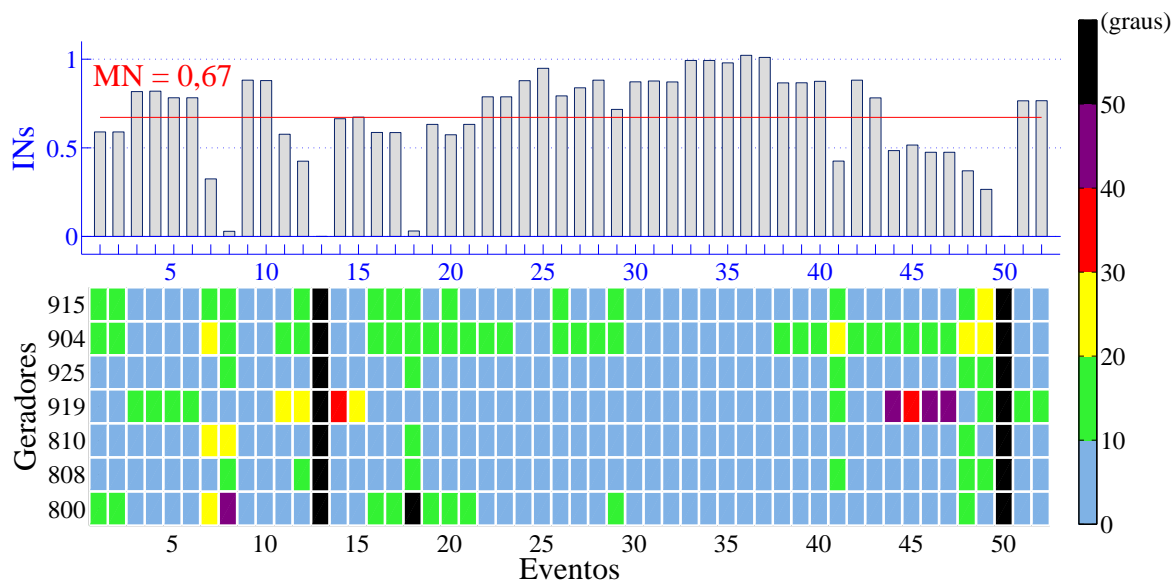


Figura 6.30: Mapa **MDAID**: Cenário 2b($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.

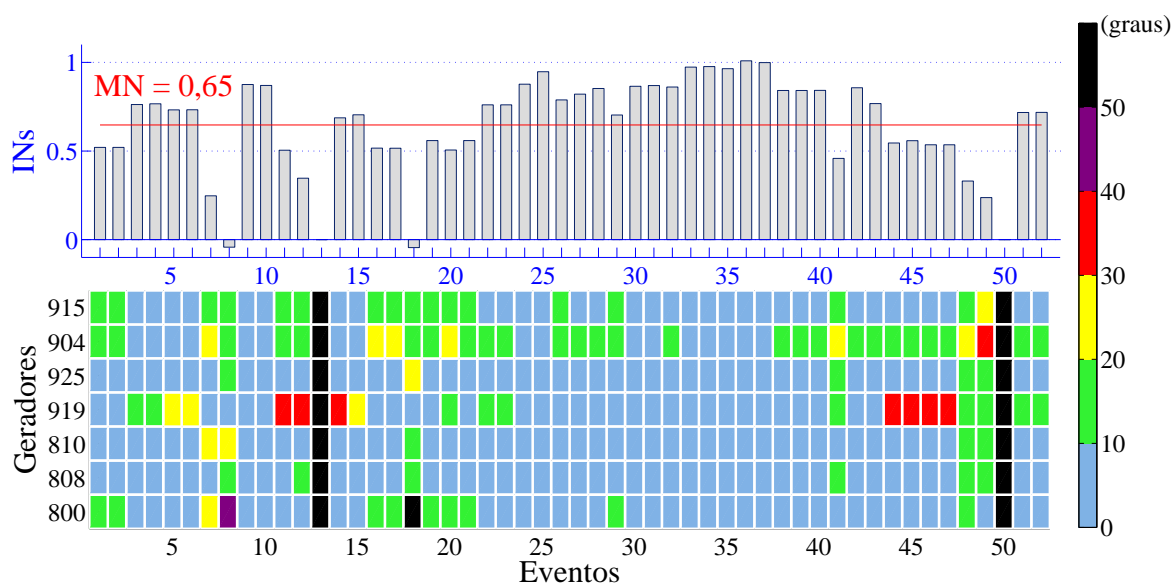


Figura 6.31: Mapa **MDAID**: Cenário 2c($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.

Gravataí). Para tal cenário, a Média Normalizada passa a apresentar o mesmo valor do cenário base, recuando em relação as demais cenários deste conjunto de teste. Um destaque pode ser feito aos eventos 8 e 18, os quais apresentam Índices Normalizados abaixo dos valores para o cenário base.

6.2.3 Índice ITAE-ts

A Figura 6.32 traz novamente o resultado do índice ITAE-ts para o cenário base de modo a facilitar as comparações visuais.

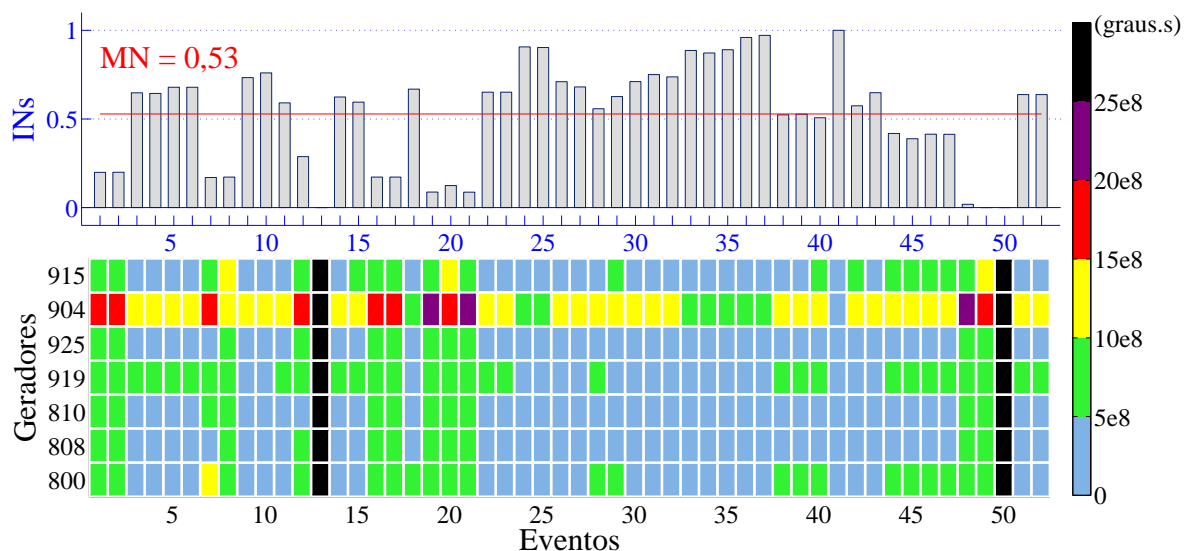


Figura 6.32: Mapa **ITAE-ts**: Cenário base(sem GD). Fonte: O autor.

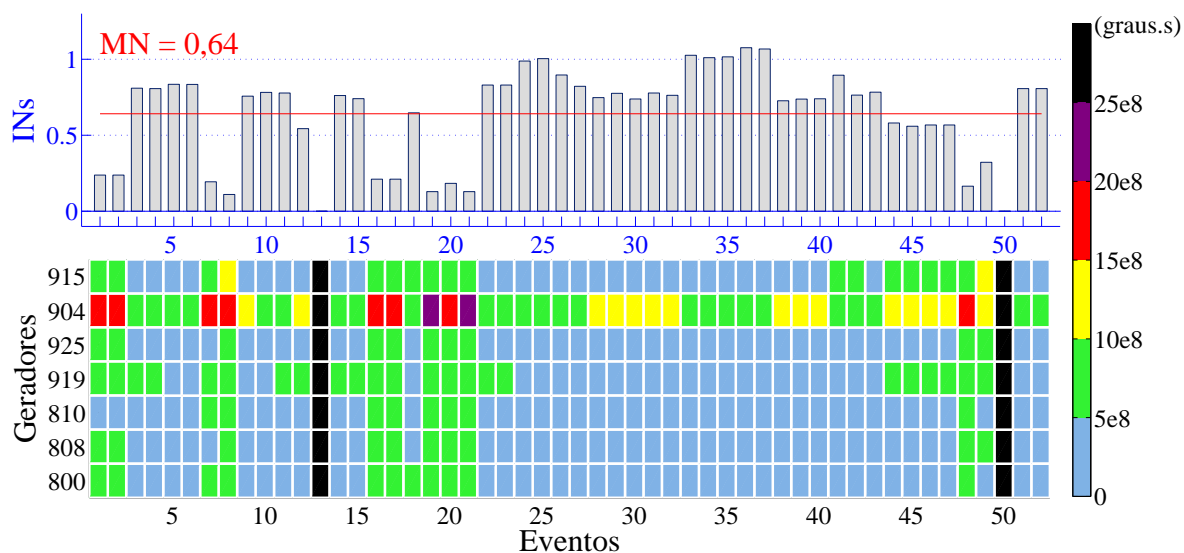


Figura 6.33: Mapa **ITAE-ts**: Cenário 2a($P_{GD}^{814} = 60MW$). Fonte: O autor.

O índice ITAE-ts mostra-se novamente como o mais influenciado positivamente pela inserção de GD. O resultado para o cenário 2a, mostrado na Figura 6.33, mostra

um aumento no valor da Média Normalizada no valor de 0,11 em relação ao cenário base. O aumento de grande parte dos Índices Normalizados pode ser percebido. Todavia, também é possível a identificação de pontos que não sofreram tanta influência com a inserção de GD, como os eventos de 16 a 21.

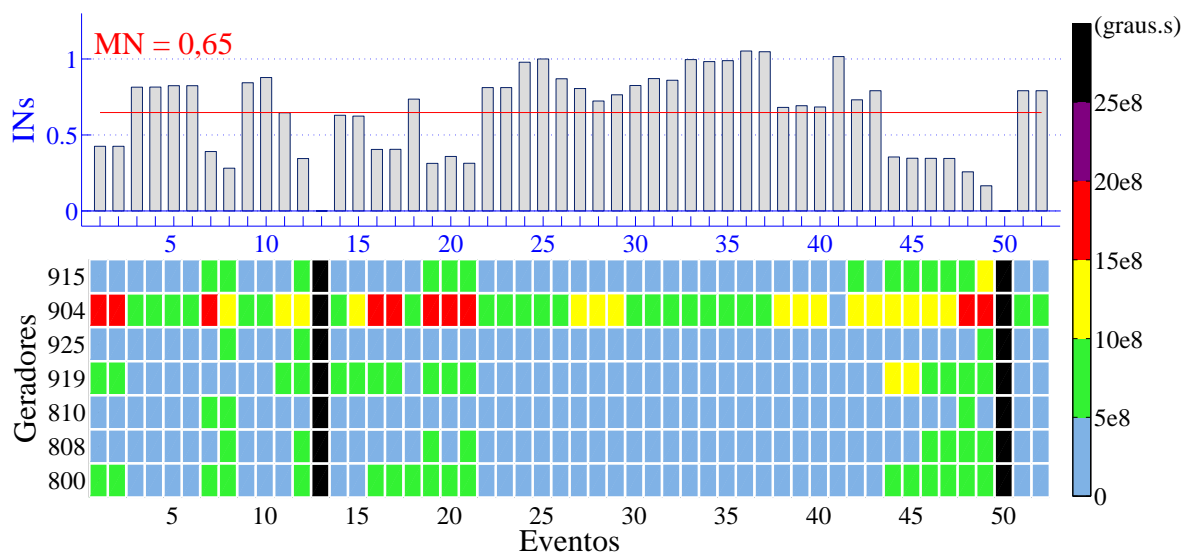


Figura 6.34: Mapa ITAE-ts: Cenário 2b ($P_{GD}^{848} = 60MW$). Fonte: O autor.

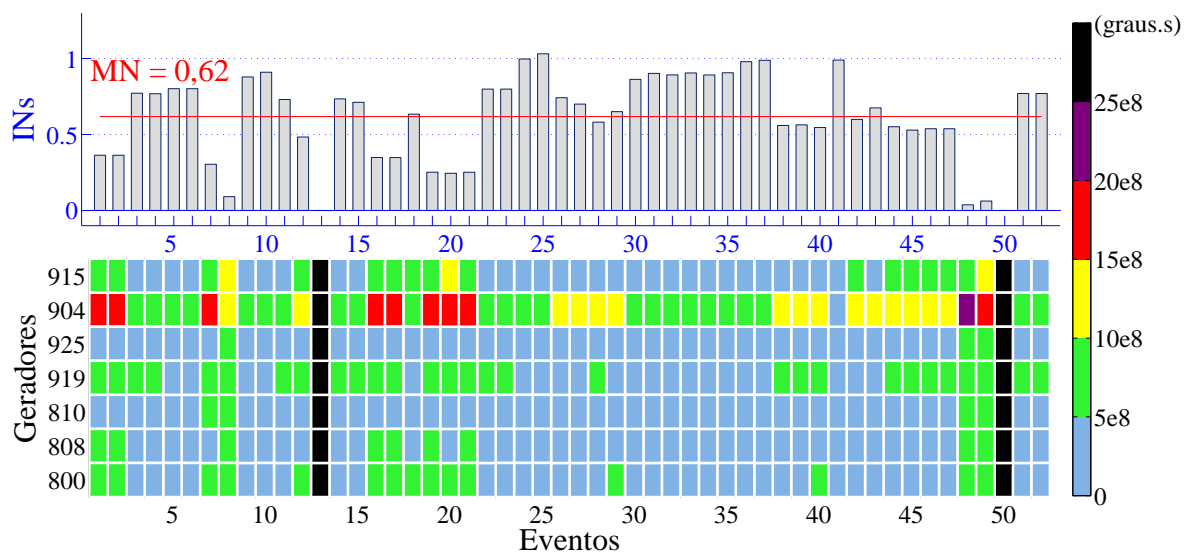


Figura 6.35: Mapa ITAE-ts: Cenário 2c ($P_{GD}^{1210} = 60MW$). Fonte: O autor.

Com a observação dos resultados para o cenário 2b (Figura 6.34, pode-se notar que para uma inserção de 60 MW de GD na barra 848 houve uma pequena melhora

da Média Normalizada de ITAE-ts, passando esta para o valor de 0,65. Além disso, dois outros impactos podem ser visualizados. Não são mais identificados pontos na cor roxa, representando ITAE-ts acima de 20×10^8 . Também, o eventos de 16 a 21, antes não afetados pela inserção de GD, agora sobre uma visível melhora em seus índices.

A Figura 6.35 traz o mapa de cores para o cenário 2c. Este cenário, apesar de apresentar melhora do índice ITAE-ts em relação ao cenário base, traz o pior valor de Média Normalizada dentre os cenários com inserção de GD. Este resultado é consequência da soma de pequenas diminuições do índice sofridas principalmente pelos geradores das barras 915, 919 e 800, envolvendo diferentes eventos do cenário (no mapa de cores, muitos pontos em azul-claro passam para a cor verde).

6.2.4 Discussões gerais para o Conjunto de testes 2

A Tabela 6.2 traz os resultados das Médias Normalizadas e dos Índices de Impactos Porcentuais da GD para o Conjunto de testes 2.

Tabela 6.2: Comparativo do conjunto de testes 2. Fonte: O autor.

	Cenário base	Cenário 2a	Cenário 2b	Cenário 2c
MN^{MDACI}	0,66	0,7	0,68	0,68
$\%IGD^{MDACI}$		6,06%	3,03%	3,03%
MN^{MDAID}	0,65	0,67	0,67	0,65
$\%IGD^{MDAID}$		3,08%	3,08%	0,00%
$MN^{ITAE-ts}$	0,53	0,64	0,65	0,62
$\%IGD^{ITAE-ts}$		20,75%	22,64%	16,98%
$\%IGD_{médio}$		9,96%	9,58%	6,67%

É interessante notar certas características de cada cenário. A barra 814 (centro de carga Bateias) tem uma demanda de potência ativa de 680 MW, enquanto a barra 848 (centro de carga Foz do Chopim) apresenta uma demanda de 90 MW. Deste modo, a potência injetada pela GD representa aproximadamente 9% da demanda da barra

814 (cenário 2a) e 66,67% da demanda da barra 848 (cenário 2b). Já na barra 1210 (centro de carga Gravatí) a demanda ativa é de 1100 MW, logo, a potência injetada pela GD representa apenas 5% da potência demandada pela barra (cenário 2c).

Como pode ser verificado pela comparação entre os cenários, o fator porcentual de GD sobre a demanda de cada barra não apresentou relação com os resultados médios normalizados para os índices MDACI e MDAID. Entretanto, houve indícios de relação entre o %IGD do índice ITAE-ts e tal fator. A barra 848, que apresenta a menor demanda ativa, apresentou o maior valor de $\%IGD^{ITAE-ts}$. Já a barra 1210, com a maior demanda ativa, teve o menor valor para $\%IGD^{ITAE-ts}$. Porém, não se pode afirmar que tal situação seja verdade para todos os cenários de inserção GD, sendo que maiores investigações devem ser feitas sobre o tema.

Em uma análise geral deste segundo conjunto de testes, pode-se perceber que o cenário 2a apresentou uma pequena vantagem de resultados em relação ao cenário 2b, onde o primeiro teve melhores resultados para o %IGD do índice MDACI e o segundo contou com melhores resultados para ITAE-ts. A inserção de GD na barra 1210 (cenário 2c) trouxe a pior combinação de resultados de %IGD, mais ainda mostrou-se opção vantajosa em relação ao cenário base.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

Esta dissertação de mestrado investigou os possíveis impactos da inserção da Geração Distribuída (baseada em gerador síncrono) sobre a estabilidade transitória angular de geradores de grande porte conectados a sistemas de G&T. Para isto, foi escolhido um sistema-teste sobre o qual uma gama de grandes perturbações foi simulada. O comportamento transitório no tempo do desvio angular do rotor de cada gerador foi observado, sendo compostos a partir destas respostas índices de desempenho que representam diferentes aspectos da dinâmica de tais geradores, possibilitando assim uma análise sistemática dos resultados de cada evento transitório.

Foram compostos dois índices de desempenho pelo máximo desvio angular, sendo o primeiro em relação a condição pré-falta do Centro de Inércia (CI) do sistema (identificado pela sigla MDACI) e o segundo em relação a condição pré-falta individual de cada gerador (identificado pela sigla MDAID). Outro índice proposto tem seu valor resultante da integração do erro absoluto entre o desvio angular no período transitório e seu valor no ponto de operação estável pós-falta, contando com uma penalização linear com a progressão do tempo. Este índice, identificado pela sigla ITAE-ts, foi adaptado de índices de performance de controladores da teoria de Controle Moderno, sendo utilizado neste trabalho como um indicativo de respostas transitórias com maior ou menor atenuação de oscilações mecânicas. O último índice proposto foi o tempo crítico de eliminação de falta (identificado pela sigla TC).

Com o intuito de proporcionar uma apresentação clara, objetiva e concisa dos resultados para tais índices de desempenho, uma ferramenta computacional foi desenvolvida possibilitando a unificação de um grande número de simulações no domínio do tempo em apenas um gráfico em escala de cores. Através dele o trabalho de análise

da estabilidade transitória angular torna-se menos exaustivo. De maneira a permitir uma análise geral de cada cenário, foram propostos Índices Normalizados (IN) sobre os resultados de cada evento transitório e Médias Normalizadas (MN) para cada cenário em estudo. Através das MNs ainda foram calculados Índices Percentuais de Impacto da GD (%IGD) com os quais é possível se avaliar de modo geral os impactos da inserção da Geração Distribuída sobre o sistema como um todo. Este último pode ser utilizado como um indicativo para comparação geral do impacto positivo ou negativo da conexão de geradores distribuídos entre cenários.

Toda a metodologia utilizada no presente estudo pode ser aplicada de forma generalizada em outros sistemas-teste, envolvendo quaisquer cenários desejados. Com a aplicação desta metodologia ao sistema-teste escolhido e a análise dos resultados expostos foram obtidas as seguintes conclusões:

Sobre os resultados para diferentes níveis de penetração da GD. O índice MDACI mostrou ser influenciado positivamente pelo redespacho centralizado da GD. Sua análise dá indícios da existência de um limite seguro de penetração da GD, porém sendo necessários maiores estudos sobre tal possibilidade. Já o índice MDAID não apresentou muitas alterações entre os cenários com e sem redespacho centralizado da GD. Este índice também se mostrou positivamente impactado pela inserção de GD, sendo que a observação de seu mapa de cores possibilitou a identificação pontual de eventos e geradores que vieram a sofrer impactos negativos. O índice ITAE-ts apresentou-se como o mais afetado de modo positivo pela inserção da GD em todos os cenários, indicando uma melhor atenuação das oscilações mecânicas dos grandes geradores. Entretanto, seus resultados mostraram um impacto de menor proporção quando feito o redespacho centralizado (cenário 1b), do que sem o redespacho (cenário 1a). Por fim o índice TC foi pouco influenciado pela inserção de GD, mesmo em níveis de penetração maiores. Com o redespacho centralizado, tal índice apresentou impactos ainda menores (cenário 1b). Em uma média geral dos quatro índices, o cenário com inserção total de 540 MW de GD contando com redespacho

centralizado de 270 MW (cenário 1c) apresentou os resultados com maiores impactos percentuais positivos em relação ao cenário base. Já o cenário 1d, que contou com o incremento na inserção de GD para 810 MW, mantendo o redespacho centralizado de 270 MW, teve o pior resultado médio em impacto percentual.

Sobre os resultados para a conexão de GD em barras específicas. Com os resultados dos índices MDACI, MDAID e ITAE-ts para os três cenários simulados observou-se que a alteração no ponto de conexão da Geração Distribuída pode afetar o comportamento dinâmico dos grandes geradores não somente de modo pontual, mas também de maneira geral (como é possível notar através das alterações nas Médias Normalizadas). A ferramenta proposta possibilitou uma rápida identificação dos eventos e grupo de geradores que merecem mais atenção, podendo servir de base para estudos de possíveis reforços na rede ou até mesmo de uma nova sintonia de estabilizadores de potência. Os resultados para o índice MDACI destacaram como melhor ponto para a inserção de GD a barra 814. Os mapas de cores para o índice MDAID indicaram, entre outros pontos, que não há impacto algum da GD aos picos transitórios quando de sua inserção na barra 1210 (cenário 2c) em relação ao cenário base. Para o índice ITAE-ts, pode-se identificar que a inserção de GD na barra 848 foi a posição que, em média, melhor afetou positivamente o comportamento dinâmico dos grandes geradores do sistema G&T. Em média, dentre os três cenários avaliados pela barra em que se foi inserida a GD, o cenário 2a (60 MW de GD na barra 814) apresentou uma pequena vantagem de impactos em relação ao cenário 2b.

Os resultados expostos através da aplicação da metodologia proposta podem ser utilizados para melhor substanciar tanto estudos de planejamento e quanto estudos de avaliações de empreendimento realizados por parte de concessionárias de energia elétrica. No caso deste segundo tipo de estudo, identificando pontos positivos ou negativos relacionados aos índices de desempenhos, um planejador pode sugerir alterações e melhorias na qualidade do projeto de um empreendimento, afim de garantir um melhor desempenho angular transitório geral do sistema como um todo.

Outras propostas sugeridas para a sequência deste trabalho são:

- Investigação de cenários com grandes perturbações de natureza diferente da adotada para o presente trabalho;
- Análise de diferentes cenários de carregamento (carga leve, média e pesada) para diferentes sistemas-teste;
- Avaliação dos impactos da inserção de diferentes fontes de Geração Distribuída, com por exemplo geração eólica e solar;
- Avaliação da utilização de outros índices de desempenho sobre a estabilidade transitória angular;
- Avaliação dos impactos da inserção de Geração Distribuída sobre a estabilidade dinâmica (a pequenos sinais) de sistemas de G&T;
- Utilização de uma modelagem explícita de um sistema de distribuição integrado ao sistema de G&T, para avaliação de impactos da inserção de GD em diferentes pontos da rede de distribuição.

BIBLIOGRAFIA

ABREU, L. V. L. D. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, Brasil., 2005.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, p. 195–204, 2001.

ALVES, W. **Proposição De Sistemas-Teste Para Análise Computacional De Sistemas De Potência**. Dissertação (Mestrado) — UFF, Niterói, Brasil., 2007.

AMJADY, N.; BANIHASHEMI, S. Transient stability prediction of power systems by a new synchronism status index and hybrid classifier. **Generation, Transmission Distribution, IET**, v. 4, n. 4, p. 509–518, April 2010. ISSN 1751-8687.

ANEEL. **Resolução Normativa 482/2012**. [S.l.]: Governo Federal, 2012.

ÅSTRÖM, K.; HÄGGLUND, T. The future of PID control. **Control Engineering Practice**, v. 9, p. 1163–1175, 2001. ISSN 09670661. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066101000624>>.

BECKWITH, T. G.; MARANGONI, R. D.; LIENHARD, J. H. V. **Mechanical measurements**. New Jersey, NY, USA: Prentice Hall, 1961. 895 p. ISBN 020-156-947-7.

BRASIL, R. F. d. **Decreto 5163/2004**. [S.l.]: Governo Federal, 2004.

BRETAS, N.; ALBERTO, L. **Estabilidade transitória em sistema eletroenergéticos**. [S.l.]: EESC/USP, 2000. ISBN 9788585205317.

CEPEL, E. **Programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos**. Dezembro de 2010. [S.l.]: Departamento de sistemas Elétricos, 2010.

CHAN, K.; CHEUNG, C. H.; SU, H. Time domain simulation based transient stability assessment and control. In: **Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 3, p. 1578–1582 vol.3.

CHAPRA, S.; CANALE, R. **Métodos Numéricos para Engenharia**. McGraw Hill Brasil, 2011. ISBN 9788580550115. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=ch7MLP20q3MC>>.

CHIANG, H.-D.; WU, F.; VARAIYA, P. Foundations of the potential energy boundary surface method for power system transient stability analysis. **Circuits and Systems, IEEE Transactions on**, v. 35, n. 6, p. 712–728, Jun 1988. ISSN 0098-4094.

DAHL, J. **Cálculo de Índices de Segurança em Sistemas de Energia Elétrica Baseado em Simulação no Domínio do Tempo**. Dissertação (Mestrado) — PUC, Rio de Janeiro, Brasil., 2006.

DEMELLO, F.; CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, PAS-88, n. 4, p. 316–329, 1969. ISSN 0018-9510.

DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. Distributed generation. **Industry Applications Magazine, IEEE**, v. 8, n. 2, p. 19–25, 2002. ISSN 1077-2618.

ERNST, D. et al. A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment. In: **Power Engineering Society Summer Meeting, 2001**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 1, p. 313 vol.1–.

FERNANDES, T. C. d. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 128 p. Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2012.

FERREIRA, C.; BARBOSA, F. Influence of the transient stability performance indices on a contingency screening and ranking algorithm. In: **Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.

FREITAS, W. et al. Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. v. 21, n. 1, p. 301–311, 2006.

GRAHAM, D.; LATHROP, R. C. The synthesis of "optimum" transient response: Criteria and standard forms. **American Institute of Electrical Engineers, Part II: Applications and Industry, Transactions of the**, v. 72, p. 273–288, 1953. ISSN 0097-2185.

HAQUE, M. H. Novel method of finding the first swing stability margin of a power system from time domain simulation. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 143, n. 5, p. 413–419, 1996. ISSN 1350-2360.

HIDAYATULLAH, N. A. Impact of Distributed Generation on Smart Grid Transient Stability. **Smart Grid and Renewable Energy**, v. 02, n. 02, p. 99–109, 2011. ISSN 2151-481X.

JENKINS, N. et al. Embedded generations. In: . [S.l.]: Institution of Electrical Engineers - IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.

KERIN, U.; BOJAN, M.; BIZJAK, G. Performance evaluation of indices for transient stability. In: **PowerTech, 2009 IEEE Bucharest**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.

KUIAVA, R. et al. An analysis of the potential impacts of electromechanical oscillations on the stability and power quality of distributed generation systems. In: **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–7. ISSN 1932-5517.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Segunda edição. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

LE-THANH, L. et al. Hybrid methods for transient stability assessment and preventive control for distributed generators. In: **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. ISSN 1932-5517.

LOPES, J. P. et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, v. 77, n. 9, p. 1189 – 1203, 2007. ISSN 0378-7796.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais**. Primeira edição. [S.l.]: Interciência, 2006.

MARIOTTO, L. et al. Power systems transient stability indices: an algorithm based on equivalent clusters of coherent generators. **Generation, Transmission Distribution, IET**, v. 4, n. 11, p. 1223–1235, November 2010. ISSN 1751-8687.

MIKI, T. et al. Power system transient stability assessment using critical fault clearing time functions. In: **Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 3, p. 1514–1517 vol.3.

MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. Power system security assessment. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 2, n. 5, p. 30–39, 2004. ISSN 1540-7977.

OLIVEIRA, E. N. D. et al. Utilização de Índices de Estabilidade Transitória para a Avaliação de Segurança Dinâmica. **IEEE Latin America Transactions**, v. 1, n. 1, p. 27–33, 2003.

OLIVEIRA, J. G. D. **Perspectivas para a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar**. Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil., 2007.

PRADO, T. G. F. **Externalidades do ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica**. 236 p. Dissertação (Mestrado) — USP, São Paulo, Brasil, 2007.

REZA, M. et al. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. In: **Power Engineering Society General Meeting**. Denver, CO: IEEE, 2004. v. 2, p. 2150–2155.

_____. Investigating impacts of distributed generation on transmission system stability. In: **Power Tech Conference Proceedings**. Bologna, Italia: IEEE, 2003. v. 2, p. 7.

STEVENSON, W. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2a. edição. ed. [S.I.]: McGraw Hill, 1986.

VITTAL, V. Consequence and impact of electric utility industry restructuring on transient stability and small-signal stability analysis. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n. 2, p. 196–207, 2000. ISSN 0018-9219.

WADE. **World Survey of Decentralized Energy**. Quarta edição. [S.I.]: www.localpower.org, 2006.

ANEXO A

PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA DE G&T

Este anexo contém os dados e parâmetros elétricos estáticos do sistema-teste de G&T, conforme proposto por (ALVES, 2007).

A.1 Dados das barras

Tabela A.1: Dados de barra. Fonte: (ALVES, 2007).

ID	Nome	Tipo	Tensão	Max	Min	Área
800	Gov. Bento Munhoz	V θ	13,8	1,05	0,95	1
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,05	0,95	2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,05	0,95	2
814	Bateias	PQ	230	1,05	0,95	1
824	Gov. Bento Munhoz	PQ	500	1,09	0,95	1
839	Cascavel	PQ	230	1,05	0,95	2
840	Cascavel	PQ	138	1,05	0,95	2
848	Foz do Chopim	PQ	138	1,05	0,95	2
856	Segredo	PQ	500	1,09	0,95	2
895	Bateias	PQ	500	1,09	0,95	1
896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,09	0,95	2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,09	0,95	2
898	Foz do Chopim	PQ	230	1,05	0,95	2
904	Itá	PV	13,8	1,05	0,95	1
915	Machadinho	PV	13,8	1,05	0,95	1
919	Salto Osório	PV	13,8	1,05	0,95	2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,05	0,95	2
933	Areia	PQ	500	1,09	0,95	1
934	Areia	PQ	230	1,05	0,95	2
938	Blumenau	PQ	500	1,09	0,95	1
939	Blumenau	PQ	230	1,05	0,95	1
955	Campos Novos	PQ	500	1,09	0,95	1
959	Curitiba	PQ	500	1,09	0,95	1
960	Curitiba	PQ	230	1,05	0,95	1
964	Caxias	PQ	500	1,09	0,95	1
965	Caxias	PQ	230	1,05	0,95	1
976	Gravataí	PQ	500	1,09	0,95	1
995	Itá	PQ	500	1,09	0,95	1
1030	Machadinho	PQ	500	1,09	0,95	1
1047	Salto Osório	PQ	230	1,05	0,95	2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,09	0,95	2
1210	Gravataí-230	PQ	230	1,05	0,95	2
2458	Cascavel-230	PQ	230	1,05	0,95	2

A.2 Dados das linhas

Tabela A.2: Dados das linhas. Fonte: (ALVES, 2007).

De	Para	Nome	V	Circ	R_+	X_+	B	CN	CE	R_0	X_0
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	1	0,01	0,124	15,204	2182	2182	0,04	0,29
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	2	0,01	0,126	15,428	2182	2182	0,04	0,29
839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,13	6,99	12,617	189	318	4,88	19,51
839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,22	7,69	13,81	189	323	5,44	21,2
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,22	1,09	1,8601	319	413	0,77	2,95
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,17	1,03	2,0537	356	356	0,65	3,26
856	933	Segredo-Areia	500	1	0,052	0,654	80,493	2273	2273	0,29	1,68
856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,056	0,697	85,746	2182	2182	0,31	1,79
896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,05	0,73	78,06	1637	1637	0,5	1,9
898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,15	0,89	1,6317	324	324	0,62	2,51
933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2	2,55	312,72	2110	2110	2,77	10,53
933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,162	2,048	250,17	2110	2110	2,22	8,44
933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2	2,69	336,4	2182	2182	2,72	10,86
934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,045	15,738	27,123	319	319	15,21	44,43
934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,041	15,718	27,089	319	319	15,2	44,4
938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,4	2037	2037	3,17	12,06
938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,127	1,603	195,89	1266	1266	1,73	6,6
955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688	1688	2,42	8,76
959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,05	0,44	47,58	2110	2110	0,47	1,8
964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688	1688	0,98	3,55
976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,282	3,852	493,7	1688	1688	3,62	15,18
995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182	2182	3,04	11,54
995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,073	0,92	112,26	2182	2182	0,83	3,22
995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,172	2,17	265,16	2110	2110	2,35	8,94
1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,047	0,59	71,818	2182	2182	0,48	1,86
1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,076	1,171	124,58	2370	2681	0,8	3,04

Tabela A.3: Indutâncias mútuas entre linhas. Fonte: (ALVES, 2007).

Linha 1				Linha 2				RM	XM
De	Para	Num.	Tensão	De	Para	Num.	Tensão		
934	1047	1	230	934	1047	2	230	11,82	20,94
824	933	1	500	824	933	2	500	0,04	0,08
839	2458	1	230	839	2458	2	230	3,43	5,81

Tabela A.4: Dados dos transformadores. Fonte: (ALVES, 2007).

De	Para	Nome	Num.	RT	Pot	R_+	X_+	Tap min	Tap max	Pos	Tp	Cn	Ce
895	814	Bateias	1	500/230	600	0,032	1,146	0,9	1,1	19	V	600	600
895	814	Bateias	2	500/230	600	0,03	1,1651	0,9	1,1	19	V	600	600
800	824	G.B.Munhoz	1	16/500	465	0	3,36	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G.B.Munhoz	2	16/500	465	0	3,36	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G.B.Munhoz	3	16/500	465	0	3,36	0,95	1,05	5	F	465	465
800	824	G.B.Munhoz	4	16/500	465	0	3,36	0,95	1,05	5	F	465	465
839	840	Cascavel	1	230/138	150	0	6,64	0,881	1,136	16	V	150	150
839	840	Cascavel	2	230/138	150	0	6,29	0,881	1,136	16	V	150	150
810	856	Salto Segredo	1	13,8/500	333	0	4,2	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	2	13,8/500	333	0	4,2	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	3	13,8/500	333	0	4,2	0,95	1,05	5	F	333	333
810	856	Salto Segredo	4	13,8/500	333	0	4,2	0,95	1,05	5	F	333	333
897	808	Salto Caxias	1	13,8/500	345	0	4,08	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	2	13,8/500	345	0	4,08	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	3	13,8/500	345	0	4,08	0,95	1,05	5	F	345	345
897	808	Salto Caxias	4	13,8/500	345	0	4,08	0,95	1,05	5	F	345	345
898	848	Foz do Chopim	1	230/138	150	0	6,36	0,881	1,136	16	V	150	150
933	934	Areia	1	500/230	672	0,031	1,207	0,9	1,1	19	V	672	806
938	939	Blumenau	1	500/230	672	0,031	1,15	0,9	1,1	19	V	672	806
938	939	Blumenau	2	500/230	672	0,032	1,163	0,9	1,1	19	V	672	806
938	939	Blumenau	3	500/230	672	0	1,277	0,9	1,1	19	V	672	672
959	960	Curitiba	1	500/230	672	0,032	1,163	0,9	1,1	19	V	672	806
959	960	Curitiba	2	500/230	672	0,031	1,166	0,9	1,1	19	V	672	806
964	965	Caxias	1	500/230	672	0,02	1,211	0,9	1,1	19	V	672	806
964	965	Caxias	2	500/230	672	0,02	1,233	0,9	1,1	19	V	672	806
904	995	Itá	1	16/500	305	0,05	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	2	16/500	305	0,05	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	3	16/500	305	0,05	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	4	16/500	305	0,05	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
904	995	Itá	5	16/500	305	0,05	4,615	0,95	1,05	5	F	305	305
915	1030	Machadinho	1	16/500	420	0	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
915	1030	Machadinho	2	16/500	420	0	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
915	1030	Machadinho	3	16/500	420	0	4,131	0,95	1,05	5	F	420	420
919	1047	Salto Osório	1	13,8/230	196	0,08	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
919	1047	Salto Osório	2	13,8/230	196	0,08	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
919	1047	Salto Osório	3	13,8/230	196	0,08	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
919	1047	Salto Osório	4	13,8/230	196	0,08	6,809	0,95	1,05	5	F	196	196
925	1060	S.Santiago	1	19/500	415	0,04	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S.Santiago	2	19/500	415	0,04	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S.Santiago	3	19/500	415	0,04	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
925	1060	S.Santiago	4	19/500	415	0,04	4,545	0,95	1,05	5	F	415	415
976	1210	Gravataí	1	500/230	672	0,03	1,219	0,9	1,1	19	V	672	806
976	1210	Gravataí	2	500/230	672	0,039	1,138	0,9	1,1	19	V	672	806
976	1210	Gravataí	3	500/230	672	0,036	1,217	0,9	1,1	19	V	672	806
896	2458	Cascavel Oeste	1	500/230	600	0	1,27	0,9	1,1	19	V	600	600

A.3 Dados das cargas

Tabela A.5: Dados das cargas. Fonte: (ALVES, 2007).

Barra	Nome	Tensão	P(MW)	Q(Mvar)
814	Bateias	230	680	130
960	Curitiba	230	790	330
939	Blumenau	230	940	50
965	Caxias	230	700	49
1210	Gravataí	230	1100	400
934	Areia	230	235	57
2458	Cascavel Oeste	230	400	125
840	Cascavel	138	150	32
848	Foz do Chopim	138	90	17
Total			5085	1190

A.4 Dados das máquinas

Tabela A.6: Geração de Potência Ativa (MW). Fonte: (ALVES, 2007).

Barra	Nome	Num. de Máquinas	Geração Máxima por Máquina	Geração Máxima Total
800	G.B.Munhoz	4	418,5	1674
808	Salto Caxias	4	310	1240
810	Salto Segredo	4	315	1260
904	Itá	5	170	1450
915	Machadinho	3	260	1140
919	Salto Osório	4	120	728
925	Salto Santiago	4	220	1420
Total		28		8912

Tabela A.7: Geração e Absorção de Potência Reativa(Mvar). Fonte: (ALVES, 2007).

Barra	Nome	Num. de Máquinas	Absorção		Geração	
			por Máquina	Total	por Máquina	Total
800	G.B.Munhoz	4	200	800	200	800
808	Salto Caxias	4	150	600	150	600
810	Salto Segredo	4	100	400	133	532
904	Itá	5	95	475	95	475
915	Machadinho	3	172	516	155	465
919	Salto Osório	4	37	148	55	220
925	Salto Santiago	4	110	440	105	420
Total		28		3379		3512

ANEXO B

PARÂMETROS DINÂMICOS DO SISTEMA DE G&T

Neste anexo encontram-se os parâmetros dos modelos dinâmicos utilizado no sistema-teste de G&T.

B.1 Parâmetros dos geradores síncronos

Tabela B.1: Parâmetros dos geradores síncronos. Fonte: (ALVES, 2007).

Barra	Nome	Num.	Xd	Xq	X'd	X''d	Xl	T'd	T''d	T''q	H	P	Ra
800	G.B.Munhoz	4	91,89	68,63	30,25	24,22	16,13	7,92	0,06	0,09	4,439	419	0
808	S.Caxias	4	87,85	56,61	24,51	19,86	10,35	7,59	0,07	0,17	4,071	333	0
810	S. Segredo	4	87,85	56,61	24,51	19,86	10,35	7,59	0,07	0,17	4,071	333	0
904	Itá	5	110	73	31	24	16	6,9	0,043	0,04	4,349	305	0,42
915	Machadinho	3	100	75	32	26	22	6	0,09	0,09	4,844	418,5	0
919	S.Osório	4	119,9	59,96	30,94	25,48	10,92	8,27	0,05	0,07	3,62	182	0
925	S.Santiago	4	91,79	62,25	31,65	23,21	18,86	10	0,04	0,13	3,873	369,8	0

Os parâmetros A, B e C da Tabela B.2 são utilizados na equação de saturação descrita abaixo.

Tabela B.2: Parâmetros de saturação. Fonte: (ALVES, 2007).

Barra	Nome	A	B	C
800	G.B.Munhoz	0,022	7,874	0,8
808	S.Caxias	0,0147	7,098	0,8
810	S. Segredo	0,0147	7,098	0,8
904	Itá	0,02707	7,05981	0,8
915	Machadinho	0,022924	8,392149	0,8
919	S.Osório	0,049	6,64	0,8
925	S.Santiago	0,046	6,3	0,8

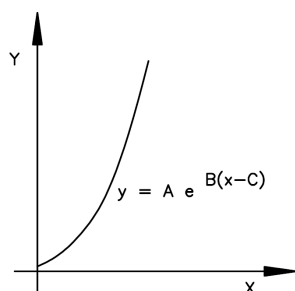


Figura B.1: Curva de saturação

B.2 Parâmetros dos reguladores de tensão

Os parâmetros utilizados nos modelos dos reguladores automáticos de tensão para todos os geradores de grande porte são os descritos a seguir.

- $T_R = 0,04$.

- $T_A = 0,15$.

- $T_B = 3,00$.

- $T_C = 1,00$.

- $K_A = 150$.

B.3 Parâmetros dos estabilizadores de potência

Os parâmetros utilizados nos modelos dos estabilizadores de sistemas de potência para todos os geradores de grande porte são os descritos a seguir.

- $K_{ESP} = 3,0$.

- $T_W = 10,0$.

- $T_1 = 0,3$.

- $T_2 = 0,05$.

- $T_3 = 0,3$.

- $T_4 = 0,05$.

ANEXO C

PARÂMETROS DINÂMICOS DA GD E DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este anexo contém os dados estáticos da rede de distribuição equivalente conectada ao sistema-teste de G&T, além dos parâmetros dinâmicos utilizados para os geradores distribuídos.

C.1 Dados da rede de distribuição

A Figura C.1 traz o diagrama unifilar do sistema de distribuição original, base para os valores utilizados nesta dissertação. Seus dados completos podem ser encontrados nos trabalhos de (ABREU, 2005) e (FERNANDES, 2012).

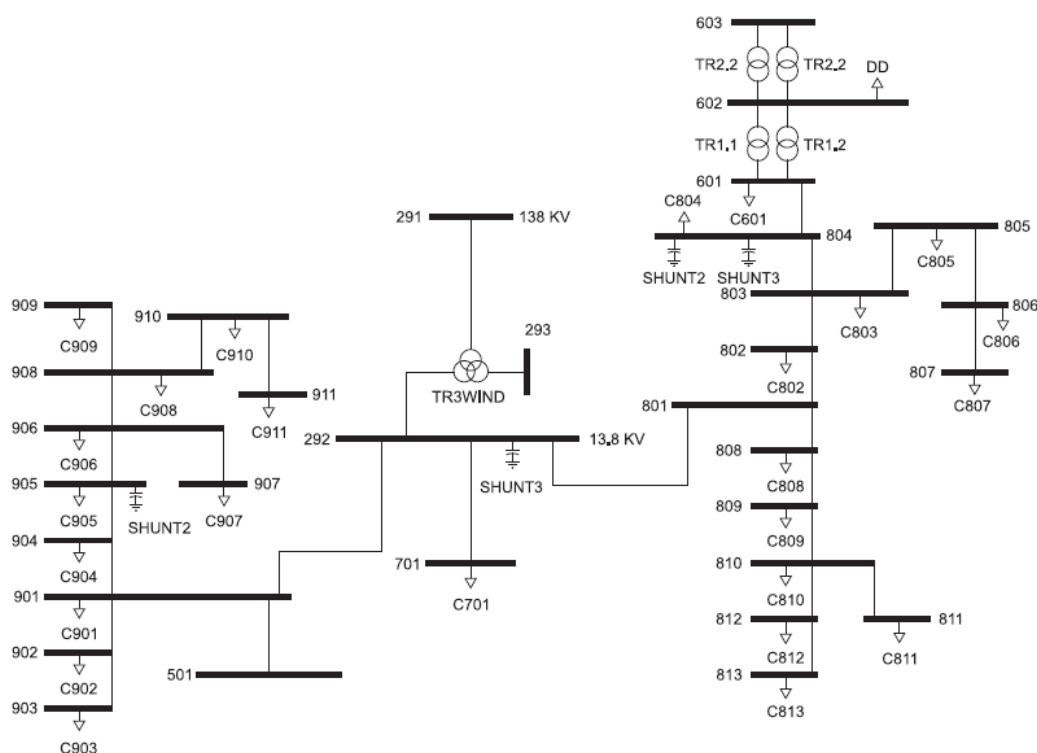


Figura C.1: Sistema de distribuição original

Os dados estáticos da rede de distribuição equivalente utilizada integrada ao sistema-teste de G&T estão descritos a seguir, seguindo a simbologia utilizada no texto do capítulo 3 desta dissertação. O valor de Z_{rd} foi calculado através da transformação de bases da impedância da linha 806-807 do sistema de distribuição original utilizado por (ABREU, 2005). O valor de Z_{eq} é o equivalente de Thévenin do sistema de distribuição original visto pela barra 806.

- $Z_{rd} = 0,0022 + j0,0008$ pu.
- $Z_{eq} = 0,0036 + j0,0022$ pu.
- $X_{tr} = 0,04304\%$

C.2 Parâmetros dos geradores distribuídos

Seguem os valores utilizados no modelo dos geradores síncronos da Geração Distribuída.

- $X_d = 2,06$.
- $X_q = 2,50$.
- $X'_d = 0,398$.
- $X'_q = 0,30$.
- $X''_d = 0,254$.
- $X_l = 0,10$.
- $T'_d = 7,80$.
- $T'_q = 3,00$.
- $T''_d = 0,066$.
- $T''_q = 0,075$.
- $R_a = 0$.
- $H = 1,00$.
- $D = 0$.
- $Base = 10$ MVA.

C.3 Parâmetros dos reguladores de tensão

Abaixo encontram-se os parâmetros dos reguladores automáticos de tensão utilizados para a GD.

- $K_a = 150$.
- $T_a = 0,15$.

C.4 Parâmetros dos reguladores de velocidade e turbinas

Seguem os parâmetros dinâmicos dos reguladores de velocidade e das turbinas térmicas de cogeração utilizados nesta dissertação.

- $R_v = 0,05$.

- $T_{v1} = 0,05$.

- $T_{t1} = 1,50$.

- $T_{t2} = 5,00$.

- $D_{TURB} = 0$.