



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Valoração de Serviços Ancilares de
Geradores Distribuídos**

Augusto César Rueda Medina

Ilha Solteira - SP, Fevereiro de 2012

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Valoração de Serviços Ancilares de
Geradores Distribuídos**

Augusto César Rueda Medina

Antonio Padilha Feltrin

Orientador

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" – UNESP, Campus de Ilha Solteira, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

UNESP - Ilha Solteira

Fevereiro/2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

R918v Rueda, Augusto César Medina.
Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos / Augusto César Rueda Medina. - Ilha Solteira : [s.n.], 2012
169 f. : il.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2012

Orientador: Antonio Padilha
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Serviços ancilares. 3. Incertezas na geração de energia. 4. Sistemas de distribuição. 5. Sistemas de subtransmissão. 6. Sistemas de transmissão.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Valoração de Serviços Ancilares de Geradores Distribuídos

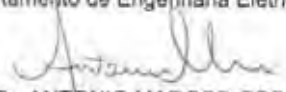
AUTOR: AUGUSTO CÉSAR RUEDA MEDINA

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO MARCOS COSSI

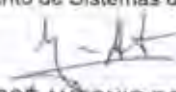
Departamento de Matemática / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MINUSSI

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. WALMIR DE FREITAS FILHO

Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas


Prof. Dr. JOSÉ ANTONIO DOMÍNGUEZ NAVARRO

Departamento de Engenharia Elétrica / Universidad de Zaragoza

Data da realização: 24 de fevereiro de 2012.

Dedicatória

*Dedico esta tese a minha família
e a minha companheira Aline.*

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos:

Ao professor Antonio Padilha Feltrin, pela sua orientação e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNESP de Ilha Solteira, pela sua dedicação na transmissão do conhecimento.

Ao professor José Antonio Domínguez Navarro, da Universidade de Zaragoza na Espanha, pelo seu importante aporte nas etapas iniciais deste trabalho.

Aos companheiros do LaPSEE, porque me fizeram sentir em casa durante estes últimos anos.

Aos companheiros da Universidade de Zaragoza, pela alegre convivência durante o tempo que estive na Espanha.

Aos funcionários da UNESP, pela sua colaboração.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

A todos meus amigos.

Resumo

O objetivo principal deste projeto é o desenvolvimento de metodologias que indiquem os custos reais de determinados serviços ancilares de geradores distribuídos, e como podem contribuir, com estes serviços, para melhoria da qualidade do fornecimento de energia na distribuição, subtransmissão e até transmissão. Estas metodologias deverão fornecer os custos destes serviços, bem como os benefícios para o sistema elétrico, além de identificar quem e quanto oferece de cada serviço para a operação segura e dentro dos procedimentos preestabelecidos.

Para o desenvolvimento dos algoritmos de solução são considerados dois tipos de geração distribuída: geradores distribuídos com variabilidade da fonte primária de energia mínima ou desprezível (microturbinas a gás, pequenas centrais hidrelétricas, geradores em usinas de açúcar e álcool, etc.), e geradores distribuídos que têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (principalmente turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos). Este último grupo de geradores precisa de considerações mais elaboradas que incluam as incertezas na geração de energia. Este assunto é tratado através de Simulações de Monte Carlo, Cadeias de Markov e Lógica Fuzzy. Através das Simulações de Monte Carlo são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários, enquanto que com as Cadeias de Markov e a Lógica Fuzzy são descritas as séries de tempo relacionadas com a geração de potência ativa dos geradores distribuídos. Também são considerados vários objetivos a serem otimizados através de técnicas multiobjetivo, observando principalmente as perdas de potência nas linhas do sistema, os custos de geração dos geradores distribuídos e a estabilidade de tensão do sistema.

Os serviços ancilares considerados neste trabalho são o suporte de potência reativa, a reserva para controle de frequência e o controle secundário de frequência. O suporte de potência reativa é considerado para geradores distribuídos com e sem incertezas na fonte primária de energia, tanto em sistemas de distribuição quanto em sistemas de subtransmissão; enquanto que a reserva para o controle de frequência e o controle secundário de frequência são considerados para geradores sem incertezas em sistemas de subtransmissão.

PALAVRAS-CHAVE: Geração distribuída. Serviços ancilares. Incertezas na geração de energia. Sistemas de distribuição. Sistemas de subtransmissão. Sistemas de transmissão.

Abstract

The main objective of this project is to develop methodologies to indicate the real costs of certain ancillary services when they are delivered by distributed generators, and how they can contribute, with these services, to improve the quality of power supply in distribution, sub-transmission and even transmission systems. These methodologies should provide the costs of these services and benefits to the electrical system as a whole, and they should also identify who and how much of each service provides for the safe operation and within the pre-established procedures.

Two types of distributed generation are considered for the development of solution algorithms: distributed generators with minimal or negligible variability of the primary energy source (gas micro-turbines, small hydroelectric plants, generators in sugar and alcohol plants, etc.), and distributed generators that have strong dependence on variations of the primary energy source (mainly wind turbines and photovoltaic systems). This latter group of generators need more elaborate considerations to include the uncertainties in power generation. This matter is addressed through Monte Carlo Simulations, Markov Chains and Fuzzy Logic. Through Monte Carlo Simulations probabilistic power flows in multiple scenarios are performed, while with Markov Chains and Fuzzy Logic the time series related to the active power generation of distributed generators are described. Several objectives are also considered to be optimized by multi-objective techniques, noting particularly the power losses in the lines of the system, generation costs of distributed generators and voltage stability of the system.

The ancillary services considered in this work are reactive power support, reserves for frequency control and secondary frequency control. Reactive power support is considered for distributed generators with and without uncertainty in the primary energy source, both in distribution and in sub-transmission systems; while reserves for frequency control and secondary frequency control are considered for generators without uncertainty in sub-transmission systems.

KEYWORDS: Distributed generation. Ancillary services. Uncertainties in power generation. Distribution systems. Sub-transmission systems. Transmission systems.

Lista de Figuras

3.1	Microturbina.	p. 34
3.2	Célula a combustível.	p. 34
3.3	Células fotovoltaicas.	p. 35
3.4	Turbinas eólicas.	p. 36
3.5	Modelo teórico de um sistema elétrico.	p. 44
5.6	Capacidade adicional de potência reativa pela diminuição de potência ativa. .	p. 54
5.7	Otimidade de Pareto.	p. 58
5.8	Sistema de potência simples.	p. 61
5.9	Diagrama de fluxos da aproximação inicial – GDs sem incertezas.	p. 64
5.10	Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para alocação de GDs.	p. 67
5.11	Diagrama de fluxos do fluxo de potência ótimo para alocação de GDs.	p. 68
5.12	MSP-multimáquinas (domínio da frequência).	p. 77
6.13	Discretização da saída de potência ativa de um GD.	p. 82
6.14	Diagrama de fluxos da aproximação inicial – GDs com incertezas.	p. 84
6.15	Curva de capacidade de um GS.	p. 88
6.16	Curva de capacidade de um GIDA.	p. 88
6.17	Função de custos de produção de potência reativa.	p. 89
6.18	Índice de heterogeneidade de tensão.	p. 91
6.19	Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para mercado de reativos. . .	p. 95
6.20	Seleção do EEOP.	p. 98
6.21	Seleção da solução.	p. 98
6.22	Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para sistemas de transmissão. .	p. 101

6.23	Sistema de inferência LF&CM.	p. 104
6.24	Funções de pertinência da variável $\hat{X}$	p. 106
6.25	Funções de pertinência da variável $\hat{Z}$	p. 106
6.26	Funções de pertinência da variável $\hat{Y}$	p. 107
6.27	Função de densidade de probabilidade $P_r(\hat{Z})$	p. 108
7.28	Sistema IEEE-34.	p. 111
7.29	Fronteira <i>não-dominada</i> na aproximação inicial – GDs sem incertezas.	p. 112
7.30	a) Ponto de operação referência, b) Ponto de operação com melhor MEET.	p. 114
7.31	Fronteira <i>não-dominada</i> no problema de alocação de GDs.	p. 115
7.32	Sistema STBR-107.	p. 119
7.33	Curva de demanda diária para testes no sistema STBR-107.	p. 122
7.34	Curva de <i>reserva</i> diária requerida para testes no sistema STBR-107.	p. 122
7.35	<i>Energia</i> e <i>reserva</i> fornecida pelos GDs.	p. 124
7.36	<i>Energia</i> total fornecida por cada GD.	p. 125
7.37	<i>Reserva</i> total fornecida por cada GD.	p. 125
7.38	Sistema IEEE-14.	p. 126
7.39	Variações de geração de potência ativa de GD ₁	p. 127
7.40	Variações de geração de potência ativa de GD ₂	p. 127
7.41	Variações de velocidade angular de GD ₁	p. 128
7.42	Variações de velocidade angular de GD ₂	p. 128
7.43	Contorno das matrizes de probabilidades de transição: a) Zona 1, b) Zona 2.	p. 130
7.44	Curva de demanda residencial típica para testes no sistema IEEE-34.	p. 131
7.45	Sistema IEEE-37.	p. 133
7.46	Curva de demanda diária para testes no sistema IEEE-37.	p. 133
7.47	Resultados – funções <i>fitness</i> : (a) Valores horários, (b) Valores médios.	p. 136
7.48	Número de ocorrências de potência reativa gerada pelos GTVs.	p. 137

7.49	Resultados – EP: (a) Caso-GS, (b) Caso-GIDA, (c) Caso-GS/GIDA.	p. 138
7.50	Fronteira <i>não-dominada</i> – Sistema de inferência markoviano.	p. 140
7.51	Fronteira <i>não-dominada</i> – Sistema de inferência LF&CM.	p. 143

Lista de Tabelas

2.1	Arranjos comerciais dos serviços ancilares no Brasil.	p. 30
3.2	Níveis típicos de geração distribuída.	p. 33
4.3	Capacidades tecnológicas dos GDs de fornecer serviços ancilares.	p. 50
7.4	Resultados da aproximação inicial – GDs sem incertezas.	p. 113
7.5	Alternativas de alocação para GD ₁ e GD ₂	p. 116
7.6	Geração de potência ativa e reativa de GD ₁	p. 116
7.7	Geração de potência ativa e reativa de GD ₂	p. 117
7.8	CPO para GD ₁ em diferentes transições entre estados de demanda.	p. 117
7.9	CPO para GD ₂ em diferentes transições entre estados de demanda.	p. 118
7.10	Dados de operação dos GDs.	p. 120
7.11	Valores supostos do despacho dos geradores centralizados.	p. 121
7.12	Soluções para os GDs – <i>Energia e reserva</i>	p. 123
7.13	Valores das variáveis duais associadas às restrições de <i>reserva</i> requerida.	p. 124
7.14	Matriz de probabilidades de transição para o GTV da Zona 1.	p. 130
7.15	Matriz de probabilidades de transição para o GTV da Zona 2.	p. 130
7.16	Resultados da aproximação inicial – GDs com incertezas.	p. 132
7.17	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV ₁	p. 134
7.18	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV ₂	p. 134
7.19	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV ₃	p. 134
7.20	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV ₄	p. 135
7.21	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV ₅	p. 135
7.22	Preços uniformes de mercado.	p. 137

7.23	Impedâncias entre GTVs.	p. 138
7.24	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GD ₁	p. 139
7.25	Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GD ₂	p. 139
7.26	Valores da fronteira <i>não-dominada</i> – Sistema de inferência markoviano. . . .	p. 140
7.27	Matriz de probabilidades de transição de velocidade do vento para a Zona 1. .	p. 142
7.28	Matriz de probabilidades de transição de velocidade do vento para a Zona 2. .	p. 142
7.29	Valores da fronteira <i>não-dominada</i> – Sistema de inferência LF&CM.	p. 144
A.1	Sistema teste IEEE-34.	p. 167
A.2	Sistema teste IEEE-37.	p. 168

Lista de Abreviaturas

AGC	Controle automático de geração (<i>Automatic Generation Control</i>)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Busca Tabu
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CCHP	<i>Combined Cooling, Heating and Power</i>
CFE	Compensação Financeira Esperada
CM	Cadeias de Markov
CPO	Custos por Perda de Oportunidade
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
DTC	Desvio de Transações Contratadas
EEOP	Espaço Euclidiano Ótimo de Pareto
EP	Encargos por Pagamentos
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FV	Sistemas fotovoltaicos
GD	Gerador Distribuído
GI	Gerador de Indução
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GInv	Gerador com Inversor
GTV	Sistemas de geração de turbina eólica
GS	Gerador Síncrono
IEET	Índice de Estabilidade Estática de Tensão
IGD	Investidor da Geração Distribuída
IHT	Índice de Heterogeneidade de Tensão
ITHT	Índice Total de Heterogeneidade de Tensão
LF	Lógica Fuzzy

LF&CM	Lógica Fuzzy e Cadeias de Markov
MEET	Margem de Estabilidade Estática de Tensão
MSP	Modelo de Sensibilidade de Potência
NERC	<i>North America Electric Reliability Council</i>
OIS	Operador Independente do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
OST	Operador do Sistema de Transmissão
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PRs	Preços de <i>Reserva</i>
SIL	Potência natural (<i>Surge Impedance Loading</i>)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulações de Monte Carlo
SPEA2	<i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i> versão 2

Sumário

1	Introdução	p. 17
1.1	Motivação	p. 17
1.2	Objetivos	p. 19
1.3	Metodologia	p. 19
1.4	Estrutura do Trabalho	p. 20
2	Serviços Ancilares	p. 21
2.1	Revisão Bibliográfica	p. 21
2.2	Visão Geral dos Serviços Ancilares	p. 23
2.2.1	Controle de Frequência	p. 24
2.2.2	Reservas para Controle de Frequência	p. 25
2.2.3	Suporte de Potência Reativa	p. 26
2.2.4	Autorrestabelecimento (<i>Black Start</i>)	p. 28
2.3	Serviços Ancilares no Brasil	p. 29
3	Geração Distribuída	p. 31
3.1	Revisão Bibliográfica	p. 31
3.2	Visão Geral da Geração Distribuída	p. 33
3.2.1	Microturbinas	p. 33
3.2.2	Células a Combustível (<i>fuel cells</i>)	p. 33
3.2.3	Dispositivos de Armazenamento	p. 34
3.2.4	Dispositivos Renováveis	p. 35
3.3	Impactos Técnicos da Geração Distribuída	p. 36
3.3.1	Impactos Técnicos nos Sistemas de Distribuição	p. 36

3.3.2	Impactos Técnicos nos Sistemas de Transmissão	p. 39
3.4	Impactos Econômicos da Geração Distribuída	p. 41
3.4.1	Impacto do Incremento da Penetração da Geração Distribuída	p. 41
3.4.2	Impacto na Estrutura do Mercado de Eletricidade	p. 43
4	Definição do Problema	p. 46
4.1	Capacidades dos Geradores Distribuídos de Fornecer Serviços Ancilares	p. 46
4.2	Definição do Problema	p. 50
5	Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 52
5.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 52
5.1.1	Aproximação Inicial	p. 52
5.1.2	Alocação Ótima de Geradores Distribuídos	p. 63
5.2	Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 70
5.2.1	Esquema de Valoração da Reserva para Controle de Frequência	p. 70
5.3	Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 75
5.3.1	Modelo de Sensibilidade de Potência para Sistemas Multimáquinas	p. 76
6	Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 79
6.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 79
6.1.1	Aproximação Inicial	p. 79
6.1.2	Aproximação de Mercado	p. 86
6.2	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão	p. 99
6.2.1	Usando um Modelo de Inferência Markoviano	p. 99
6.2.2	Usando um Modelo de Inferência Fuzzy-Markoviano	p. 102
7	Testes e Resultados	p. 110
7.1	Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 110
7.1.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 110
7.1.2	Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 119

7.1.3	Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 125
7.2	Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 129
7.2.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 129
7.2.2	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão	p. 138
7.3	Resumo dos Testes e Resultados	p. 144
7.3.1	Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 144
7.3.2	Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 146
8	Conclusões e Trabalhos Futuros	p. 149
8.1	Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 150
8.1.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 150
8.1.2	Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 151
8.1.3	Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão	p. 151
8.2	Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia	p. 152
8.2.1	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	p. 152
8.2.2	Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão	p. 153
8.3	Trabalhos Futuros	p. 153
9	Produção bibliográfica	p. 155
	Referências	p. 157
	Apêndice A – Dados dos Sistemas Modificados (Equivalentes Monofásicos)	p. 167
A.1	Dados do Sistema IEEE-34	p. 167
A.2	Dados do Sistema IEEE-37	p. 168

1 *Introdução*

1.1 *Motivação*

A necessidade de prover segurança e estabilidade ao sistema elétrico é cumprida através de serviços técnicos conhecidos como serviços ancilares. Em (SHAHIDEHPOUR, 2002), definem-se os serviços ancilares como aqueles serviços, além da energia, que são essenciais para assegurar a operação confiável do sistema elétrico de potência.

Geralmente, os serviços ancilares do sistema de potência são fornecidos e garantidos pelos grandes geradores convencionais, normalmente conectados ao sistema de transmissão. Isto é feito através da manutenção de um certo nível de disponibilidade de energia para ser usada quando necessária.

Os avanços tecnológicos e a procura de produção de energia de menor impacto ambiental geraram um interesse crescente pelas fontes de energia a partir da geração distribuída. As principais vantagens da geração distribuída sobre as grandes unidades convencionais são: a economia em investimentos e os baixos impactos ambientais. Adicionalmente, a geração distribuída pode contribuir para reduzir as perdas elétricas, aliviar o congestionamento em linhas de transmissão, melhorar o perfil de tensão, melhorar a estabilidade do sistema, e também reduzir os custos da eletricidade para o consumidor final. Embora a geração distribuída não possa substituir completamente a geração central, ela se converte em uma boa opção quando as restrições do sistema dificultam ou encarecem o fornecimento da energia.

Fatores como a necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis, a mudança nos cenários econômicos e regulatórios, a importância do aproveitamento da energia e a minimização dos impactos ambientais têm motivado o desenvolvimento da geração distribuída. Neste contexto, as características dos serviços ancilares podem ser adaptadas e revisadas para serem fornecidos por Geradores Distribuídos (GDs) de um modo econômico e eficiente.

As tecnologias da geração distribuída incluem energia fotovoltaica, turbinas eólicas, células a combustível (*fuel cells*), pequenas e microturbinas, e máquinas de combustão in-

terna (PHILIP et al., 2000). Estas tecnologias entraram em um período de expansão rápido a partir do ano 1997 com o protocolo de Kioto, quando os países industrializados adotaram o compromisso de reduzir as emissões prejudiciais ao ambiente.

O sistema de distribuição é normalmente considerado como passivo, isto significa que é estável contanto que o sistema de transmissão também o seja (BAYEGAN, 2001). O sistema de distribuição se torna um sistema ativo, tanto na geração de energia quanto em seu consumo com a introdução da geração distribuída. Além disso, as unidades de geração distribuída que foram tratadas como cargas negativas e que normalmente não eram exigidas para prover serviços ancilares ou participar dentro do controle de tensão e frequência, são agora consideradas para ter participação mais ativa no controle e operação do sistema de potência (VU et al., 2005a; VU et al., 2005b).

Foram desenvolvidos vários estudos que relacionam a geração distribuída como provedora de serviços ancilares. Em (MOYA, 2009), as vantagens técnicas são mostradas quando a geração distribuída é usada no despacho de reservas de potência ativa e reativa. Neste artigo, apresenta-se uma metodologia para estabelecer o nível máximo de geração distribuída que pode ser instalado ao mesmo tempo, tomando cuidado com os impactos negativos na rede e, por conseguinte, o máximo de geração distribuída que pode ser provida para o serviço de reservas.

Em (THONG et al., 2007), são estudadas as possibilidades de usar a geração distribuída para participar dentro dos serviços ancilares considerando a operação segura do sistema de potência.

Uma discussão do benefício de serviços ancilares para fontes de geração distribuída conectadas à rede é feita em (TRIGGIANESE et al., 2007). Como caso de estudo, a energia eólica é analisada como fonte de geração distribuída renovável através de turbinas eólicas conectadas à rede mediante conversores eletrônicos.

Em (MEYER et al., 2006), é apresentada uma síntese breve da situação e do ambiente regulatório relacionado com o desenvolvimento da geração distribuída na França em particular e na Europa em geral.

No trabalho apresentado em (FRUNT et al., 2008), é feita uma discussão dos métodos para o balanço de potência através de serviços ancilares usados no momento na Europa. Neste trabalho, é apresentada uma aproximação nova para a manipulação do balanço de potência em presença da geração distribuída.

Em (XU et al., 2007), um método é proposto para implementar os serviços ancilares, não relacionados com a potência ativa, fornecidos pela geração distribuída (regulação de tensão,

compensação de potência reativa, correção do fator de potência, compensação de desbalanço de tensão e/ou corrente e compensação de harmônicas) seguindo uma teoria aplicável para serviços ancilares usada para fazer cálculos e controle em tempo real.

1.2 Objetivos

O enfoque deste trabalho é na avaliação das possibilidades de fornecimento dos serviços ancilares por GDs. Os principais objetivos desta proposta são:

- Elaborar metodologias considerando os mecanismos de regulação e necessidades temporais dos serviços ancilares para procedimentos de remuneração ou precificação para GDs;
- Desenvolver metodologias que indiquem os custos reais de determinados serviços ancilares em GDs, e como a geração distribuída pode contribuir, com estes serviços, para melhoria da qualidade do fornecimento de energia (na distribuição, subtransmissão e até transmissão). Estas metodologias deverão fornecer o custo destes serviços, bem como os benefícios para o sistema elétrico, e a identificação de quem e quanto oferece de cada serviço para a operação segura e dentro dos procedimentos preestabelecidos.

1.3 Metodologia

No desenvolvimento deste projeto de pesquisa, os procedimentos atuais estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e pelo Operador Nacional do Sistema - ONS estão sendo considerados.

Para o desenvolvimento do sistema de obtenção de valores dos serviços ancilares são levados em consideração aspectos internacionais e particularidades do sistema elétrico brasileiro.

Inicialmente, são estudadas as capacidades tecnológicas de vários GDs de fornecer serviços ancilares. Em seguida, é definido o problema do presente projeto. Por último, são desenvolvidos e implementados os algoritmos correspondentes às propostas de valoração de serviços ancilares de GDs em sistemas de distribuição e transmissão.

Para o desenvolvimento dos algoritmos de solução são considerados dois tipos de geração distribuída: GDs com variabilidade da fonte primária de energia mínima ou desprezível (microturbinas a gás, Pequenas Centrais Hidrelétricas -PCHs-, geradores em usinas de açúcar e

álcool, etc.), e GDs que têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (principalmente turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos). Este último grupo de GDs precisa de considerações mais elaboradas que incluam as incertezas na geração de energia. Este assunto é tratado através de Simulações de Monte Carlo, Cadeias de Markov, e Lógica Fuzzy. Através das Simulações de Monte Carlo são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários, enquanto que com as Cadeias de Markov e a Lógica Fuzzy são descritas as séries de tempo relacionadas com a geração de potência ativa dos GDs. Também são considerados vários objetivos a serem otimizados através de técnicas de otimização multiobjetivo, observando principalmente as perdas de potência nas linhas do sistema, os custos de geração dos GDs e a estabilidade de tensão do sistema.

Relacionado com os sistemas de distribuição é utilizado um algoritmo de fluxo de potência baseado no método de soma de correntes com varredura com compensação para barras tipo PV (potência ativa e tensão especificadas). Para os sistemas de transmissão a técnica utilizada para resolver o problema de fluxo de potência é o método de Newton-Raphson.

1.4 Estrutura do Trabalho

Como passo inicial para o desenvolvimento de técnicas para valorar os serviços ancilares da geração distribuída, é feito um estudo destes tópicos: inicialmente, no Capítulo 2 é exposto um estudo dos serviços ancilares mostrando sua definição e precificação em vários sistemas; em seguida, no Capítulo 3 são estudadas a definição e as tecnologias da geração distribuída, além de expor os impactos técnicos e econômicos que estas geram nos sistemas de distribuição e transmissão.

Na sequência, no Capítulo 4 é definido o problema objeto do presente trabalho. Nos capítulos 5 e 6 são apresentadas propostas para a valoração de serviços ancilares em sistemas de distribuição e transmissão para GDs sem e com incertezas, respectivamente. No capítulo 7 são apresentados os resultados obtidos da implementação das propostas dos capítulos 5 e 6. Conclusões e trabalhos futuros são expostos no Capítulo 8.

2 *Serviços Ancilares*

2.1 **Revisão Bibliográfica**

Segundo a definição de serviços ancilares dada em (SHAHIDEHPOUR, 2002), muitos serviços tais como suporte de tensão, capacidade de autorrestabelecimento (*black start*), regulação e reservas de potência com níveis variáveis de tempo de resposta são considerados como serviços ancilares. Mesmo assim, muitas entidades tais como a *Federal Energy Regulatory Commission* - FERC e o *North America Electric Reliability Council* - NERC têm desenvolvido listas de serviços ancilares. Em (GJERDE, 2007), além de trazer uma definição e uma caracterização dos serviços ancilares, descreve-se porque são necessários.

Recentemente, muitos artigos têm sido apresentados relacionados com o desenvolvimento de mercados com serviços ancilares. Em (OREN, 2001), apresentam-se opções de modelos de protocolos de seleção de ofertas em mercados com serviços ancilares. Um ambiente para a segurança do sistema de potência, baseado em um mercado com serviços ancilares, é mostrado em (ZAMMIT, 2007). Este artigo mostra regras de mercado através de um algoritmo que garante a segurança do sistema com o menor custo total.

Uma formulação detalhada para leilões de energia e serviços ancilares para sistemas de mercados integrados, através de um fluxo de potência ótimo, é apresentada em (WU, 2007). Em (BAUTISTITA, 2006), é apresentado um modelo para analisar a competência imperfeita em um mercado integrado para energia e reserva girante (*spinning reserve*).

Em (LI, 2005), é mostrada a formulação e solução do problema de redespacho de geração (*unit commitment*) com otimização simultânea de energia e serviços ancilares. O problema associado com o mercado de serviços ancilares da Califórnia, que levou à reforma do *comprador racional*, é discutido em (BREIN, 1999).

Em (MOTAMEDI; FOTUHI-FIRUZABAD, 2007), é realizado uma revisão geral das diferentes aproximações para obter os serviços ancilares necessários em um sistema de potência. Este artigo também apresenta diferentes formas de modelos de mercados com serviços an-

cilares considerando fatores importantes: o preço de retorno e o custo total de aquisição do serviço. Outra alternativa de modelo para um mercado competitivo com serviços ancilares é discutida em (CHEUNG, 2008), a qual se baseia na teoria da dualidade e é verificada com sua implementação em vários mercados dos EUA incluindo New England, New York e Midwest.

No que diz respeito ao planejamento ótimo de serviços ancilares têm sido desenvolvidos vários trabalhos. Em (HAVEL et al., 2008b), apresenta-se uma aproximação garantindo balanço de potência ativa de um sistema de transmissão em um mercado liberalizado desempenhado por um operador do sistema de transmissão. Este objetivo é alcançado através de Simulações de Monte Carlo. Outro trabalho baseado nas Simulações Monte Carlo é apresentado em (HAVEL et al., 2008a). Este artigo fornece uma maneira de encontrar o conjunto de serviços ancilares para realizar o controle do balanço de potência, e descreve um algoritmo para resolver este problema de otimização. Em (KHAITAN et al., 2008), um problema de otimização linear é formulado para permitir que o operador de rede tome decisões com menor custo para a compra de serviços ancilares. Neste artigo, otimizações são realizadas simultaneamente utilizando duas formulações DC, uma para o tratamento do congestionamento na transmissão e outra para a seleção de serviços ancilares.

A gestão do congestionamento da transmissão no sistema elétrico de potência é um desafio para o operador do sistema. Os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*) (EDRIS, 1997) podem fornecer serviços ancilares para resolver o problema do congestionamento da transmissão. Em (TANG et al., 2007), propõe-se um novo método para acessar os serviços ancilares fornecidos pelos FACTS (especificamente *Phase-Shifter*) usados para gerenciar o congestionamento.

Um estudo que analisa um conjunto de serviços ancilares e discute a medida em que os FACTS podem auxiliar na prestação dos serviços e potencialmente captar uma quota do mercado de serviços ancilares, é apresentado em (KIRBY; HIRST, 1996) pelo *Oak Ridge National Laboratory* do departamento de energia dos EUA.

O controle de frequência e de tensão tem sido sempre uma parte essencial do funcionamento do sistema de energia. Desde a liberalização do setor de eletricidade, os recursos necessários para atingir esse controle devem ser alcançado pelo operador do sistema através de serviços ancilares. Em (REBOURS et al., 2007a; REBOURS et al., 2007b), são apresentadas definições para o controle de frequência e tensão em vários sistemas de potência da América do Norte e Europa.

Em (GALVIS, 2010), é feito um estudo de serviços ancilares de reserva, particularmente, a reserva utilizada no controle de frequência e que é fornecida pelos geradores hidrelétricos.

O objetivo principal do trabalho é desenvolver propostas que indiquem os custos reais desses serviços.

2.2 Visão Geral dos Serviços Ancilares

Os serviços ancilares geralmente são definidos como os serviços que são essenciais para garantir a operação segura de sistemas de potência. De acordo com esta definição, os serviços ancilares são usados principalmente para as seguintes tarefas:

- Manter a frequência do sistema dentro de certos limites,
- Controlar o perfil de tensão do sistema,
- Manter a estabilidade do sistema,
- Prevenir sobrecargas no sistema de transmissão,
- Restabelecer o sistema ou partes dele depois de um corte no fornecimento de eletricidade.

Não há uma classificação comum de serviços ancilares no mundo e alguns serviços semelhantes ainda têm nomes diferentes. Embora não tenha um acordo para a definição de serviços ancilares, pode ser feita uma distinção entre serviços de interconexão, serviços de balanço de geração-demanda e serviços locais (GJERDE, 2007).

- Serviços de interconexão:
 - *Serviços de resposta de frequência.* A resposta de frequência é provida através de um sistema de controle baseado exclusivamente nas variações da frequência. Este serviço é fornecido constantemente.
 - *Esquemas de proteção especiais.* Usados para acrescentar a capacidade de transferência sem necessidade de construir novas linhas.
- Serviços de balanço geração-demanda:
 - *Resposta de regulação.* A resposta de regulação é a habilidade de responder a desbalanços calculados entre geração e demanda.
 - *Acompanhamento de carga.* O acompanhamento de carga é a habilidade de responder a qualquer sinal de demanda.

- *Reserva de contingência.* Reserva de contingência é a habilidade de responder a eventos inesperados.
- Serviços locais:
 - *Serviços de reativos.* Os serviços de reativos são a habilidade de prover potência reativa, reservas e suporte de tensão com o propósito de controlar e suportar o transporte de potência ativa do sistema.
 - *Autorrestabelecimento.* É a habilidade de reinício autônomo.

Neste contexto, os principais serviços ancilares são:

- Controle de frequência (primário e secundário).
- Serviço de reservas (para controle primário e secundário de frequência).
- Suporte de potência reativa.
- Autorrestabelecimento.

2.2.1 Controle de Frequência

É a manutenção do equilíbrio entre a geração e a demanda em uma base de tempo real. Quando acontece uma perturbação no sistema, há um desbalanço entre a demanda e a geração e a frequência do sistema varia, acarretando que o regulador de velocidade nos geradores responda no que é conhecido como *controle primário*, devendo responder a mudanças em poucos segundos. Para retornar o sistema à frequência nominal, deve-se reajustar o ponto de configuração de geração de algumas unidades. Normalmente isto é feito pelo controle automático de geração (*Automatic Generation Control - AGC*) que se refere como *controle secundário*.

Em teoria, o controle de frequência pode ser obtido enviando sinais para os geradores e cargas para ajustar voluntariamente suas produções ou seus consumos baseados nestes sinais. Em geral, a ação de controle de frequência pode ser em qualquer parte do sistema, mas o limite de capacidade e de transmissão deve ser considerado para evitar o congestionamento ou sobrecarga do sistema de transmissão.

Os benefícios do controle de frequência incluem evitar custos por perdas na produção industrial, interrupções e inconvenientes para a comunidade, danos aos equipamentos e distorções no mercado.

Os custos de fornecimento de controle de frequência são difíceis de quantificar. Um mercado para os serviços de controle de frequência pode ajudar na avaliação desses custos. No entanto, em um ambiente de mercado, os preços são mais sensíveis à oportunidade de negócio que aos custos reais da prestação do serviço.

Estes serviços permitem manter a frequência em um valor nominal, através de um equilíbrio entre geração e demanda controlando a produção e/ou consumo de potência ativa.

Geralmente, são usados três níveis para manter o controle do equilíbrio entre produção e demanda (WOOD; WOLLENBERG, 1996; KUNDUR, 1994):

- Controle primário de frequência. É um controle automático que ajusta a geração de potência ativa das unidades geradoras e o consumo das cargas controláveis para restabelecer o equilíbrio entre a demanda e a geração e compensar as mudanças na frequência.
- Controle secundário de frequência. É o controle automático centralizado que ajusta a produção de potência das unidades geradoras para restabelecer a frequência e os intercâmbios com outros sistemas a seus valores nominais após um desequilíbrio. Enquanto o controle primário limita as variações de frequência, o controle secundário traz a frequência de volta para o seu valor nominal.
- Controle terciário de frequência. Refere-se às mudanças manuais no despacho e redes-pacho das unidades geradoras (*unit commitment*). Este controle é usado para repor as reservas de potência de controle primário e secundário (caso brasileiro), gerenciar o congestionamento nas redes de transmissão, e restabelecer a frequência aos seus valores nominais, quando o controle secundário é incapaz de realizar esta última tarefa.

Em (REBOURS et al., 2007a; GALVIS, 2010) é feita uma comparação dos serviços de controle de frequência do ponto de vista técnico entre vários sistemas.

2.2.2 Reservas para Controle de Frequência

As reservas são planejadas para responder a eventos inesperados e são necessárias para manter a integridade do sistema na presença de perturbações. Os dois principais distúrbios são interrupções de geração e variações da demanda.

O controle de frequência, o acompanhamento de carga e os serviços de reserva são serviços diferentes, mas estão relativamente próximos. Embora a finalidade das reservas seja a mesma do controle de frequência e acompanhamento de carga (manter o equilíbrio entre geração e

demanda), as situações nas quais são necessárias são diferentes: as reservas são destinadas para atender principalmente as interrupções no abastecimento de energia e os distúrbios.

O custo da prestação do serviço de reservas depende dos requisitos do sistema. Um dos princípios mais importantes para a medição e fixação dos preços de reserva está relacionado com os custos de oportunidade. De um modo geral, a geração tem três opções:

- Ficar desconectada da linha (entregando reservas suporte);
- Conectada ao sistema com uma potência inferior ao valor máximo que poderia ser entregue (fornecendo *spinning reserve*); ou
- Conectada ao sistema com potência completa (sem fornecer serviços de reserva).

A melhor opção depende da eficiência da unidade de geração.

Uma classificação arbitrária, mas aceita em quase todos os sistemas do mundo, ordena os serviços de reserva em três faixas de tempo:

- Reserva Girante (*Spinning Reserve*): Seu tempo de resposta é a partir de poucos segundos. Não é necessário que estas reservas sejam capazes de entregar potência por um grande período de tempo porque elas são eventualmente deslocadas pelas reservas suplementares.
- Reservas Suplementares (*Supplemental Reserves*): Estas reservas têm o tempo de resposta de vários minutos a meia hora. As reservas suplementares são utilizadas para estabilizar a frequência do sistema e o balanço de energia dentro de uma zona de controle.
- Reservas de Backup (*Backup Reserves*): Estas reservas podem estar em serviço por um grande período de tempo (30 minutos ou mais).

2.2.3 Suporte de Potência Reativa

Este serviço também é chamado de *controle de tensão*. Sua finalidade é controlar o fluxo de potência reativa que é essencial para que um sistema de potência possa funcionar dentro de limites aceitáveis de tensão. O fluxo de potência reativa pode conduzir a alterações substanciais da tensão através do sistema, o que significa que é necessário manter o equilíbrio de potência reativa entre fontes de geração e pontos de demanda. Na carga leve, efeitos capacitivos dominam e as tensões tendem a aumentar (efeito Ferranti). Em cargas pesadas, efeitos indutivos dominam e as tensões tendem a ser reduzidas. No ponto de ressonância (*Surge Impedance Loading – SIL*), ambos efeitos são cancelados (HIRVONEN et al., 2000).

Uma propriedade essencial da potência reativa é que seu efeito está limitado a uma pequena região. Ao contrário da frequência que é consistente em todo o sistema, as tensões através do sistema devem ser distribuídas em toda a rede a partir de um perfil de tensão e de fontes de potência reativas. Também é necessário manter reservas de reativos suficientes para responder a qualquer mudança nos requisitos do sistema. A perda de geradores, de linhas de transmissão e dispositivos reativos mudarão as exigências reativas de toda a rede. Assim, as reservas de potência reativa devem ser estrategicamente posicionadas para responder de forma eficaz e manter a segurança do sistema.

As características técnicas da potência reativa podem impedir o desenvolvimento de um mercado de potência reativa plenamente competitivo. Na maioria dos casos existe apenas um fornecedor ou comprador em qualquer área, o que compromete o potencial de utilização de um mercado. O valor de um MVAR de potência reativa não é o mesmo em qualquer parte do sistema. Se o mercado de potência reativa é criado da mesma maneira que um mercado de potência ativa, o operador do sistema pode terminar contratando um pacote de ofertas de preços baixos, mas com localizações (barras) pouco atraentes em relação às necessidades do sistema. Por conseguinte, os mercados de potência reativa precisam de uma abordagem que tenha em conta tanto os preços de oferta como a localização da fonte.

Grande parte do fornecimento de potência reativa é feito através de equipamentos que têm elevados custos de investimento, mas tendem a ter custos marginais de operação inexpressivos. Consequentemente, os métodos tradicionais para o estabelecimento de um mercado, não se aplicam porque eles confiam no pressuposto de que os custos de investimento aproximarão os custos marginais de produção.

Assume-se que o mercado de potência reativa é de monopólio em termos de estrutura, isto significa que existe um único comprador (o operador do sistema). Por isso, é essencial dispor de um mecanismo em termos de incentivos financeiros para pressionar o operador do sistema a funcionar da forma mais econômica possível.

Outra terminologia usada para o controle de tensão, do ponto de vista do provedor do serviço, é o controle básico e o controle enriquecido de tensão. O controle básico de tensão refere-se aos requisitos mínimos que as unidades geradoras têm de cumprir para ser conectadas ao sistema. O controle enriquecido de tensão é um serviço não obrigatório que complementa o controle básico (REBOURS et al., 2007a; GALVIS, 2010). De acordo com (REBOURS et al., 2007a), o controle de tensão pode ser organizado em três níveis:

- Controle primário de tensão. Este é um controle automático local que mantém a tensão

dentro dos limites estabelecidos em um determinado nó do sistema. No caso de uma unidade geradora, o nó corresponde aos terminais de estator.

- Controle secundário de tensão. É um controle automático centralizado que coordena a ação dos reguladores locais para injetar potência reativa em uma zona específica do sistema. Este controle não é muito comum na atualidade, sendo utilizado só na França e na Itália.
- Controle de tensão terciário. Refere-se à otimização manual do fluxo de potência reativa através do sistema.

2.2.4 Autorrestabelecimento (*Black Start*)

Autorrestabelecimento é a capacidade de se recuperar de uma interrupção do sistema, parcial ou total, que tem provocado extensas perdas no fornecimento de energia. Em geral, todas as estações requerem uma fonte de energia elétrica para começar sua operação: sob condições normais de funcionamento esta fonte viria do sistema de transmissão ou de distribuição. Sob condições de emergência, as estações de autorrestabelecimento recebem esta fonte de pequenos geradores locais (uma pequena planta diesel ou uma turbina a gás, por exemplo). Depois de estar em funcionamento, uma grande unidade de geração pode então ser utilizada para fornecer a energia a parte da rede local e servir de fonte de autorrestabelecimento para outras estações dentro dessa área. Não seria eficaz, nem técnica, nem economicamente, se todas as estações geradoras fossem obrigadas a fornecer um serviço de restabelecimento. Em vez disso, o operador do sistema procura contratar geradores que podem ser particularmente eficazes em áreas estratégicas do sistema.

Uma central elétrica com capacidade de restabelecimento pretende recuperar os custos de colocação à disposição deste serviço. Os custos incluem custos de investimento, custos de treinamento do pessoal, custos de danos aos equipamentos e custos por combustíveis, e também custos de trabalho em operações reais de autorrestabelecimento.

Os mercados competitivos podem desenvolver capacidade para autorrestabelecimento. Se há suficientes geradores localizados de modo que eles possam entregar o serviço, a concorrência entre eles pode ser suficiente para permitir aos mercados determinar os preços para este serviço. O operador é o único comprador, pois é da sua responsabilidade determinar a quantidade do serviço que deve adquirir e a forma de aplicá-lo (NATIONAL GRID COMPANY, 2008).

De acordo com a *National Grid Company*, o serviço de autorrestabelecimento não é comumente utilizado, já que raramente o sistema apresenta um colapso to-

tal (NATIONAL GRID COMPANY, 2009).

2.3 Serviços Ancilares no Brasil

No Brasil, o ONS exige como requisito que os geradores tenham um estatismo ajustável entre 4 e 8%, uma banda morta $\leq 0,1\%$, o que equivale a 60 mHz, e um tempo de ação do controle primário de frequência na ordem de 60 s. Além disso, os geradores devem ser capazes de operar com fator de potência de 0,9 superexcitado e 0,95 subexcitado em plena carga (ONS, 2009a). É permitida uma oscilação de frequência do sistema entre 56,5 e 66 Hz (ONS, 2009b). Isto é devido ao grande porte do sistema e à alta disponibilidade de centrais hidrelétricas.

O tipo de controle secundário de frequência é hierarquizado já que o ONS dispõe de vários centros encarregados do controle das diferentes áreas do sistema interligado. O AGC é entregue automaticamente por todas as centrais que dispõem de AGC, e não são estabelecidos critérios de tempos de entrega, de resposta e de fornecimento, entendendo que o serviço deve ser fornecido tão rápido quanto for possível e pelo tempo necessário. No Brasil são utilizados contratos bilaterais para remunerar este serviço (ONS, 2009a).

No relacionado ao serviço de reserva para o controle de frequência, definem-se dois tipos de reserva: a reserva terciária ou reserva de prontidão e a reserva complementar que pode estar disponível num período de até 24 horas (ONS, 2008). O Brasil estabelece o fornecimento da reserva de prontidão de forma compulsória. Atualmente, a ANEEL estabeleceu que este serviço deve ser remunerado devendo celebrar contratos bilaterais (ANEEL, 2009b; GALVIS, 2010).

No caso do controle básico de tensão ainda não existe um consenso sobre se deve ou não ser remunerado (ANEEL, 2009a). O controle enriquecido de tensão no Brasil não utiliza o mercado *spot*. Este serviço é fornecido pelos geradores solicitados pelo ONS para operar como compensadores síncronos. Para isto são celebrados contratos bilaterais, mas os geradores destinados para tal fim são chamados a entregar o serviço de forma obrigatória.

Atualmente, o Brasil não possui, ou não tem publicado, os tempos de resposta e demais indicadores para o serviço de autorrestabelecimento.

Na Tabela 2.1¹, ilustra-se o tratamento que atualmente é dado aos serviços ancilares no Brasil. O serviço de controle primário não é remunerado, o controle secundário tem um componente fixo de remuneração e um componente de remuneração pelos custos de operação e manutenção dos equipamentos de AGC (disponibilidade do serviço). A reserva de prontidão

¹Extraída de (GALVIS, 2010). Nesta tabela: CPSA é Contrato de Prestação de Serviços Ancilares e O&M é Operação e Manutenção.

tem uma parcela de remuneração pelo uso (os custos do combustível utilizado na geração das usinas térmicas é ressarcido através do ESS²). O controle de tensão enriquecido possui as parcelas de remuneração fixa, pela disponibilidade e pelo uso. Finalmente, o autorrestabelecimento tem uma parcela de remuneração fixa e pela disponibilidade do serviço.

Tabela 2.1 – Arranjos comerciais dos serviços ancilares no Brasil.

Tipo de serviço ancilar	Forma de administração	Calibração de CPSA	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração		
			Custos fixos	Custos variáveis	
				O&M	Perdas adicionais
Controle primário de frequência e reserva de potência primária	C	N			
Controle secundário de frequência e reserva de potência secundária	C	S	X	X	
Reserva de prontidão	C	N		X	
Suporte de reativos (geradores)	C	N			
Suporte de reativos (unidade geradora operando como compensador síncrono)	C	S	X	X	X
Sistemas Especiais de Proteção (SEP)	C	S	X	X	
Autorrestabelecimento	C	S	X	X	

C: Compulsório.

S: Sim.

N: Não.

X: Ressarcido.

²ESS (Encargos de Serviços do Sistema): é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN (Sistema Interligado Nacional) para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Este custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e é pago pelos consumidores aos geradores (GALVIS, 2010).

3 *Geração Distribuída*

3.1 Revisão Bibliográfica

As principais razões para o aumento da utilização da geração distribuída, tais como a abertura dos mercados liberalizados, fatores ambientais, econômicos, e mais razões específicas são discutidas em (ACKERMANN et al., 2004; QIAN et al., 2008).

O fluxo de potência em redes de distribuição normalmente é unidirecional, desde as redes de transmissão de média tensão até as redes de distribuição radiais de baixa tensão. No entanto, com o aumento do número de GDs operando em paralelo conduz a bi ou multidirecionais fluxos de potência, que exigem novos ou redefinidos esquemas de proteção (DUGAN; MCDERMOTT, 2001a). De acordo com (AULT et al., 2002), novas exigências de proteção podem ser agrupadas como uma proteção unitária para a geração e a rede de distribuição. Em (DUGAN; MCDERMOTT, 2002), sugere-se que (no caso de sobrecorrente) a geração distribuída afetada seja desligada da rede para permitir que a rede elimine a falta como se fosse uma verdadeira configuração radial.

A geração distribuída pode afetar a tradicional proteção dos sistemas de distribuição de muitas maneiras. Pode resultar, por exemplo, em faltas completamente indetectáveis ou funcionamento de relés com atraso. Em (KARI et al., 2008), descrevem-se os impactos da geração distribuída na proteção de redes, e se mostram ferramentas para o planejamento da geração distribuída. Desenvolvimentos similares são apresentados em (JAVADIAN; HAGHIFAM, 2008; CHAO et al., 2008; MAKI et al., 2008), onde algoritmos são propostos para proteger o sistema de distribuição incluindo geração distribuída, através de diagnóstico e isolamento das faltas ocorridas.

De acordo com as dificuldades relacionadas com a previsão da produção de geração distribuída que opera a partir de fontes renováveis de energia, como as centrais elétricas a partir da energia eólica ou solar, parece claro que o armazenamento de energia tem um papel significativo nas redes de energia para ajudar a compensar as flutuações na geração distribuída

renovável (KUIT; SLOOTWEG, 2001).

Em redes sem geração distribuída conectada, os circuitos de alta e média tensão¹, geralmente, contêm dispositivos para controle de potência ativa, tensão e frequência, bem como proteção. As redes de distribuição não têm mecanismos de controle mas sim de proteção. Com um grande número de dispositivos de geração distribuída conectados ao sistema de distribuição, torna-se necessário controlar esses geradores. Por isso, é necessário ajustar os mecanismos de controle de alta e média tensão até circuitos de baixa tensão. Somente se a geração distribuída for controlada ou, pelo menos despachada, suas vantagens podem ser plenamente utilizadas. O termo rede ativa (LIEW et al., 2002) apoia este extenso sistema de distribuição que inclui sistemas de controle e possibilidades de comunicação.

Devido à flexibilidade da geração distribuída como fonte de energia, o sistema de distribuição está sendo transformado de uma rede passiva para uma rede ativa. A geração distribuída como fonte de energia está tomando um papel importante na operação, estrutura e concepção da rede de distribuição. Considerando o alto custo para a sociedade da potência não entregue (corte de carga) (DUGAN; MCDERMOTT, 2001b), o investimento na geração distribuída é uma opção interessante para o planejamento da distribuição. Vários esquemas têm sido propostos com relação à capacidade de expansão de sistemas de distribuição (KHATOR; LEUNG, 1997; QUINTANA et al., 1993). Em (BROWN et al., 2001), um método sucessivo de eliminação foi utilizado para determinar o melhor investimento de geração distribuída que interage com a expansão das redes de transmissão e distribuição. Outros trabalhos relacionados com o planejamento ótimo da geração distribuída utilizando Algoritmos Genéticos e Busca Tabu, entre outras técnicas de otimização, através de formulações usando um único objetivo ou múltiplos objetivos já foram relatados (NARA et al., 2001; WANG; ZHANG, 2008; SOROUDI; EHSAN, 2008).

Todos os aspectos relativos ao planejamento, operação e manutenção do sistema de distribuição com geração distribuída tornaram-se mais interessantes e exigem uma reavaliação. Além da necessidade de investigar onde e com que recursos se deve localizar a geração distribuída para melhorar o planejamento e operação do sistema de distribuição, é essencial analisar o impacto técnico da geração distribuída para evitar a degradação da qualidade em termos de potência e confiabilidade do sistema. Neste contexto, vários trabalhos sobre os impactos da geração distribuída em sistemas de distribuição e transmissão foram já apresentados (OCHOA et al., 2006; BOLLEN et al., 2008; WALLING et al., 2008).

¹A ANEEL, na Resolução 505 de 2001 (ANEEL, 2009c), estabelece os níveis de tensão de energia elétrica como: alta para a tensão igual ou superior a 69 kV, média para a tensão maior que 1 kV e menor que 69 kV, e baixa para a tensão igual ou inferior a 1kV.

3.2 Visão Geral da Geração Distribuída

Alguns níveis típicos de geração distribuída com diferentes tecnologias são mostrados na Tabela 3.2².

Tabela 3.2 – Níveis típicos de geração distribuída.

Tecnologia	Tamanho Disponível Típico por Módulo
Turbinas de gás de ciclo combinado	35-400 MW
Máquinas de combustão interna	5 kW-10 MW
Turbinas de combustão	1-250 MW
Microturbinas	35 kW-1 MW
Pequenas hidrelétricas	1-100 MW
Micro-hidrelétricas	25 kW-1 MW
Turbinas eólicas	200 W-3 MW
Células fotovoltaicas	20 W-100 kW
Biomassa	100 kW-20 MW
Células a combustível (<i>Full cells</i>)	250 kW-5 MW
Geotérmicas	5-100 MW
Energia das marés	100 kW-1 MW
Energia <i>Stirling</i>	100 kW-20 MW
Armazenamento em baterias	500 kW-5 MW

Existem muitos tipos diferentes de GDs a partir do ponto de vista construtivo e tecnológico. A seguir, são apresentadas algumas tecnologias da geração distribuída.

3.2.1 Microturbinas

Espera-se que a tecnologia de microturbinas tenham um futuro promissor. São turbinas de pequena capacidade de combustão, que podem operar usando gás natural, propano e combustíveis fósseis (Figura 3.1³). As microturbinas são relativamente pequenas, entre 0,4 e 1 m³ em volume. Ao contrário das turbinas de combustão tradicional, as microturbinas operam a menor pressão e temperatura, mas a velocidades mais rápidas (100000 rpm).

3.2.2 Células a Combustível (*fuel cells*)

As células a combustível são dispositivos utilizados para gerar potência elétrica e fornecer calor a partir de processos eletroquímicos (Figura 3.2⁴). A tecnologia das células a combustível é bem conhecida desde o início dos anos 60. A capacidade destes dispositivos varia de kW a

²Extraída de (BRAUN, 2008).

³Extraída de (GRUPO NOVA ENERGÍA, 2008).

⁴Extraída de (GREEN BUILDING AND SUSTAINABLE CONSTRUCTION, 2007).

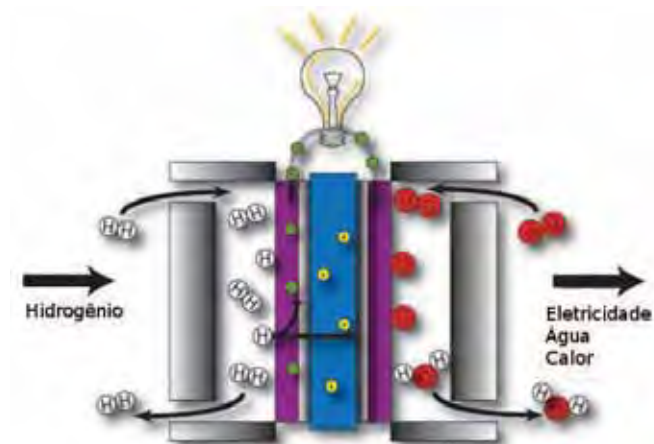
MW para unidades portáteis ou estáticas, respectivamente. Elas fornecem energia limpa e calor para várias aplicações que utilizem combustíveis gasosos e líquidos. As células a combustível podem usar uma variedade de combustíveis ricos em hidrogênio, como gás natural, gasolina e propano.

Figura 3.1 – Microturbina.



Fonte: (GRUPO NOVA ENERGÍA, 2008)

Figura 3.2 – Célula a combustível.



Fonte: (GREEN BUILDING AND SUSTAINABLE CONSTRUCTION, 2007)

3.2.3 Dispositivos de Armazenamento

Constituídos por baterias, volantes e outros dispositivos que são carregados durante os períodos de baixa demanda e utilizados quando necessário. Geralmente são combinados com outros tipos de geração distribuída para satisfazer os picos de demanda exigida.

Estas baterias são chamadas de “ciclo profundo”. Ao contrário das baterias de um carro, de “ciclo baixo”, que são danificadas se forem repetidamente submetidas a descargas profundas,

as baterias de ciclo profundo podem ser carregadas e descarregadas muitas vezes sem ter avaria ou dano.

3.2.4 Dispositivos Renováveis

A “potência verde” é uma forma de energia limpa a partir de recursos renováveis como solar, eólica e hídrica. O preço da eletricidade gerada por esses dispositivos é ainda maior do que a gerada por fontes de energia convencionais. Alguns tipos de fontes renováveis são discutidos abaixo:

- Células fotovoltaicas. A unidade básica de produção de eletricidade fotovoltaica é uma célula que pode ser quadrada, feita de cristal de silício dopado. As células são conectados a um módulo ou painel e os módulos são conectados para gerar a energia necessária (Figura 3.3⁵). As células solares absorvem fótons de luz e forçam o fluxo de elétrons. Praticamente todas as células entregam entre 2 a 4 A, dependendo do seu tamanho, com uma tensão de saída de 0,5 V. Normalmente um conjunto de células ligadas em série pode fornecer 12 V.

Figura 3.3 – Células fotovoltaicas.



Fonte: (SHENZHEN, 2007)

- Turbinas Eólicas. As turbinas modernas podem produzir eletricidade limpa de forma independente, ou em conjunto quando estão agrupadas em parques eólicos (Figura 3.4⁶). As pás das turbinas eólicas de eixo horizontal são normalmente três e medem entre 10 e 30 m.

⁵Extraída de (SHENZHEN, 2007).

⁶Extraída de (MERIDIAN, 2008).

Figura 3.4 – Turbinas eólicas.



Fonte: (MERIDIAN, 2008)

3.3 Impactos Técnicos da Geração Distribuída

3.3.1 Impactos Técnicos nos Sistemas de Distribuição

De acordo com a capacidade de geração das unidades de geração distribuída, pode haver alguma inversão do fluxo de potência e o sistema de distribuição pode deixar de ser um circuito passivo para fornecer energia à carga, tornando-se um sistema ativo em que o fluxo de potência e tensões são determinadas através da geração e das cargas. Com as unidades de geração distribuída, é claro que segundo a magnitude das cargas ativa e reativa comparada com a saídas dos geradores e as perdas da rede, os fluxos de potência através do circuito podem ser em qualquer direção (OCHOA et al., 2006).

O tipo de tecnologia usada para conectar os GDs à rede também gera grande impacto no comportamento do sistema. Em (FREITAS et al., 2006), é apresentado um estudo comparativo dos impactos dos GDs baseados em máquinas síncronas e de indução com relação ao perfil de tensão, perdas elétricas, estabilidade de tensão, estabilidade transitória e correntes de curto-circuito. Os resultados deste trabalho mostram que a melhor escolha depende das características da rede.

3.3.1.1 Mudanças na Tensão

Muitas vezes, os custos do sistema de distribuição são determinados pela exigência que as concessionárias têm em fornecer a seus clientes tensão dentro de limites admissíveis. Assim, ao longo dos anos têm sido desenvolvidas técnicas para permitir a máxima utilização dos sistemas de distribuição para fornecer energia aos consumidores dentro do padrão exigido de tensão. Embora os níveis de tensão variem entre os países, o princípio de funcionamento dos alimentadores

radiais permanecem os mesmos.

Durante o pico de consumo, a tensão recebida por todos os consumidores pode ser ligeiramente inferior ao permitido. Se um gerador está ligado ao final do circuito, então o fluxo de potência muda e, por conseguinte, altera o perfil de tensão. O caso mais grave pode acontecer quando a carga do consumidor na rede é mínima e a saída do GD flui de volta para a subestação (JENKINS et al., 2000). Em (MASTERS, 2002), resumem-se os resultados de estudos sobre os efeitos da tensão causada pela conexão de GDs.

Em alguns casos, o pico de tensão pode ser limitado pela inversão do fluxo de potência reativa se usado um gerador de indução ou sobretensão em máquina síncrona operando com fator de potência em avanço. Isto pode ser eficaz em circuitos de média tensão sobrecarregados, que tendem a ter uma elevada relação de reatância (X) e resistência (R), X/R . No entanto, em circuitos de distribuição de baixa tensão os principais efeitos são da potência ativa e da resistência da rede, e apenas pequenos GDs podem ser ligados a estas redes.

3.3.1.2 Incremento nos Níveis de Falta na Rede

Existem vários fatores que determinam a contribuição da geração distribuída nos níveis de corrente de falta.

- **Número e capacidade dos GDs.** Em uma concessionária podem existir poucos ou muitos geradores. Quanto mais geradores conectados em paralelo, menor impedância será apresentada pelo sistema de potência e mais contribuição às correntes de falta, no caso de uma falta no lado do sistema de potência. Além disso, a contribuição à corrente de falta depende do tamanho dos geradores, da impedância transitória/subtransitória dos geradores e de suas relações de curto-circuito. Os níveis de curto-circuito podem ser suficientemente alterados para causar perda de coordenação dos fusíveis devido às contribuições de várias unidades pequenas ou poucas unidades grandes de geração distribuída. Isso pode afetar a segurança e confiabilidade do sistema de proteção (MCDERMOTT; DUGAN, 2003; ANDRADE et al., 2006). Quando um único gerador é adicionado ao sistema, pode-se fazer cálculos simples das correntes de falta de pico com base em dados dos fabricantes, de modo que seja visualizado um possível impacto sobre os atuais níveis de curto-circuito. Em muitos casos, as unidades de geração distribuída não apresentam perigo para a coordenação existente; apenas um número relativamente pequeno de casos, pode exigir mudanças nas configurações do sistema de proteção.
- **Tipos de Geradores Distribuídos.** Diferentes tipos de máquinas são utilizadas nos

GDs. Em turbinas eólicas são preferidos geradores de indução (geradores de indução duplamente alimentados) e nas pequenas instalações hidrelétricas são preferidos geradores síncronos (polos salientes). Em sistemas fotovoltaicos e células a combustível são utilizadas interfaces com eletrônicas de potência. Dependendo do tipo de gerador/interface a contribuição da corrente de falta pode mudar (BURTON et al., 2001).

3.3.1.3 Efeitos na Proteção

Métodos tradicionais aplicados ao planejamento e operação de sistemas de distribuição são baseados em fluxo unidirecional de potência e estruturas radiais da rede. As correntes de curto-circuito são assumidas para fluir em uma direção, o que permite sistemas de proteção relativamente simples. A introdução de GDs pode mudar esta situação de forma significativa. O fluxo de potência e as correntes de falta podem ter novas direções ou amplitudes modificadas, gerando problemas no sistema de proteção (DUGAN; MCDERMOTT, 2001a; DUGAN; MCDERMOTT, 2002).

3.3.1.4 Estabilidade

Considerações sobre estabilidade transitória em projetos de geração distribuída, geralmente, tendem a não ser muito importantes dependendo do nível de penetração dos GDs (SLOOTWEG; KLING, 2002). Se ocorre uma falta em alguma parte do sistema de distribuição, diminuindo a tensão da rede e acionando a proteção de um ou vários GDs, então toda a perda de geração se restringe a um curto período. Os GDs tenderão a aumentar sua velocidade e acionar sua proteção interna. O sistema de proteção dos GDs esperará até que sejam restabelecidas as condições da rede e reiniciará automaticamente. Se o projeto de geração distribuída destina-se principalmente a fornecer apoio a um processo crítico, então deve-se tomar cuidados extras para tentar assegurar que o gerador não acione sua proteção em caso de faltas remotas na rede. No entanto, como a inércia de uma planta de geração distribuída é muitas vezes menor e o tempo de acionamento da proteção é longo, pode não ser possível garantir a estabilidade de todo o sistema de distribuição.

Em contrapartida, se um GD é visto como um apoio para o sistemas, então sua estabilidade transitória tem uma importância considerável. Tanto a estabilidade de tensão e/ou de ângulo podem ser significativas dependendo das circunstâncias. Um problema particular em alguns países é o transtorno causado pela ação dos relés devido à mudança de frequência (AFFONSO et al., 2005). Estes são cuidadosamente configurados para detectar isolamentos. Mas no caso de uma maior perturbação do sistema (como a perda de um grande centro gerador) pode operar mal cau-

sando a saída de um grande número de GDs. O efeito disto é reduzir ainda mais a frequência do sistema. A recuperação, após uma interrupção de uma seção da rede de distribuição com número significativo de geração distribuída, pode exigir cuidados especiais.

3.3.1.5 Perdas Elétricas

A geração distribuída altera os fluxos de potência na rede e, por conseguinte, altera as perdas na rede. Se um pequeno GD está localizado perto de uma grande carga, então as perdas da rede podem ser diminuídas porque a potência ativa e reativa são entregues à carga a partir do gerador adjacente. No entanto, se um grande GD está situado longe da carga, é provável o aumento das perdas no sistema de distribuição. Em geral, existe uma relação entre as grandes cargas e a utilização de centrais de geração de alto custo. Portanto, qualquer gerador que opere no sistema, e que reduza as perdas da rede de distribuição, terá um impacto significativo nos custos operacionais da rede.

Geralmente a geração distribuída não está envolvida no controle da tensão em redes de distribuição. Assim, os grandes GDs são, geralmente, operados com fator de potência unitário, para minimizar os prejuízos e evitar as taxas por consumo de reativos, independente das necessidades da rede de distribuição. Em alguns sistemas, existem incentivos para a geração distribuída para que possa operar com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia (MENDEZ et al., 2006).

Na operação e no planejamento dos sistemas de distribuição é importante avaliar os efeitos da capacidade de geração e a localização dos GDs nas perdas elétricas da rede. Assim, considerando que as concessionárias estão destinadas a aumentar os lucros através da redução das perdas do sistema, vários estudos têm sido conduzidos para a minimização das perdas, com dimensão e localização estratégica da geração distribuída (JENKINS et al., 2000; BORGES; FALCÃO, 2003; BORGES; FALCÃO, 2006; RENAN, 2011).

3.3.2 Impactos Técnicos nos Sistemas de Transmissão

O impacto da geração distribuída no sistema de transmissão é inicialmente pequeno. Do ponto de vista do sistema de transmissão, resultará em gerar uma redução adicional da carga, o que pode resultar em uma rede de transmissão forte e confiável.

3.3.2.1 Harmônicos e *Flickers*

As unidades de geração distribuída provavelmente produzirão majoritariamente potência ativa na frequência fundamental. Rápidas flutuações na potência ativa e potência reativa e a maior parte das correntes harmônicas são produzidas por unidades convencionais. O resultado pode ser um aumento no nível de *Flickers* e distorção da tensão harmônica ao nível de transmissão. O aumento real depende fortemente de situações locais específicas. A saída de funcionamento de um único gerador convencional pode ser suficiente para provocar distorções no nível de *flickers* acima dos níveis planejados.

3.3.2.2 Quedas de Tensão

O impacto da geração distribuída na frequência das quedas de tensão é semelhante ao impacto sobre as distorções e os níveis de *flicker*. Como cada vez menos usinas de grande porte estão em operação, uma falta no sistema de transmissão irá causar uma queda de tensão sobre uma grande área. Do ponto de vista de um consumidor individual, irá aumentar o número de quedas de tensão devido às faltas no sistema de transmissão (BOLLEN, 2002).

3.3.2.3 Impacto de uma Falta

O impacto na geração distribuída de uma falta na transmissão é semelhante ao impacto a nível da distribuição. A falta pode causar o desligamento de um grande número de pequenas unidades geradoras sujeitas à queda de tensão resultante (DEUSE et al., 2006). No entanto, existem algumas diferenças:

- A falta na transmissão resultará em um distúrbio sobre uma grande área, de modo que a perda de geração será provavelmente muito mais elevada que em uma falta na distribuição.
- A falta na transmissão e a consequente remoção do componente da falta pela proteção irá resultar em um enfraquecimento do sistema.
- Rupturas e mudanças na qualidade da tensão no nível de distribuição não são desejáveis, mas são aceitáveis se cumprir uma determinada frequência. Interrupções na transmissão (por vezes referidas como “*black-outs*”) não são aceitáveis.

A perda de uma grande quantidade de geração devido a uma falta na transmissão resultará em um aumento repentino de carga do sistema de transmissão, enquanto o sistema esteja

enfraquecido devido à perda do componente em falta.

3.3.2.4 Segurança Operacional

A segurança operacional do sistema de transmissão é assegurada por meio do chamado “critério N-1”. Este critério estabelece que o funcionamento do sistema de transmissão deve ser tal que a perda de um único componente não deve resultar em uma perda de carga. As grandes centrais elétricas convencionais têm um papel importante na manutenção da estabilidade do sistema. O despacho dessas grandes usinas é, portanto, um instrumento importante para o operador do sistema para cumprir o critério N-1. Quando o mercado de eletricidade oferece um número insuficiente de grandes estações em operação, o operador do sistema irá intervir no mercado. Com o aumento na quantidade de energia gerada por GDs não despacháveis com baixos custos marginais, não será economicamente atrativo manter grandes centrais elétricas com elevados custos marginais.

Outro impacto importante da geração distribuída na segurança da rede de transmissão está relacionado com a incerteza da energia produzida. A energia produzida por fontes relacionadas com as mudanças ambientais, como a eólica e a solar, é difícil de prever com exatidão. Isto exige margens operacionais adicionais além do critério N-1.

3.4 Impactos Econômicos da Geração Distribuída

A penetração da geração distribuída está se incrementando na maioria dos mercados de energia mundiais. A transição para fontes de energia mais sustentáveis pode ser esperada nos próximos anos.

Dado o incremento no uso de tecnologias tais como células de combustível (*fuel cell*), turbinas eólicas e células fotovoltaicas, foram encontradas formas para integrar efetivamente essas tecnologias dentro do planejamento e operação de sistemas de eletricidade. Se o nível de penetração da geração distribuída continua crescendo enquanto a rede de distribuição continua sem mudanças, podem se apresentar uma série de conflitos técnicos e econômicos (NIELSEN, 2009).

3.4.1 Impacto do Incremento da Penetração da Geração Distribuída

Os GDs conectados ao sistema de distribuição em baixo nível de tensão, em lugares que não estavam originalmente adaptados para conectá-los, criam vários problemas para as redes de

distribuição em termos de estabilidade e qualidade de energia; particularmente quando grande quantidade de GDs é conectada a redes com alta impedância. Além disso, a integração da geração distribuída com fontes primárias intermitentes, tais como energia eólica ou solar, pode significar novos desafios ao balanço do sistema.

No entanto, a geração distribuída pode também oferecer várias vantagens ao sistema elétrico, incluindo melhoramento da confiabilidade do sistema, evitando perdas e diminuindo custos nas linhas de transmissão e de distribuição, aliviando o congestionamento no sistema de transmissão, e evitando investimentos na infraestrutura. O desenvolvimento de GDs a pequena escala, perto das cargas, pode adiar ou evitar investimentos em capacidade adicional de transmissão ou distribuição. Além disso, certos tipos de GDs também têm a capacidade de oferecer certos serviços ancilares ao operador do sistema, tais como suporte de potência reativa, controle de tensão e controle de frequência. A capacidade de oferecer vantagens, no entanto, depende enormemente da localização específica dos GDs.

Outras vantagens econômicas estão relacionadas diretamente com a geração de potência, particularmente para produção de potência “no lugar” ou localizada (LEE; KIM, 2007). Por exemplo, a capacidade de usar tanto o calor como a potência elétrica gerada em unidades CCHP (*Combined Cooling, Heating and Power*) podem criar oportunidades econômicas adicionais. A geração distribuída também pode estar melhor posicionada para o uso de combustíveis de baixo custo tais como gás obtido, por exemplo, de aterros sanitários (*landfills*).

Os preços relativos da eletricidade no mercado de curto prazo e os custos do combustível são críticos para a competitividade de qualquer opção de GD. Esta relação varia enormemente de país a país. No Japão, por exemplo, os preços da eletricidade e do gás natural são altos, enquanto que em outros países o preço do gás é baixo, quando comparado com o preço da eletricidade. Muitas tecnologias de geração distribuída podem ser flexíveis em sua operação. Por exemplo, um GD pode operar durante períodos de altos preços de eletricidade (períodos pico) e então ser desligado durante períodos de baixos preços.

A relativa facilidade de instalação dos GDs também permite que o sistema seja capaz de se expandir rapidamente para levar vantagem quando apresentem altos preços antecipados. Adicionalmente a esta flexibilidade, a geração distribuída pode acrescentar valor ao sistema através do atraso da necessidade de reestruturar ou atualizar uma rede de transmissão ou distribuição congestionada, mediante a redução de perdas e o fornecimento de serviços ancilares.

Muitos GDs podem ser mais eficientes e limpos que as grandes centrais de potência. A capacidade de ajuste da geração distribuída é benéfica quando o crescimento da demanda é baixo ou incerto; o pequeno tamanho dos GDs pode se adaptar melhor ao aumento gradual da

demanda. A geração distribuída também pode reduzir a demanda durante horas de pico, quando os custos são maiores e a rede está mais congestionada. Alguns tipos de consumidores podem instalar GDs para reduzir seus custos de eletricidade e, ainda, obter lucros através de atividades como: venda de energia, fornecimento de potência de alta qualidade para cargas sensíveis, e fornecimento de serviços ancilares.

A geração a pequena escala tem algumas desvantagens diretas em custos sobre a geração central. Primeiro, os pequenos geradores usados na geração distribuída têm custos mais elevados por kW gerado que as unidades maiores usadas na geração centralizada. Segundo, geralmente os custos do abastecimento de combustível são altos ou o aproveitamento da fonte primária (por exemplo, vento ou sol) tem alta incerteza. Finalmente, a menos que se trate de um GD de tipo CCHP, as pequenas unidades usadas na geração distribuída operam usualmente a eficiência de conversão de sua fonte primária menor que aquelas grandes centrais da geração. Para sistemas fotovoltaicos, os custos de operação são muito baixos mas os altos custos de capital criam desconfiança sobre sua competitividade com a eletricidade obtida da rede (LEE; KIM, 2007).

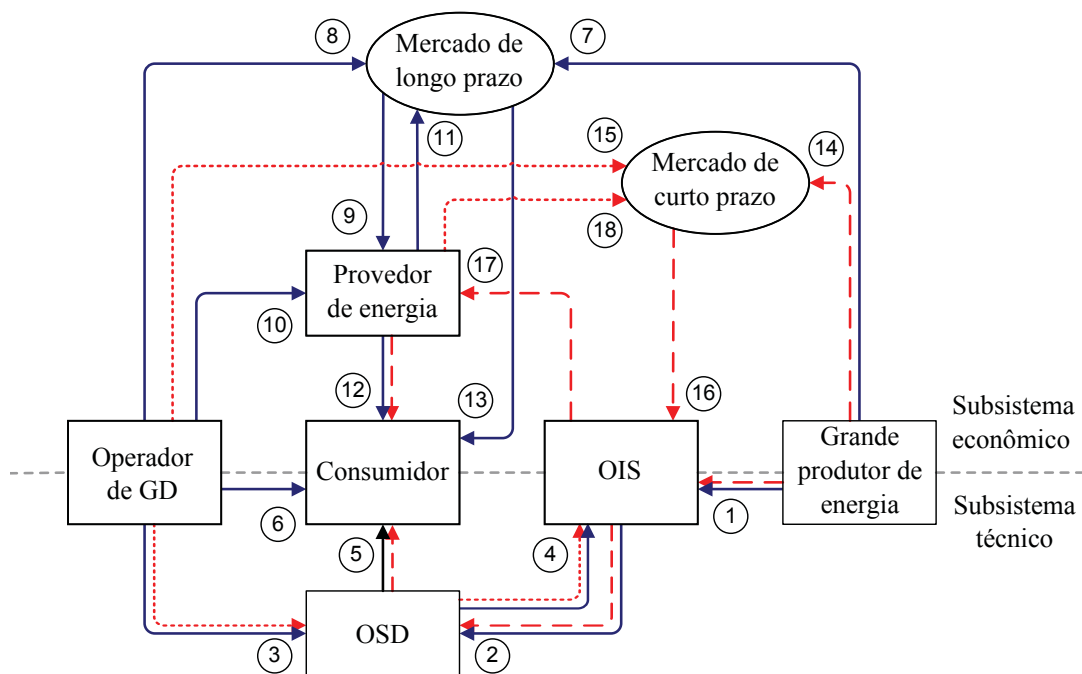
3.4.2 Impacto na Estrutura do Mercado de Eletricidade

Para analisar o impacto da geração distribuída nas negociações do OSD (Operador do Sistema de Distribuição), são estudadas as diferentes interações entre os participantes relevantes que intervêm em uma estrutura de mercado de eletricidade assumida como padrão. Na Figura 3.5, é apresentado um modelo teórico do sistema de eletricidade (DISPOWER, 2009a), e dá uma ideia das transações econômicas envolvidas neste. O fluxo financeiro que resulta do comércio de eletricidade pode ser referido como a “transação do produto”, para distingui-lo de transações relacionadas ao fluxo físico de eletricidade. A figura mostra uma visão teórica dos participantes mais importantes quando eles estão completamente desligados. Na figura, o sistema elétrico está dividido em um subsistema físico ou subsistema técnico, centrado ao redor da produção, transmissão e distribuição de eletricidade, e um subsistema de produto ou subsistema econômico, no qual o produto é comercializado. Ambos subsistemas são restritos por regulamentos, tais como limites de segurança, permissões de construção e formas de operação para o subsistema técnico, e leis de competição e regras de mercado para o subsistema econômico (DISPOWER, 2009a; VRIES, 2004).

Os grandes produtores geram eletricidade que alimenta o sistema de transmissão (1). Em compensação ao pagamento por conexão (e algumas vezes também por uso do sistema) por parte do produtor de eletricidade, a eletricidade produzida é transportada até os OSDs (2), que a

distribuem ao consumidor final. A relação (5) representa o pagamento por parte do consumidor ao OSD pelo fornecimento da eletricidade e serviços do sistema.

Figura 3.5 – Modelo teórico de um sistema elétrico.



Fonte: (DISPOWER, 2009a)

A eletricidade gerada pelos GDs está diretamente ligada à rede de distribuição com base em um acordo (regulado) entre o OSD e os operadores dos GDs (3). O operador de um GD paga um montante por conexão e algumas vezes também por uso do sistema ao OSD. A maioria desta eletricidade é, então, distribuída ao consumidor pelos OSDs (5), mas por causa da crescente quantidade de GDs, pode acontecer uma situação local na qual o abastecimento excede a demanda. Nesse caso, o excedente de eletricidade é injetado dentro do sistema de transmissão (4), depois do qual é transportado a outras redes de distribuição (2).

Um último fluxo físico relevante se relaciona à autoprodução de eletricidade da geração distribuída (6). Este é o consumo direto de eletricidade produzida no lugar por um consumidor, evitando a compra do produto e o processo de venda através do fornecedor de energia.

Em contraste com os fluxos de potência físicos, as transações comerciais relacionadas com o fluxo do produto são simplesmente administrativas e representadas na parte superior da Figura 3.5. Seu objetivo é a localização eficiente de custos, dentro das restrições impostas pelo subsistema técnico (VRIES, 2004).

O subsistema econômico controla o subsistema técnico, mas por sua vez é restringido por

ele. Os grandes produtores de potência (7) e alguns operadores de GDs muito grandes (8) oferecem o produto no mercado de longo prazo, onde o produto é comercializado entre diferentes atores. Consumidores muito grandes de eletricidade podem comprar o produto diretamente do mercado de longo prazo (13). Próximo desses consumidores, os provedores de energia compram o produto no mercado de curto prazo (9) na base de contratos para servir a consumidores menores.

Além do mercado de longo prazo, os provedores de energia extraem o produto diretamente através de operadores (pequenos) de GDs (10). O fornecedor de energia e os operadores de GDs subsequentemente entregam o produto do mercado de longo prazo aos consumidores (12) que pagam por ele. Devido ao fato de que os provedores de energia estão algumas vezes contratando mais produto do qual planejam oferecer aos consumidores, há um outro fluxo de produto (11). Portanto, o produtor de energia é o terceiro elemento que também pode oferecer o produto dentro do mercado de longo prazo.

Uma forma eficiente de equilibrar o sistema de eletricidade é através do estabelecimento de um mercado de equilíbrio de curto prazo separado do mercado de longo prazo (DISPOWER, 2009b). Este mercado é controlado pelo Operador Independente do Sistema (OIS), que é o único comprador no mercado (16).

O acesso no lado de abastecimento no mercado de equilíbrio é principalmente limitado aos grandes produtores de energia (14), mas os operadores de grandes GDs e os provedores de energia também têm acesso (15, 18). Neste mecanismo, o OIS se encarrega de uma pós-reconciliação que compara os prognósticos dos participantes do mercado com o resultado real para determinar que elemento não está cumprindo com seus prognósticos e, conseqüentemente, quem tem de pagar para restabelecer o balanço. Os custos do balanço são atribuídos especificamente aos elementos que causam o desequilíbrio (17).

4 Definição do Problema

Neste capítulo, inicialmente, são estudadas as capacidades tecnológicas de vários GDs de fornecer serviços ancilares. Em seguida, é definido o problema do presente projeto.

4.1 Capacidades dos Geradores Distribuídos de Fornecer Serviços Ancilares

Para avaliar a capacidade dos GDs de fornecer serviços ancilares pode ser feita uma aproximação através da identificação de três requisitos:

1. As capacidades econômicas e tecnológicas devem ser analisadas separadamente. Esta separação é necessária porque a estrutura econômica sobre a qual é analisado o GD é diferente para cada sistema.
2. As capacidades tecnológicas devem ser analisadas separadamente para o conversor de acoplamento com a rede e para o GD completo. Esta separação é necessária porque o conversor de acoplamento é o que conecta o GD com a rede e define muitas de suas capacidades tecnológicas.
3. Um terceiro assunto é o número de serviços ancilares e GDs que estão sendo considerados.

A partir dos pontos anteriores, apresenta-se a necessidade de analisar as capacidades tecnológicas para fornecer serviços ancilares para vários GDs:

- sistemas de geração de turbina eólica (GTVs),
- sistemas fotovoltaicos (FVs),
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs),

- sistemas combinados de potência, refrigeração e calor (CCHP - *Combined Cooling, Heating and Power*), e
- sistemas de armazenamento.

Considerando os seguintes conversores de acoplamento:

- Gerador Síncrono diretamente acoplado (GS),
- Gerador com Inversor (GInv),
- Gerador de Indução diretamente acoplado (GI), e
- Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA).

Uma boa aproximação para esta análise já foi publicada em (BRAUN, 2008). A partir destes resultados podem ser feitas as seguintes observações:

- **Capacidade dos GTVs de entregar serviços ancilares:**

- Devido à capacidade de controle de potência ativa dos GTVs, através deles é tecnologicamente possível o suporte de frequência em todas as escalas de tempo. A principal desvantagem é a variabilidade da geração de potência. Esta desvantagem pode ser reduzida através da previsão e a agregação: quanto menor a escala de tempo e maior a agregação, tanto menor será o erro de previsão.
- O controle de tensão, manejo do congestionamento e redução de perdas de potência através dos GTVs, é principalmente baseado na capacidade de controle de potência reativa. Baseados nessas capacidades, esses serviços ancilares podem ser entregues efetivamente por GTVs com GIDAs, GSs e GInvs acoplados. Em contraste, os GTVs com GIs acoplados por si mesmos não têm a capacidade de controle de potência reativa.
- Também as capacidades de operação isolada dependem do conversor de acoplamento mas, além disso, da capacidade de controle de potência ativa que é limitada pela disponibilidade do vento. O serviço de autorrestabelecimento com GTVs que usam GSs, GIDAs e GInvs acoplados é possível porque estes sistemas podem começar a funcionar sem necessidade da rede devido à fonte de energia cinética disponível (vento). Alguns tipos de sistemas de armazenamento podem ser necessários para ativar o sistema de controle e o sistema de excitação dos GSs, assim como a magnetização e energização dos GIs dos GIDAs.

- **Capacidade dos sistemas FVs de entregar serviços ancilares:**

- Sua capacidade de controle de potência ativa permite aos sistemas FVs participar do suporte para controle de frequência em todas as escalas de tempo. A principal desvantagem é a variabilidade da geração de potência. Da mesma forma que para os GTVs, esta desvantagem pode ser reduzida com a previsão e a agregação.
- A capacidade de controle de potência reativa é a base para fornecer controle de tensão, manejo da congestionamento e redução de perdas de potência. O controle de potência ativa também pode ser utilizado para esses serviços ancilares se fosse necessário. No caso de 0% de fornecimento de potência ativa, predominantemente na noite, o inversor pode estar em modo *standby* (com controle desativado) de forma a minimizar as perdas, mas para entregar potência reativa é necessária uma ativação do inversor. Portanto, somente sistemas FVs ativos podem entregar potência reativa.
- O melhoramento da qualidade de tensão pode ser entregue por sistemas FVs devido ao uso do inversor de acoplamento. No entanto, isto também é limitado a um sistema ativo.
- A maioria dos sistemas FVs atuais são baseados em inversores autocomutáveis. Estes podem entregar o serviço de autorrestabelecimento e operação isolada devido à capacidade dos inversores de controle direto de frequência e tensão dentro das restrições de disponibilidade e variabilidade da fonte primária de energia.

- **Capacidade das PCHs de entregar serviços ancilares:**

- A capacidade de entregar serviços ancilares das PCHs pode ser considerada análoga às descritas para os sistemas de GTV. A diferença é que pode ser utilizado um reservatório para reduzir a variabilidade do fluxo de água.
- Geralmente (com exceção das unidades acopladas com GIs), é possível o serviço de autorrestabelecimento (IZENA et al., 2005).

- **Capacidade dos sistemas CCHP de entregar serviços ancilares:**

- Os sistemas CCHP somente são capazes de entregar controle de frequência se operam dirigidos eletricamente¹, o que permite um controle flexível da saída de potência ativa. Os sistemas CCHP dirigidos termicamente não podem entregar controle de

¹Nos CCHP dirigidos eletricamente o produto principal é a energia elétrica, enquanto que nos CCHP dirigidos termicamente o produto principal é a energia térmica.

frequência porque têm de seguir a demanda de calor. Os sistemas CCHP termicamente dirigidos com armazenamento térmico têm certas capacidades de controle de frequência que estão limitadas basicamente pelas capacidades de armazenamento.

- O controle de desvios grandes de frequência pode ser entregue por todos os sistemas CCHP se o abastecimento de combustível pode ser controlado. Com o objetivo de entregar controle de desvios baixos de frequência, o gerador tem de ser operado parcialmente carregado e tem de ser possível aumentar o abastecimento de combustível e a saída de potência ativa.
- Segundo a capacidade de controle de potência reativa, o controle de tensão, o manejo do congestionamento, e a redução das perdas de potência podem ser conseguidos eficientemente por meio de sistemas CCHP acoplados com GSs e GInvs.
- Geralmente, os sistemas acoplados com GSs e GInvs têm a capacidade de controle direto de frequência e de tensão. Junto com as capacidades de controle de potência ativa e reativa, é possível a operação isolada. Somente os sistemas CCHP dirigidos eletricamente podem ser capazes de operar isoladamente. Os sistemas CCHP termicamente dirigidos não têm a capacidade de controle de potência ativa. No entanto, uma redefinição dos sistemas CCHP dirigidos termicamente a dirigidos eletricamente é possível no caso de ser mais importante restabelecer ou suprir à rede de energia elétrica que entregar calor. Diferente aos sistemas de GTV, sistemas FVs e PCHs, a potência ativa nominal dos sistemas CCHP dirigidos eletricamente pode ser considerada como disponível em todo momento melhorando a capacidade de controle de potência ativa significativamente.
- Com dispositivos de armazenamento, os sistemas CCHP dirigidos eletricamente podem entregar o serviço de autorrestabelecimento. Este não é o caso dos sistemas CCHP dirigidos termicamente.

- **Capacidade dos sistemas de armazenamento de entregar serviços ancilares:**

- Todos os dispositivos de armazenamento acoplados com GSs ou GInvs com sua capacidade de controle de potência ativa e reativa em operação conjunta, têm a capacidade tecnológica de definir a tensão e a frequência diretamente e, portanto, operar isoladamente dentro dos limites de sua capacidade de armazenamento. Devido a sua capacidade de armazenamento inerente, podem também ser capazes de entregar serviços de autorrestabelecimento.

Na Tabela 4.3² são resumidas as capacidades tecnológicas de entregar serviços ancilares dos GDs considerados.

Tabela 4.3 – Capacidades tecnológicas dos GDs de fornecer serviços ancilares.

Serviços ancilares	GTV		FT	Hidro		CCHP				Armazenamento	
						Térmica		Elétrica			
Controle de frequência		+	+		+		Não		++		++
Controle de tensão, congestão, otimização das perdas do sistema	GInv	++	++	GInv	++	GInv	+	GInv	++	GInv	++
	GS	++		GS	++	GS	++	GS	++		
	GIDA	+									
	GI	-		GI	Não	GI	-	GI	-		
Autorestabelecimento	GInv	+	+	GInv	+	GInv	Não	GInv	++	GInv	++
	GS	+		GS	+	GS		+	GS	+	
	GIDA	-									
	GI	Não		GI	Não	GI		GI	Não	GI	Não
Operação isolada	GInv	+	+	GInv	+	GInv	Não	GInv	++	GInv	++
	GS	+		GS	+	GS		++	GS	++	
	GIDA	-				GIDA					
	GI	Não		GI	Não	GI		GI	Não	GI	Não

++ : Indica capacidades muito boas

+ : Indica capacidades boas

- : Indica capacidades baixas

Não: Indica que não é possível sem equipamento adicional externo

4.2 Definição do Problema

A necessidade de prover segurança e estabilidade ao sistema é cumprida através de serviços técnicos conhecidos como serviços ancilares.

Geralmente, os serviços ancilares do sistema de potência são fornecidos pelos grandes geradores convencionais, normalmente conectados ao sistema de transmissão. Isto é feito através do estabelecimento de um certo nível de disponibilidade de potências ativa e reativa para ser utilizada quando necessário.

Por outro lado, os avanços tecnológicos e a procura de produção de energia de menor impacto ambiental geraram um interesse crescente pelas fontes de energia a partir da geração distribuída. As tecnologias da geração distribuída entraram em um período de expansão rápida a partir do ano 1997 com o protocolo de Kioto, quando os países industrializados adotaram o compromisso de reduzir as emissões prejudiciais ao ambiente. Neste contexto, e considerando as capacidades tecnológicas dos GDs já estudadas, podem ser adaptadas as características dos serviços ancilares para serem fornecidos por eles.

²Extraída de (BRAUN, 2008).

Surge então a necessidade de desenvolver mecanismos que indiquem os custos reais de determinados serviços ancilares entregues por GDs de um modo econômico e eficiente, para melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica (na distribuição, subtransmissão e até transmissão).

Nos seguintes capítulos, apresentam-se as propostas de solução ao problema formulado. As propostas estão divididas em dois grupos: GDs sem incertezas na fonte primária de energia e GDs com incertezas na fonte primária de energia. Em cada um destes grupos são considerados os sistemas tanto de distribuição quanto de subtransmissão.

5 *Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia*

Neste capítulo, são apresentadas as propostas de valoração de serviços ancilares de GDs sem incertezas na fonte primária de energia.

5.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

Inicialmente, é considerado o serviço de suporte de potência reativa de GDs em sistemas de distribuição.

5.1.1 Aproximação Inicial

Nesta proposta, apresenta-se um sistema que indica os custos deste serviço em sistemas de distribuição. A metodologia permite a determinação do componente de Custos por Perda de Oportunidade (CPO), como elemento de maior influência na valoração deste serviço. A proposta é focada em GSs, GIs, GIDAs, e GInvs, os quais são os principais elementos de acoplamento ao sistema dos GDs.

O problema é dividido em dois subproblemas: o subproblema multiobjetivo e o subproblema técnico. Para solucionar o subproblema multiobjetivo, a proposta é desenvolver um algoritmo baseado em técnicas de otimização multiobjetivo considerando as perdas de potência ativa nas linhas do sistema de distribuição, os custos de geração, e a estabilidade estática de tensão do sistema. O subproblema técnico é resolvido através de um fluxo de potência com modelagem monofásica do sistema e compensação para barras tipo PV (potência ativa e tensão especificadas), já que nestes estudos os GDs são considerados deste tipo, e não simplesmente como barras tipo PQ (potências ativa e reativa especificadas).

5.1.1.1 Custos do Suporte de Potência Reativa

Os custos do fornecimento de potência reativa podem ser divididos em duas categorias principais: custos de investimento adicionais (na ordem de \$/kVar-ano) e custos de operação adicionais (na ordem de 10^{-2} \$/kVarh). Os custos de operação podem adicionalmente ser divididos em custos de operação fixos por ano e custos de operação variáveis (principalmente custos por perdas internas de potência ativa nos GDs, e CPO) (BRAUN, 2008).

5.1.1.1.1 Custos Fixos. A princípio, os GIDAs, e os GSs podem controlar a potência reativa sem necessidade de investimentos adicionais. Os custos de investimento adicionais têm de ser considerados se a capacidade nominal dos conversores é estendida para garantir uma certa capacidade de provisão de potência reativa. Então, o conversor não é planejado segundo a máxima transferência de potência ativa, mas adicionalmente se garante o abastecimento de potência reativa.

No caso dos GDs que não estão operando à máxima carga todo o tempo, a capacidade de potência reativa está disponível com certa probabilidade sem necessidade de investimento adicional. As unidades com alto uso de capacidade (mais horas à plena carga) podem ser consideradas similarmente, mas quanto maior o número de horas a plena carga, menor a disponibilidade de potência reativa.

5.1.1.1.2 Custos por Perdas de Potência Ativa. Quando é requerido um incremento no fornecimento de potência reativa, apresentam-se perdas internas de potência ativa nos GDs adicionais às já existentes como resultado do processo de conversão de energia.

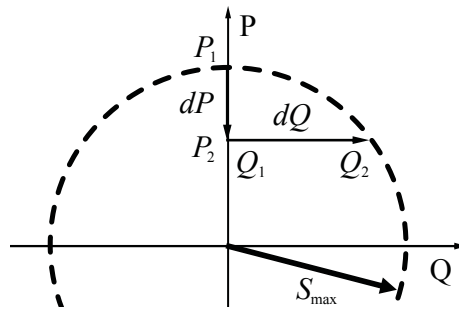
Embora os estudos sobre as perdas internas de potência ativa pelo aumento na capacidade do fornecimento de potência reativa em GDs mostram que elas podem ser de até 6% da potência ativa máxima (ULLAH et al., 2009; BRAUN, 2008), a determinação dos custos associados têm alta dependência da eficiência do conversor de acoplamento, o qual não é um elemento controlável por quem vai pagar pelo serviço, e depende diretamente do operador do GD.

5.1.1.1.3 Custos por Perda de Oportunidade. Os CPO se apresentam quando a geração de potência ativa tem de ser reduzida para cumprir com um requisito de aumento de capacidade de potência reativa. Os CPO são custos de operação porque a capacidade adicional só é liberada por períodos de tempo. Se fosse liberada todo o tempo, a capacidade disponível teria de ser incrementada constituindo custos de investimento de fornecimento de potência reativa.

Se o GD tem de diminuir sua geração de potência ativa e, portanto, perder oportunidade de venda dessa potência para poder satisfazer o requisito de potência reativa adicional, então o GD deve receber pagamento para cobrir seus CPO.

A determinação desses custos pode ser baseada nas curvas de capacidade dos GDs (especificamente do elemento de acoplamento à rede). A Figura 5.6 (BRAUN, 2008) mostra uma curva de capacidade padrão com potência aparente máxima S_{max} e mudança desde o ponto de operação $S_1(P_1, Q_1)$ ao ponto de operação $S_2(P_2, Q_2)$, sendo válida a Equação 5.1.

Figura 5.6 – Capacidade adicional de potência reativa pela diminuição de potência ativa.



Fonte: (BRAUN, 2008)

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = S_{max} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = S_2 \quad (5.1)$$

A capacidade adicional de potência reativa:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1 \quad (5.2)$$

pela redução de geração de potência ativa:

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (5.3)$$

pode ser calculada através de:

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \left(-2Q_1 + \sqrt{4Q_1^2 - 4\Delta P^2 + 8\Delta P \cdot P_1} \right) \quad (5.4)$$

ou diretamente através da Equação 5.2, se for conhecido o novo valor de fornecimento de potência reativa (Q_2).

Como exemplo da relevância dos CPO, é apresentado o seguinte caso: Supondo que para

satisfazer algum requisito do sistema é necessário passar de um ponto de operação inicial onde um GD está gerando a potência ativa $P_1 = 80\%S_{max}$ e não está participando do suporte de potência reativa ($Q_1 = 0$), para um ponto de operação final com redução de 5% na geração de potência ativa ($P_2 = 75\%S_{max}$) e aumento na capacidade de suporte de potência reativa de 6% ($Q_2 = 6\%S_{max}$, calculado através das equações 5.3 e 5.4), a relação $\Delta P/\Delta Q$ seria de 83,3%; o que significa que cada unidade de potência reativa adicional, precisa que seja reduzida a geração de potência ativa em 0,833 unidades. Se as unidades de potência ativa e reativa fossem kW e kVar, respectivamente, e se a remuneração por geração de potência ativa (C_P) fosse 0,10 \$/kWh, então os CPO seriam 0,83 \$/kVarh, adicionando um componente de custos bastante significativo.

5.1.1.2 Formulação Matemática do Problema

O problema a resolver é formulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Min } f_{o1}(x, u) \\ \text{Min } f_{o2}(x, u) \end{aligned} \quad (5.5)$$

sujeito a:

$$\mathcal{G}(x, u) = 0 \quad (5.6)$$

$$\mathcal{H}(x, u) \leq 0 \quad (5.7)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (5.8)$$

sendo:

u : Conjunto de variáveis de controle do sistema (módulo e ângulo da tensão no nó principal, e tensão e potência ativa nos nós dos GDs);

x : Conjunto de variáveis de estado do sistema (módulo e ângulo da tensão nos nós diferentes ao nó principal e nós dos GDs, potências ativa e reativa no nó principal, e potência reativa e ângulo da tensão nos nós dos GDs);

$u^{\min}$: Limites inferiores da tensão no nó principal, e da tensão e potência ativa nos nós dos GDs;

$u^{\max}$: Limites superiores da tensão no nó principal, e da tensão e potência ativa nos nós dos GDs.

O conjunto de equações 5.6 corresponde às restrições de igualdade do problema, enquanto que os conjuntos de inequações 5.7 e 5.8 correspondem às restrições de desigualdade e operacionais do problema.

5.1.1.2.1 Funções objetivos. As funções f_{o1} e f_{o2} (expressão 5.5) a serem minimizadas são as perdas de potência ativa nas linhas do sistema de distribuição e os custos de geração de potência ativa dos GDs, respectivamente.

5.1.1.2.2 Restrições de igualdade. As restrições de igualdade (conjunto de equações 5.6) correspondem ao balanço de potência ativa e reativa nos nós do sistema:

$$\begin{aligned} P_i^{cal} - P_i^{esp} &= 0 & i = 1, 2, \dots, \mathbb{N} \\ Q_i^{cal} - Q_i^{esp} &= 0 & i = 1, 2, \dots, \mathbb{N} \end{aligned} \quad (5.9)$$

sendo:

P_i^{cal} e Q_i^{cal} : Potências ativa e reativa calculadas no nó i , respectivamente;

P_i^{esp} e Q_i^{esp} : Potências ativa e reativa especificadas no nó i , respectivamente;

$\mathbb{N}$: Número de nós do sistema.

5.1.1.2.3 Restrições de desigualdade. As restrições de desigualdade (conjunto de inequações 5.7), e as restrições operacionais (conjunto de inequações 5.8) correspondem a:

- Limites de fluxo pelas linhas do sistema;
- Limites de magnitude de tensão nos nós do sistema;
- Capacidades de potência reativa dos GDs.

A capacidade de fornecimento de potência reativa dos GDs tem uma estreita relação com a potência ativa gerada através das curvas de capacidade. Tais curvas, que podem ser consultadas em (BRAUN, 2008), correspondem aos elementos de acoplamento dos GDs com o sistema (curvas de capacidade do GI, GIDA, GS, e GInv).

5.1.1.3 Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição

O fluxo de potência é uma ferramenta essencial e de uso intensivo na análise proposta. Considerando fatores como rapidez de convergência, tempo de processamento, precisão, e robustez, é utilizado o algoritmo de fluxo de potência apresentado em (CIRIC et al., 2003) considerando uma modelagem monofásica do sistema, baseado no método de soma de correntes com varredura *backward-forward* (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995).

Os GDs podem operar considerando valores de potência ativa e potência reativa fixos, ou mantendo um determinado valor de fator de potência. Nestes dois casos, a barra de conexão é representada como PQ, sendo desnecessária qualquer importante mudança no algoritmo de fluxo de potência apresentado. Porém, quando uma unidade geradora é operada especificando sua potência ativa e tensão de saída (tipo PV), certos procedimentos devem ser implementados para manter essa tensão, assim como para monitorar os níveis da potência reativa.

No algoritmo de fluxo de potência para sistemas de distribuição considerado é utilizada a proposta de *Cheng e Shirmohammadi* (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995), onde após uma iteração do fluxo de potência, as diferenças encontradas entre as tensões obtidas e as especificadas pelas barras PV (barras com GDs) são minimizadas através do ajuste da injeção de corrente reativa da unidade geradora, dentro das limitações correspondentes de geração de potência reativa. O algoritmo de fluxo de potência na análise proposta não precisa de conversões de barras PV a PQ, tal e como é feito no algoritmo original, porque o ajuste das variáveis de controle é feito pelo algoritmo de otimização multiobjetivo.

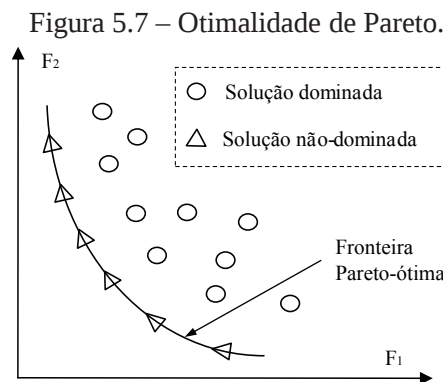
5.1.1.4 Otimização Multiobjetivo

Em muitos problemas práticos, vários critérios de otimização devem ser satisfeitos simultaneamente. Aliás, frequentemente não é possível combiná-los dentro de um só objetivo. Enquanto que algumas vezes acontece que uma simples solução otimiza todos os critérios, o cenário mais provável é quando uma solução é ótima com relação a um simples critério enquanto as outras soluções são melhores com relação aos outros critérios. O incremento do “benefício” da solução com relação a um objetivo diminuirá o “benefício” com relação às outras.

Enquanto não existe problema para entender a ideia de otimalidade com um só objetivo, a otimização multiobjetivo se apoia no conceito de *otimalidade de Pareto* (BELEGUNDU; CHANDRUPATLA, 1999). Diz-se que a solução é Pareto-ótima (pertence à fronteira ótima de Pareto), se com sua mudança nenhum objetivo pode ser melhorado

sem degradar todos os outros. Todas as soluções que formam a fronteira ótima de Pareto são chamadas de *não-dominadas* (pelas outras).

Como exemplo de *otimalidade de Pareto* considere a Figura 5.7. Nesta figura, os eixos F_1 e F_2 são duas funções objetivo. As possíveis soluções para minimização são apresentadas no plano F_1F_2 . As soluções marcadas com triângulos são as *não-dominadas* e formam a fronteira ótima de Pareto. As marcadas com círculos são as soluções *dominadas* (não-Pareto ótimas).



Fonte: (BELEGUNDU; CHANDRUPATLA, 1999)

5.1.1.4.1 Algoritmo SPEA2. O *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* (SPEA) (ZITZLER, 1999b) é uma técnica para calcular ou aproximar o conjunto de Pareto para problemas de otimização multiobjetivo. Em diferentes estudos (ZITZLER, 1999b), o SPEA foi comparado favoravelmente com outros algoritmos evolutivos multiobjetivo. Na presente proposta é utilizada uma versão melhorada chamada SPEA2, que é descrita com detalhe em (ZITZLER, 1999a).

O SPEA2 usa uma estratégia de ajuste fino da função de avaliação (função que reflete a qualidade de uma solução) para incorporar informação de diversidade. Usa também um arquivo (conjunto externo de soluções) fixo, e somente seus membros participam no processo de seleção para conservar as características de um conjunto de soluções *não-dominadas*.

A seguir é descrito o algoritmo SPEA2:

Entradas:

$M \rightarrow$ População de descendentes.

$N \rightarrow$ Tamanho do arquivo.

$G \rightarrow$ Máximo número de gerações.

Saída:

$A^* \longrightarrow$ Conjunto não-dominado.

Passo 1. Inicialização: Gerar uma população inicial P_0 e o arquivo vazio A_0 . Inicializar o contador de gerações ($g = 0$).

Passo 2. Designação do valor da função de avaliação: Calcular os valores da função de avaliação dos indivíduos em P_g e A_g .

Passo 3. Seleção do ambiente: Copiar todos os indivíduos não-dominados de P_g e A_g a A_{g+1} . Se a dimensão de A_{g+1} for superior a N , então reduzir A_{g+1} através do operador de truncamento; de outra forma, se a dimensão de A_{g+1} for inferior a N , então completar A_{g+1} com indivíduos dominados de P_g e A_g .

Passo 4. Critério de parada: Se $g \geq G$ ou outro critério de parada for satisfeito, então estabelecer A^* como o conjunto de vetores de decisão representado pelos indivíduos não-dominados em A_{g+1} . Parar.

Passo 5. Seleção: Realizar seleção por torneio com substituição em A_{g+1} para completar o conjunto selecionado.

Passo 6. Variação: Aplicar os operadores de recombinação e mutação ao conjunto selecionado e estabelecer P_{g+1} como a população resultante. Incrementar o contador de gerações ($g = g + 1$) e voltar ao Passo 2.

5.1.1.4.2 Designação do *Fitness*. Para estabelecer o *fitness* (função de adaptação) relativo a cada função objetivo, primeiro deve ser solucionado um fluxo de potência simples, ou seja, garante-se que é satisfeito o balanço de potência nodal (conjunto de equações 5.6) para um ponto de operação dos geradores, que pode ser factível ou não. Devido a isso, as restrições de desigualdade têm de ser verificadas.

A proposta é usar o método das penalidades que degrada o *fitness* no caso das restrições violadas. O *fitness* então é definido como:

$$fit_i = \left(f_{o_i} + \sum_{l \in \mathbb{V}_i} \Omega_l \right)^{-1} \quad (5.10)$$

sendo:

f_{o_i} : Função objetivo relacionada com o indivíduo i ;

$\mathbb{V}_i$: Conjunto de restrições violadas associadas ao indivíduo i ;

Ω_l : Função de penalidade correspondente à restrição l .

A função de penalidade Ω_l é calculada através de:

$$\Omega_l = \begin{cases} \omega_l (u_i^{\min} - u_i)^2, & \text{se } u_i < u_i^{\min} \\ \omega_l (u_i - u_i^{\max})^2, & \text{se } u_i > u_i^{\max} \end{cases} \quad (5.11)$$

sendo:

ω_l : Coeficiente de penalidade da restrição l .

5.1.1.4.3 Dominância e Função de Avaliação. Através dos valores de *fitness* dos indivíduos em P_g e A_g podem ser determinadas suas relações de dominância. A forma como é calculado o valor da função de avaliação (no Passo 2 do algoritmo) é a característica principal do algoritmo SPEA2 com relação a outros algoritmos multiobjetivo.

5.1.1.4.4 Operador de Truncamento. Se a fronteira *não-dominada* se ajusta exatamente dentro do arquivo ($|A_{g+1}| = N$), o passo de seleção do ambiente é satisfeito. Por outro lado, podem acontecer duas situações: que o arquivo seja muito pequeno ($|A_{g+1}| < N$) ou muito grande ($|A_{g+1}| > N$). No primeiro caso, os melhores $N - |A_{g+1}|$ indivíduos *dominados* na anterior população e arquivo são copiados ao novo arquivo. No segundo caso, é realizado um processo de truncamento do arquivo que iterativamente remove indivíduos de A_{g+1} até que $|A_{g+1}| = N$. Basicamente, o indivíduo com menor distância aos outros indivíduos é escolhido para sair em cada iteração do processo de truncamento.

5.1.1.4.5 Operadores de Recombinação e Mutação, e Representação das Variáveis de Controle. O operador de recombinação cria novos indivíduos através da combinação de partes de vários (dois ou mais) indivíduos, enquanto que o operador de mutação cria novos indivíduos através de uma pequena mudança em um só indivíduo.

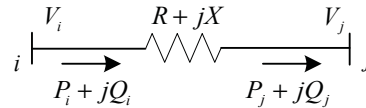
Frequentemente, a representação binária é utilizada em algoritmos evolutivos pela facilidade que oferece no momento de implementar os operadores de recombinação e mutação. Porém, apresenta algumas desvantagens quando é aplicado a problemas com múltiplas dimensões e alta precisão numérica.

Alternativamente, problemas com variáveis contínuas podem ser representados em base real. Os operadores genéticos (mutação e recombinação) não usam bits e são definidos de forma diferente. Por exemplo, a mutação não muda um bit aleatoriamente, mas escolhe um número de forma aleatória dentro de um intervalo; enquanto que a recombinação escolhe, também aleatoriamente, o ponto no qual serão combinados os indivíduos. Este tipo de representação é escolhida na proposta nesta parte do trabalho.

5.1.1.5 Estabilidade de Tensão

Jasmon e Lee discutiram o problema de estabilidade estática de tensão em (JASMON; LEE, 1993). Eles apresentaram um índice L de estabilidade estática de tensão a partir de um sistema de potência simples (mostrado na Figura 5.8).

Figura 5.8 – Sistema de potência simples.



Fonte: (JASMON; LEE, 1993)

Da Figura 5.8, podem-se escrever as seguintes equações:

$$\begin{cases} P_i = \frac{(P_i^2 + Q_i^2)R}{V_i^2} + P_j \\ Q_i = \frac{(P_i^2 + Q_i^2)X}{V_i^2} + Q_j \end{cases} \quad (5.12)$$

sendo:

R : Resistência da linha;

X : Reatância da linha.

Supondo as potências ativa P_i e reativa Q_i como variáveis, a condição de zeros reais das equações anteriores escritas em forma quadrática é:

$$4(XP_j - RQ_j)^2 + XQ_j + RP_j < 1 \quad (5.13)$$

Então, o Índice de Estabilidade Estática de Tensão (IEET), ou L ($L \leq 1, 0$), é definido por:

$$L = 4(XP_j - RQ_j)^2 + XQ_j + RP_j \quad (5.14)$$

Quando L aproxima de 1,0, significa que a tensão do sistema é instável. O índice L descrito pela equação 5.14 tem duas desvantagens: a primeira é o grande erro que apresenta; e a segunda é que as tensões nodais não são consideradas na expressão do índice. Em (HAIYAN et al., 2006), é apresentado o seguinte índice melhorado:

$$L = 4 \left[(XP_j - RQ_j)^2 + (XQ_j + RP_j) V_i^2 \right] / V_i^4 \quad (5.15)$$

L_k representa o IEET da linha k . Então, o índice do sistema de distribuição total é definido por:

$$L = \max \{L_1, L_2, \dots, L_k, \dots, L_{n_L}\} \quad (5.16)$$

sendo:

n_L : Número de linhas do sistema.

A linha correspondente ao valor de L é chamada de “linha fraca”, e o colapso de tensão deve começar nesta linha. Consequentemente, a Margem de Estabilidade Estática de Tensão (MEET) pode ser obtida pela diferença entre e o valor crítico 1,0 e L .

5.1.1.6 Algoritmo de Solução Proposto

Nesta proposta são consideradas as seguintes hipóteses:

- A valoração do serviço de suporte de potência reativa é feita do ponto de vista centralizado, ou seja, os operadores dos GDs oferecem suas capacidades possíveis de potência reativa e recebem um conjunto de pontos de operação do OSD.
- São considerados GDs que não são altamente dependentes da variabilidade da fonte primária de energia (microturbinas a gás, PCHs, geradores em usinas de açúcar e álcool, etc.).
- Não são considerados custos de investimento adicionais, assumindo que não é necessário um redimensionamento dos elementos de acoplamento à rede para prover o serviço de suporte de potência reativa.
- Não são incluídos os custos de perdas internas nos GDs para o pagamento pelo serviço de suporte de potência reativa, porque o tipo de tecnologia utilizada para melhorar a eficiência do GD não é controlável por quem vai pagar pelo serviço.

- São determinados os CPO como elementos de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.

Na Figura 5.9, mostra-se o algoritmo de solução proposto para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs. Nesta figura, o algoritmo correspondente ao fluxo de potência multiobjetivo proposto para resolver o problema formulado em 5.5–5.8 está dentro do bloco de linhas segmentadas.

No penúltimo passo do algoritmo é calculado o IEET em um conjunto reduzido de possíveis soluções (fronteira *não-dominada*). Porém, a maximização da MEET poderia ser incluída como um terceiro objetivo, e participar diretamente no algoritmo de otimização multiobjetivo, mas o resultado seria uma superfície *não-dominada* que precisaria de algum outro critério para escolher a solução sobre a qual se calculariam os CPO.

Para calcular os CPO é necessário conhecer o estado do sistema antes de ser requerido o aumento na capacidade de fornecimento de potência reativa. Para isso, é realizado um fluxo de potência simples com os GDs em algum ponto de operação que esteja dentro de seus limites.

Um outro assunto a destacar é que o algoritmo pode ser aplicado tanto para a análise considerando um único cenário de carga, ou usando dados que exibam a variação da demanda, por exemplo, empregando curvas de carga diárias que representem o comportamento típico hora a hora do consumidor durante determinado período do ano.

5.1.2 Alocação Ótima de Geradores Distribuídos

Aumento da tensão no final de um alimentador, desequilíbrio entre demanda e fornecimento de energia em uma condição de falta, diminuição da qualidade de energia, aumento de perdas de energia, e redução dos níveis de confiabilidade, são problemas que podem ocorrer se os GDs não estão instalados corretamente (WALLING et al., 2008; BOLLEN et al., 2008; ANDRADE et al., 2006). Por este motivo, a enumeração completa de todas as combinações possíveis de lugares e capacidades de potência de GDs na rede, e técnicas de otimização convencionais tais como Métodos de Gradiente (RAU; WAN, 1994), Programação Linear (KEANE; O'MALLEY, 1995), Programação Quadrática (ALHAJRI et al., 2010) e Programação Dinâmica (KHALESÍ; HAGHIFAM, 2009), têm sido empregadas para resolver a alocação ótima de GDs. No entanto, devido à natureza *NP-completo* do problema (ou seja, o tempo necessário para resolver o problema com qualquer capacidade computacional disponível atualmente aumenta rapidamente quando a dimensão do problema cresce), esses métodos podem falhar em encontrar a solução ótima global em sistemas de grande porte.

Técnicas de otimização combinatória baseadas em inteligência artificial como Algoritmos Genéticos (ALINEJAD-BEROMI et al., 2007), Busca Tabu (NARA et al., 2001), Colônia de Formigas (SHEIDAEI et al., 2008), e Simulated Annealing (JOVAN; DRAGOSLAV, 2008), aparecem como uma alternativa interessante para resolver o problema de alocação de GDs, uma vez que, de uma forma controlada, exploram apenas uma pequena parte do espaço de busca de solução para encontrar soluções subótimas de boa qualidade (ou ainda a solução ótima global) em tempos computacionais razoáveis.

O objetivo principal da seguinte proposta é valorar o suporte de potência reativa de GDs determinando os CPO (Subseção 5.1.1.1.3). Os CPO serão determinados para diferentes alternativas de alocação de GDs em sistemas de distribuição, como resultado de um processo de otimização multiobjetivo, visando a minimização de perdas nas linhas do sistema e os custos de geração de potência ativa dos GDs, e a maximização da MEET do sistema.

O problema é formado por um subproblema de alocação e um subproblema de operação. O primeiro é para determinar alocações de GDs com custos mínimos de geração de potência ativa e mínimo IEET (ou máxima MEET) através de um algoritmo de otimização multiobjetivo, enquanto que o último é para minimizar as perdas nas linhas do sistema, de acordo com um perfil de demanda, através de fluxos de potência ótimos executados para cada conjunto de posições de alocação dados pelo algoritmo de otimização multiobjetivo. Então, os valores das funções *fitness* (funções de adaptação ou desempenho) são enviados de volta como resultado dos fluxos de potência ótimos para o algoritmo de otimização multiobjetivo. O processo iterativo é repetido até que o critério de parada seja satisfeito.

O algoritmo proposto é desenvolvido a partir do ponto de vista do OSD. Supõe-se que o OSD não é proprietário dos GDs e não tem intenção de participar financeiramente na sua instalação. Investidores da Geração Distribuída (IGDs), que pretendem instalar um ou vários GDs na rede gerida pelo OSD, devem informar ao OSD sobre o tipo de tecnologia que utilizam e a capacidade máxima de geração dos GDs. Com essa informação, além dos parâmetros e topologia da rede, e do número de GDs a instalar, o algoritmo fornece um conjunto de possíveis posições de alocação para a instalação dos GDs. Os custos operacionais por perdas internas nos GDs são ignorados, uma vez que estes custos são atribuídos como de responsabilidade direta dos recursos tecnológicos e econômicos dos IGDs.

5.1.2.1 Algoritmo de Solução Proposto

Nesta proposta são feitas as seguintes hipóteses:

- A valoração do serviço de suporte de potência reativa é feita do ponto de vista centralizado. IGDs devem informar ao OSD sobre o tipo de tecnologia que utilizam e a capacidade máxima de geração dos GDs.
- Não são considerados GDs que dependem da variabilidade da fonte primária de energia.
- Não são considerados custos de investimento adicionais, assumindo que para prover o serviço de suporte de potência reativa não é necessário um redimensionamento dos elementos de acoplamento à rede dos GDs.
- Não são incluídos os custos de perdas internas nos GDs para o pagamento pelo serviço de suporte de potência reativa, porque o tipo de tecnologia utilizada para melhorar a eficiência do GD não é controlável por quem vai pagar pelo serviço.
- São determinados os CPO como elementos de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.

O problema completo é resolvido através de um algoritmo híbrido. A técnica de otimização multiobjetivo utilizada é a chamada SPEA2 (Subseção 5.1.1.4.1), enquanto que a técnica utilizada para resolver o fluxo de potência ótimo é o algoritmo de Busca Tabu (BT) (GLOVER, 1989; GLOVER, 1990).

O diagrama de fluxos do SPEA2 adaptado ao algoritmo de otimização multiobjetivo na atual proposta é mostrado na Figura 5.10. Nesta figura, G e g correspondem ao número total de gerações e ao contador de geração, respectivamente; A_g e P_g correspondem ao conjunto externo e à população na geração g com tamanhos M e N , respectivamente; e, finalmente, n corresponde ao contador de indivíduos de A_g e P_g . Uma definição mais completa de G , g , A_g , P_g , N , M , N e do conceito de dominância mencionado na Figura 5.10 podem ser consultados nas subseções 5.1.1.4 e 5.1.1.4.1.

Note-se que, no diagrama de fluxos mostrado na Figura 5.10, devem ser executados múltiplos fluxos de potência ótimos para cada indivíduo de A_g e P_g , e cada estado de demanda do sistema de acordo com um perfil de carga, a fim de avaliar suas funções *fitness* fit_{C_P} e $fit_{I_{EET}}$. Essas funções indicam o comportamento do algoritmo de otimização multiobjetivo em relação aos custos nos que o OSD incorre por pagamento aos GDs por fornecimento de potência ativa (fit_{C_P}), e em relação à MEET (ou IEET) do sistema ($fit_{I_{EET}}$). Cada elemento de A_g e P_g é composto de um conjunto de locais possíveis para a instalação dos GDs. O fluxo de potência ótimo a resolver através do algoritmo de BT é formulado da seguinte forma:

$$\text{Min } fo(x, u) \quad (5.17)$$

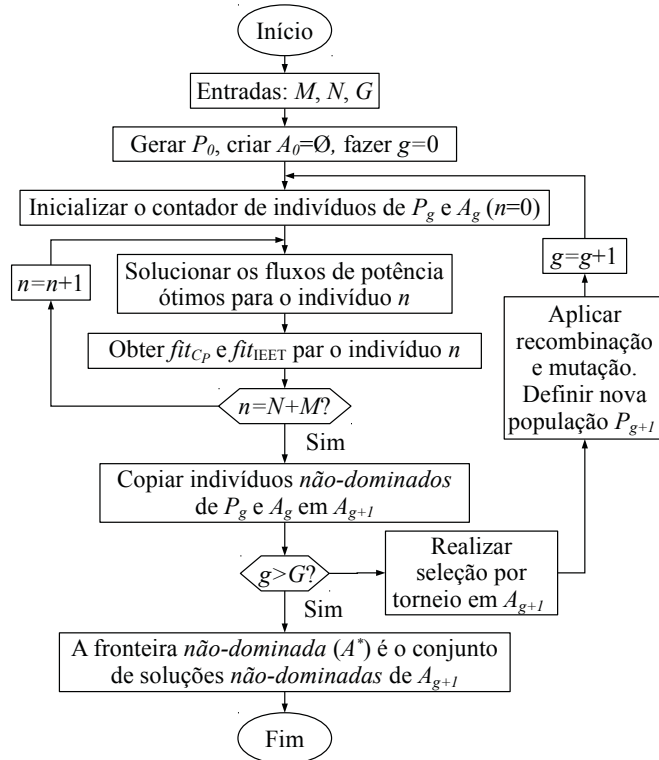
sujeito a:

$$\mathcal{G}(x, u) = 0 \quad (5.18)$$

$$\mathcal{H}(x, u) \leq 0 \quad (5.19)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (5.20)$$

Figura 5.10 – Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para alocação de GDs.



Fonte: (RUEDA, 2012)

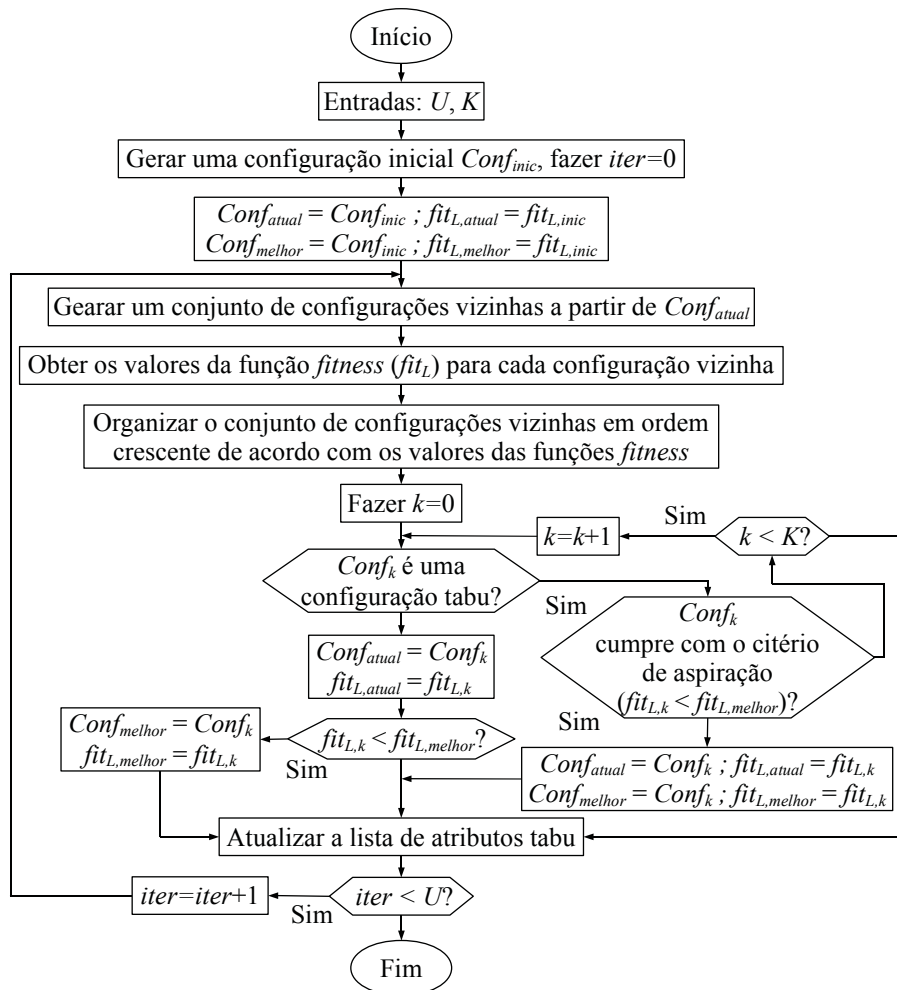
A função objetivo fo (expressão 5.17) a ser minimizada corresponde às perdas de potência ativa nas linhas do sistema de distribuição.

As restrições de igualdade (conjunto de equações 5.18) correspondem ao balanço de potência ativa e reativa nos nós do sistema, formuladas do mesmo modo que o conjunto de equações 5.6.

As restrições de desigualdade (conjunto de inequações 5.19), e as restrições operacionais (conjunto de inequações 5.20) são as mesmas inequações 5.7 e 5.8, respectivamente.

Na Figura 5.11, apresenta-se o diagrama de fluxos do fluxo de potência ótimo proposto para ser resolvido através de BT. Neste diagrama, as entradas U e K são o número de iterações e configurações vizinhas, respectivamente; $Conf_{inic}$, $Conf_{atual}$ e $Conf_{melhor}$ são as configurações inicial, atual e melhor, respectivamente; $fit_{L,inic}$, $fit_{L,atual}$ e $fit_{L,melhor}$ são as as funções *fitness* inicial, atual e melhor relacionadas às perdas nas linhas do sistema, respectivamente; e, finalmente, $iter$ e k são o contador de iterações e configurações vizinhas, respectivamente.

Figura 5.11 – Diagrama de fluxos do fluxo de potência ótimo para alocação de GDs.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Os elementos do vetor de codificação utilizado para cada indivíduo ou configuração ($Conf$) são a potência ativa e a magnitude da tensão nas barras tipo PV (barras dos GDs). Uma configuração é considerada tabu, se pelo menos um de seus atributos (elementos do vetor de codificação) já foi visitado no passado recente. O critério de aspiração (quando $fit_{L,k} < fit_{L,melhor}$) permite armazenar uma configuração tabu melhor que a melhor configuração já armazenada.

A função *fitness* fit_L (calculada para cada configuração vizinha e de acordo com a demanda do sistema seguindo uma curva de carga) é obtida através da adição de uma penalidade às perdas das linhas do sistema dependendo do grau de violação dos limites das restrições de operação e capacidade do problema (conjuntos de inequações 5.19 e 5.20), segundo a Equação 5.21.

$$fit_L = \sum_{t=1}^{n_T} \left(f_{o_t} + \sum_{l \in \mathbb{V}_t} \Omega_{l,t} \right)^{-1} \quad (5.21)$$

sendo:

n_T : Número total de divisões da curva de carga (por exemplo: $n_T = 24$, usando uma curva de carga diária dividida em horas);

$\mathbb{V}_t$: Conjunto de restrições violadas, no estado de demanda do sistema t ;

$\Omega_{l,t}$: Função de penalidade correspondente à restrição l , no estado de demanda do sistema t .

A função de penalidade $\Omega_{l,t}$ é calculada através de:

$$\Omega_{l,t} = \begin{cases} \omega_l (u_i^{\min} - u_i)^2, & \text{se } u_i < u_i^{\min} \\ \omega_l (u_i - u_i^{\max})^2, & \text{se } u_i > u_i^{\max} \end{cases} \quad (5.22)$$

sendo:

ω_l : Coeficiente de penalidade da restrição l .

As funções *fitness* fit_{C_P} e fit_{IEET} , que servem como indicadores do comportamento do sistema no processo de otimização multiobjetivo, são calculadas através das equações 5.23 e 5.24.

$$fit_{C_P} = \sum_{t=1}^{n_T} \left(\sum_{i=1}^{n_{GD}} C_{P,i} * P_{GD,i} \right) \quad (5.23)$$

$$fit_{IEET} = \max \{L_1, L_2, \dots, L_t, \dots, L_{n_T}\} \quad (5.24)$$

Na Equação 5.23, n_{GD} é o número total de GDs, $C_{P,i}$ e $P_{GD,i}$ são os custos específicos por geração de potência ativa e a quantidade de potência ativa gerada pelo GD i .

Na Equação 5.24, L_t é o IEET (Subseção 5.1.1.5) no estado de demanda do sistema t .

5.2 Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Embora na maioria dos casos os GDs não possam competir com a geração centralizada (LEE; SCOTT, 2000), de acordo com a capacidade e a localização dos GDs, estes podem desempenhar um papel importante na operação dos sistemas de subtransmissão e transmissão. No entanto, o impacto é diferente: a geração distribuída pode ter uma grande influência sobre um sistema de transmissão pequeno, mas pode não ser significativa em um sistema de potência de grande porte. Para um nível de incidência suficiente, a geração distribuída pode trazer benefícios para os sistemas de subtransmissão e até transmissão (VAN, 2006).

Nesta seção, é apresentada uma proposta para a valoração do serviço ancilar de reserva para controle de frequência, especificamente reserva girante, quando este é fornecido por GDs. O problema é formulado como um fluxo de potência ótimo onde o objetivo é minimizar os pagamentos feitos pelo Operador do Sistema de Transmissão (OST) aos GDs pela reserva para controle de frequência e pela energia necessária para atender a demanda e as perdas do sistema, sujeito a um conjunto de restrições. Na proposta apresentada nesta seção, é suposto que os GDs estão instalados no nível de subtransmissão.

5.2.1 Esquema de Valoração da Reserva para Controle de Frequência

A reserva para controle de frequência (referida aqui simplesmente como *reserva*) requer capacidade de geração independente da necessária para atender a demanda e as perdas do sistema (referida aqui simplesmente como *energia*), que deve ser previamente programada para ser usada pelo OST em tempo real.

Uma abordagem para remunerar os geradores é estabelecer mercados de *reserva* (SINGH, 1999; CHEUNG et al., 1999). Nesta estrutura, os fornecedores do serviço entregam diferentes ofertas de *energia* e *reserva*, e o OST, com base nessas ofertas, soluciona ambos mercados. A abordagem para solucionar estes mercados pode ser através da criação de leilões separados para cada *produto* (SINGH, 1999); esta abordagem, no entanto, não fornece a solução global ótima, já que os leilões separados tornam mais difícil de levar em consideração o fato de que a *energia* e a *reserva* usam a mesma capacidade de geração e, portanto, estão sujeitas aos mesmos limites físicos do sistema.

Para contornar as dificuldades de se levar em conta os requisitos de *reserva* durante a execução do despacho de *energia*, algumas estruturas de mercado (CHEUNG et al.,

1999; ALVEY et al., 1998) e alguns autores (MADRIGAL; QUINTANA, 2000; RASHIDINEJAD et al., 2002) consideram que estes mercados devem ser solucionados em um despacho conjunto, por vezes referido como de *co-otimização* (COSTA; SIMÕES, 2007). Esta abordagem também é possível no caso dos GDs, principalmente nos que não dependem das variações da fonte primária de energia como, por exemplo, PCHs, geradores em usinas de açúcar e álcool, etc.

5.2.1.1 Hipóteses

Com o objetivo de elaborar a proposta foram feitas as seguintes hipóteses:

- A valoração do serviço de *reserva* é feita do ponto de vista centralizado. Os participantes (GDs) submetem suas ofertas de *energia* e *reserva* para que o mercado seja solucionado pelo OST. Após a solução do mercado usando critérios de otimização, o OST remunera os GDs e lhes entrega os pontos de operação.
- Os mercados de *energia* e *reserva* são solucionados de forma conjunta em um esquema de *co-otimização*.
- São considerados GDs que não dependem da variabilidade da fonte primária de energia, tais como PCHs e geradores em usinas baseadas em biomassa, instalados no nível de subtransmissão.
- É suposto que os GDs têm suficiente nível de incidência nos sistemas de subtransmissão e até transmissão.
- Não são incluídos os custos de perdas internas de potência ativa nos GDs para o pagamento pelo serviço de *reserva*.
- Para a valoração do serviço são determinados os multiplicadores de Lagrange associados às restrições do problema relacionadas com os requisitos de *reserva*.
- A solução do problema é feita em uma base *day-ahead*, ou seja, os GDs ofertam de tal forma que o mercado conjunto é solucionado com um dia de antecedência.
- As ofertas dos GDs são de forma simples, isto é, os GDs oferecem os preços e capacidades de *energia* e *reserva*, além de declarar o grau de inclinação de suas rampas de subida e descida, as quais indicam a habilidade de cada GD de passar de um nível de geração para outro dentro de um intervalo de tempo.

- No caso de sistemas de subtransmissão *mistos* (neste trabalho, sistema *misto* é aquele que contém grandes centrais hidrelétricas e/ou térmicas, além de geração distribuída), é suposto que o problema de despacho de *energia* e *reserva* para a geração centralizada já foi solucionado. O OST decide a porcentagem da *reserva* total requerida que será fornecida pelos GDs.
- Somente as ofertas de geração dos GDs são consideradas. Os consumidores não ofertam por demanda.

5.2.1.2 Formulação Matemática do Problema

O problema é formulado como um fluxo de potência ótimo. O objetivo a minimizar é o pagamento total por *energia* e *reserva* feito pelo OST aos GDs, sujeito a restrições de balanço de potência, de reserva requerida, de capacidade de geração, de rampas de operação, de resposta de tempo e de fluxos de potência.

5.2.1.2.1 Função Objetivo. Considerando $\mathbb{GD}$ como o conjunto de GDs que participam do mercado, o objetivo é minimizar o pagamento total por *energia* (P_{GD}) e *reserva* (R_{GD}) feito pelo OST durante o tempo de estudo n_T 5.25.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{n_T} \left(\sum_{i=1}^{\mathbb{GD}} \xi(P_{GD,i}^t) + \sum_{i=1}^{\mathbb{GD}} \varphi(R_{GD,i}^t) \right) \quad (5.25)$$

Na Expressão 5.25, $\xi(P_{GD,i}^t)$ e $\varphi(R_{GD,i}^t)$ são as funções de oferta de *energia* e *reserva* do GD i no tempo t , as quais são definidas em 5.26 e 5.27.

$$\xi(P_{GD,i}^t) = P_{GD,i}^t \text{Of}_{GD,P,i}^t \quad (5.26)$$

$$\xi(R_{GD,i}^t) = R_{GD,i}^t \text{Of}_{GD,R,i}^t \quad (5.27)$$

sendo:

$\text{Of}_{GD,P,i}^t$ e $\text{Of}_{GD,R,i}^t$: Ofertas de *energia* e de *reserva*, respectivamente, do GD i no tempo t .

5.2.1.2.2 Restrições de Balanço de Potência. O balanço de potência ativa deve ser satisfeito para cada um dos valores de tempo t em n_T em cada barra i do conjunto de barras de demanda do sistema, tal e como é mostrado em 5.28. O efeito dos fluxos de potência reativa

não está sendo considerado porque está sendo assumido que a magnitude da tensão em cada barra do sistema é 1 pu.

$$P_{GD,i}^t - P_{D,i}^t - P_{calc,i}^t = 0 \quad (5.28)$$

sendo:

P_D : Potência ativa demandada;

P_{calc} : Potência ativa calculada.

5.2.1.2.3 Restrições de Reserva Requerida. O requisito de *reserva* para cada tempo t em n_T (R_{req}^t) deve ser atendido pelos GDs 5.29:

$$\sum_{i=1}^{GD} R_{GD,i}^t = R_{req}^t \quad (5.29)$$

5.2.1.2.4 Restrições de Capacidade de Geração. Para cada GD i , o resultado da soma entre *energia* e *reserva* para cada tempo t em n_T deve estar dentro de seus limites de geração 5.30.

$$P_{GD,i}^{min,t} \leq P_{GD,i}^t + R_{GD,i}^t \leq P_{GD,i}^{max,t} \quad (5.30)$$

sendo:

P_{GD}^{min} e P_{GD}^{max} : Capacidades mínima e máxima de geração de potência ativa do GD, respectivamente.

Adicionalmente, deve ser garantido que $P_{GD,i}^t$ seja positivo 5.31.

$$P_{GD,i}^t \geq 0 \quad (5.31)$$

5.2.1.2.5 Restrições das Rampas de Operação. A geração de potência de cada GD está também limitada por sua habilidade de passar de um nível de geração para outro dentro do intervalo de tempo Δt para cada valor de t em n_T 5.32.

$$\mu_i^{dec} \Delta t \leq P_{GD,i}^t - P_{GD,i}^{t-1} \leq \mu_i^{cres} \Delta t \quad (5.32)$$

sendo:

μ_i^{dec} e μ_i^{cres} : Rampas decrescente e crescente do GD i , respectivamente.

5.2.1.2.6 Restrições de Resposta de Tempo. Para cada tempo t em n_T , a *reserva* deve estar disponível para restabelecer a frequência do sistema no tempo de resposta especificado η posterior à falha. Os limites destes recursos são quantificados em termos das rampas crescentes de cada GD i , mas também não devem ser maiores que a *reserva* máxima que o GD pode entregar $R_{GD}^{\max}$ 5.33.

$$0 \leq R_{GD,i}^t \leq \min \{ \mu_i^{cres} \eta, R_{GD,i}^{\max} \} \quad (5.33)$$

5.2.1.2.7 Restrições de Fluxo de Potência nas Linhas do Sistema. Os fluxos de potência nas linhas devem estar dentro dos limites especificados para cada tempo t em n_T 5.34 e 5.35.

$$P_{km}^{\min} \leq P_{km}^t \leq P_{km}^{\max} \quad (5.34)$$

$$P_{km}^{\min} \leq P_{mk}^t \leq P_{mk}^{\max} \quad (5.35)$$

sendo:

P_{km} e P_{mk} : Fluxos de potência (do conjunto de linhas do sistema n_L) nos sentidos km e mk , respectivamente;

$P_{km}^{\min}$ e $P_{km}^{\max}$: Limites mínimo e máximo, respectivamente, de fluxo de potência no sentido km ou mk .

5.2.1.3 Consideração para Sistemas Mistos

No caso de sistemas *mistos* deve ser considerado que o despacho de *energia* e *reserva*, de acordo com as suposições desta proposta, já foi solucionado para a geração centralizada. Neste caso, a geração de potência ativa dos geradores centralizados passa a ser considerada como de valor constante na solução do problema de *energia* e *reserva* para os GDs. Desta forma, para sistemas *mistos* as restrições de balanço de energia, Equações 5.28, devem ser substituídas por 5.36:

$$P_{GD,i}^t - (P_{D,i}^t - P_{G,i}^t) - P_{calc,i}^t = 0 \quad (5.36)$$

sendo:

$P_{G,i}^t$: Potência ativa gerada pelo gerador centralizado i para o tempo t em n_T .

5.2.1.4 Determinação dos Preços de Reserva

Os multiplicadores de Lagrange associados às restrições 5.28–5.35 representam as variáveis duais do problema. Os multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de potência 5.28 são considerados como os preços marginais nodais e podem ser usados para remunerar os GDs por fornecimento de *energia*. Porém, o objetivo desta proposta não é remunerar a *energia*, mas sim a *reserva*, o que pode ser feito através dos multiplicadores de Lagrange das restrições de *reserva* requerida 5.29.

Os multiplicadores de Lagrange das restrições 5.29, que serão nomeados aqui como Preços de Reserva (PRs), são definidos como preços uniformes, o que significa que são iguais para todos os GDs para cada tempo t em n_T .

5.3 Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

O controle de frequência é essencial para a operação segura e estável do sistema de potência. O crescente aumento da geração distribuída pode causar dificuldades no controle de frequência, principalmente quando GTVs baseados em GIDAs substituem as unidades síncronas convencionais que fornecem à maior parte de potência ativa. Porém, os avanços tecnológicos relacionados com o aumento das capacidades de controle estão permitindo que os GTVs participem no controle de frequência. Com relação aos GDs que usam GSs o impacto pode ser positivo, já que o aumento do número de unidades síncronas em operação produz aumento na inércia do sistema; embora este aumento seja pequeno no caso dos GDs pode ajudar na regulação de frequência e contribuir para melhorar a robustez com relação a perturbações no sistema.

Nesta seção, é apresentada uma aproximação inicial para valorar o serviço ancilar de controle secundário de frequência, que opera entre 1 e 10 min, quando fornecido por GDs baseados em GSs, como por exemplo PCHs.

A proposta usa o Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP) (DA COSTA, 1992;

DECKMANN; DA COSTA, 1994) que pode ser utilizado no estudo das oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica. A partir deste modelo, podem ser determinadas as parcelas de potência ativa com que cada GD participa para o restabelecimento do sistema após um distúrbio.

5.3.1 Modelo de Sensibilidade de Potência para Sistemas Multimáquinas

O MSP surge como uma alternativa ao modelo de Heffon e Phillips (MOUSSA; YU, 1974), amplamente usado na literatura. O MSP baseia-se no princípio de que os balanços de potência ativa e reativa devem ser satisfeitos continuamente em qualquer barra do sistema durante todo processo dinâmico. Uma explicação detalhada do MSP com sua dedução e extensão para sistemas com múltiplas máquinas (ou multimáquinas, como será chamado neste trabalho), no domínio do tempo e no domínio da frequência, pode ser consultada em (DECKMANN; DA COSTA, 1994).

Na Figura 5.12 é mostrado o diagrama de blocos do MSP¹. Nesta figura, pode-se observar que uma das vantagens inerentes ao MSP se deve justamente ao fato de “se ter acesso” às variáveis algébricas de todas as barras do sistema elétrico: desvio de tensão (ΔV) e desvio angular de tensão ($\Delta \theta$). Dito de outra forma, o MSP-multimáquinas preserva a rede externa. A importância desta característica é que ela permite que alguma variável algébrica possa ser utilizada como entrada de algum controlador que por ventura possa ser adicionado ao sistema. Outra característica que pode ser observada na figura é a decomposição do sistema elétrico em quatro subsistemas, sendo eles os subsistemas ativo e reativo (delimitados pela linha vertical) e subsistemas rápido e lento (separados pela linha horizontal).

Considerando os subsistemas ativo e reativo, pode-se concluir que existe uma ligação entre as variáveis do subsistema esquerdo (ativo) e o subsistema direito (reativo). Enquanto o subsistema ativo fornece as correções do ângulo do rotor ($\Delta \delta$) e ângulo da tensão terminal das barras ($\Delta \theta$) a partir de solicitações de potência ativa, o subsistema reativo responde fazendo a correção do módulo da tensão interna de eixo de quadratura do gerador ($\Delta e'_q$) e dos módulos das tensões das barras do sistema de transmissão (ΔV), em resposta às solicitações dos desvios da potência reativa.

A decomposição do sistema em escalas de tempo rápida e lenta se deve justamente ao fato de que dinâmicas de diferentes velocidades ocorrem no sistema elétrico de potência. Enquanto as variáveis da rede de transmissão (ΔV e $\Delta \theta$) são atualizadas instantaneamente pelo sistema

¹Os elementos deste diagrama podem ser consultados em (DECKMANN; DA COSTA, 1994).

sendo, na barra k :

x'_{dk} : Reatância transitória de eixo direto do gerador;

x_{qk} : Reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador;

e'_{qk} : Módulo da tensão interna de eixo de quadratura do gerador;

V_k : Módulo da tensão.

6 *Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia*

Neste capítulo, são apresentadas as propostas de valoração de serviços ancilares de GDs com incertezas na fonte primária de energia.

6.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

Inicialmente, é considerado o serviço de suporte de potência reativa de GDs em sistemas de distribuição.

6.1.1 Aproximação Inicial

As propostas do capítulo anterior foram desenvolvidas pensando nos GDs com variabilidade da fonte primária de energia mínima ou desprezível e que podem ajustar sua geração de energia (microturbinas a gás, PCHs, geradores em usinas de açúcar e álcool, etc.). Por outro lado, os GDs que têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (principalmente GTVs e sistemas FVs) precisam de considerações mais elaboradas que incluam as incertezas na geração de energia. Este assunto é tratado na proposta seguinte através de Simulações de Monte Carlo (SMC) e Cadeias de Markov (CM). Através das SMC são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários, enquanto que com as CM são descritas as séries de tempo relacionadas com a geração de potência ativa dos GDs.

Assim como nas propostas da Subseção 5.1, é determinado o componente de CPO como elemento de maior influência na valoração do serviço de suporte de potência reativa da geração distribuída. O problema é dividido em dois subproblemas: o subproblema multiobjetivo e o subproblema técnico. O subproblema multiobjetivo é resolvido através de técnicas de otimização multiobjetivo considerando as perdas de potência ativa nas linhas do sistema de distribuição, os custos de geração, e a estabilidade estática de tensão do sistema de distribuição; e o sub-

problema técnico é resolvido através de um fluxo de potência com modelagem monofásica do sistema e compensação para barras tipo PV (barras onde estão instalados os GDs).

6.1.1.1 Simulações de Monte Carlo

As origens desta técnica estão ligadas ao trabalho desenvolvido por *Stan Ulam* e *John Von Neumann* no final dos anos 40 quando estudavam o movimento aleatório dos nêutrons.

As SMC são baseadas na simulação aleatória de cenários para imitar a operação de um sistema real e determinar o comportamento futuro de uma variável aleatória. A aplicação do método consiste em criar um modelo identificando aquelas variáveis cujo comportamento aleatório determina o comportamento global do sistema e usar números aleatórios junto com a função de distribuição de frequências das variações históricas das variáveis em questão. Os passos gerais são os seguintes:

1. Especificar as variáveis e objetivos do modelo.
2. Estimar a distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias que descrevem melhor o comportamento do sistema.
3. Calcular as probabilidades de cada uma das variáveis.
4. Gerar um número aleatório.
5. Vincular o número aleatório às variáveis segundo o valor das probabilidades.
6. Realizar com as variáveis obtidas as operações especificadas no modelo.
7. Repetir o processo um elevado número de vezes¹.
8. Analisar os resultados obtidos.

Há duas técnicas básicas para aplicar SMC à avaliação de sistemas: sequencial e não-sequencial. Na técnica sequencial, considera-se a evolução cronológica do modelo, e o estado atual depende dos estados anteriores (sistema com memória). Enquanto que na técnica não-sequencial o estado atual não depende dos estados anteriores (sistema sem memória).

As principais vantagens deste método estão na possibilidade que oferece de levar em conta teoricamente cada variável aleatória, e na possibilidade de adotar estratégias de operação similares às reais. Uma desvantagem pode ser o tempo de simulação, dependendo da capacidade computacional disponível.

¹No presente trabalho, cada vez que o processo é repetido se diz que foi feita uma *observação*.

6.1.1.2 Cadeias de Markov

As CM já foram utilizadas em modelagem de sistemas físicos, biológicos e sociais. Uma das principais vantagens de usar modelos markovianos é que geralmente são suficientes para capturar os fatores dominantes das incertezas do sistema em estudo.

A maioria dos sistemas dinâmicos no mundo real, tais como a meteorologia, são inevitavelmente grandes e complexos, principalmente por suas interações com numerosos subsistemas. Devido ao fato que as previsões exatas de tais sistemas são difíceis de obter, frequentemente devem ser aceitas previsões aproximadas. Em muitos casos os modelos matemáticos são difíceis de estabelecer e as estratégias de controle próximas ao ótimo ganham importância, sendo em alguns casos a única alternativa. Tal é o caso do comportamento de fontes de energia como o sol e o vento, onde suas características não-lineares podem ser modeladas através de técnicas como as CM, conseguindo excelentes aproximações.

As CM são modelos que representam um processo estocástico que muda através de passos de tempo discretos. É definido um conjunto de estados, e as CM são descritas em termos de suas probabilidades de transição, p_{ij} , as quais determinam a probabilidade de passar do estado i ao estado j (BERTSEKAS; TSITSIKLIS, 2002).

6.1.1.2.1 Definição dos Estados. A cada valor do processo é atribuído um estado S_τ (no período τ) definido com base na discretização dos dados registrados.

Um espaçamento igual dos estados $\{1, \dots, m\}$ através dos possíveis valores do processo físico, $\mathcal{X}$, é obtido centrando-os segundo o vetor de centroides:

$$\zeta = \frac{\overline{\mathcal{X}}}{2m} (2k - 1) \quad , \text{ com } k = 1, \dots, m \quad (6.1)$$

sendo:

$\overline{\mathcal{X}}$: Máximo valor do processo.

6.1.1.2.2 Cadeias de Markov de Primeira Ordem. A realização de um processo estocástico da variável aleatória discreta $\mathcal{X}$, tomando valores discretos do estado S_τ no conjunto $\{1, \dots, m\}$, diz-se que cumpre com a hipótese das CM de primeira ordem, se para que o processo passe desde o estado i até o estado j depende somente do estado no período $\tau - 1$ e uma probabilidade condicional:

$$\Pr(\mathcal{X}_\tau \rightarrow j | \mathcal{X}_{\tau-1} \rightarrow i) = p_{ij} \quad (6.2)$$

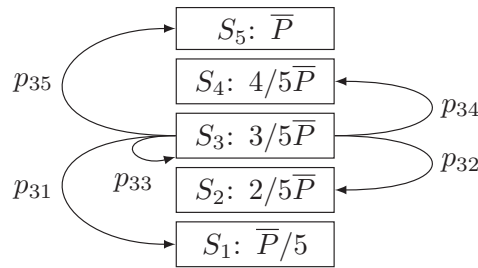
que é constante no tempo (PAPOULIS, 1984). Os intervalos para a identificação e definição dessas probabilidades condicionais estão igualmente espaçados pelo intervalo Δ . É então possível formular uma matriz de probabilidades de transição $\hat{P}$ de dimensão $m \times m$:

$$\hat{P} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1m} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{m1} & p_{m2} & \cdots & p_{mm} \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

Segundo esta representação, cada linha da matriz corresponde ao atual estado do processo, enquanto cada coluna corresponde ao próximo possível. Por exemplo, a probabilidade p_{73} corresponde à probabilidade para a transição $7 \rightarrow 3$. A soma das probabilidades de cada linha é igual a 1 ($\sum_j p_{ij} = 1$), o que é igual à probabilidade de transição do estado atual a qualquer outro possível.

Na Figura 6.13, apresenta-se um exemplo de discretização em 5 estados ($m = 5$) da saída de potência ativa de um GD. Por maior clareza na figura, somente são mostradas as transições do estado 3.

Figura 6.13 – Discretização da saída de potência ativa de um GD.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Os elementos p_{ij} de $\hat{P}$ podem ser calculados como o número de transições desde o estado i ao estado j dividido pelo número de ocorrências do estado i .

Em casos quando o estado atual depende de vários estados anteriores, devem ser implementadas CM de ordem superior (PAPOULIS, 1984).

6.1.1.3 Algoritmo de Solução Proposto

Nesta proposta são feitas as seguintes hipóteses:

- A valoração do serviço de suporte de potência reativa é feita do ponto de vista centralizado, ou seja, os operadores dos GDs oferecem suas capacidades possíveis de potência reativa e recebem um conjunto de pontos de operação do OSD.
- São considerados os GDs que dependem da variabilidade da fonte primária de energia.
- Não são considerados custos de investimento adicionais, assumindo que para prover o serviço de suporte de potência reativa não é necessário um redimensionamento dos elementos de acoplamento à rede dos GDs.
- Não são incluídos os custos por perdas internas nos GDs para o pagamento pelo serviço de suporte de potência reativa, porque o tipo de tecnologia utilizada para melhorar a eficiência do GD não é controlável por quem vai pagar pelo serviço.
- São determinados os CPO como elementos de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.
- A variável aleatória das séries de tempo modelada através das CM é a potência ativa gerada por cada GD, sujeita às variações do vento (caso dos GTVs) ou irradiação solar (caso dos sistemas FVs).
- O estado atual da variável aleatória depende somente do estado imediatamente anterior, então são utilizadas CM de primeira ordem.

O algoritmo é apresentado a seguir:

Passo 1. Escolher um tempo total de estudo (Γ) para realizar a avaliação. Escolher o número de vezes ($\aleph$) que se deseja observar o comportamento do sistema. Os contadores de tempo de estudo e de *observações*, t e k respectivamente, são inicializados em zero.

Passo 2. Gerar um número aleatório uniforme para cada GD. O limite superior de geração de potência ativa de cada GD é o valor do estado com probabilidade vinculada ao número gerado.

Passo 3. A simulação passará da referência atual ao tempo que corresponde a $t + \Delta$.

Passo 4. Executar o fluxo de potência multiobjetivo apresentado na Figura 5.9 usando os valores do Passo 2. Armazenar a configuração com melhor MEET.

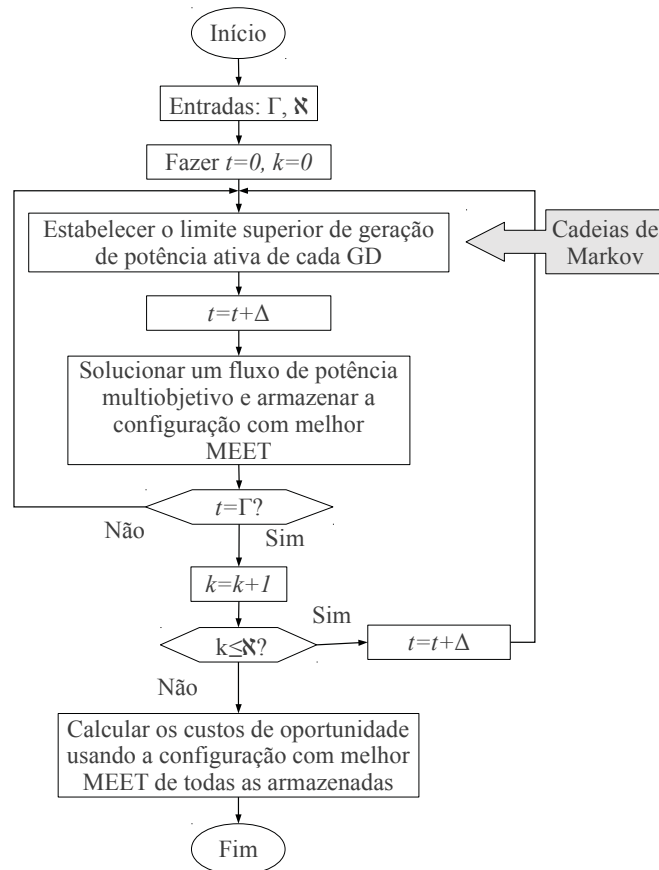
Passo 5. Se $t > \Gamma$ então fazer $k = k + 1$ e ir ao passo seguinte. Em caso contrário, voltar ao Passo 2.

Passo 6. Se $k \leq \aleph$ então fazer $t = 0$ e voltar ao Passo 2. Em caso contrário, ir para o Passo 7.

Passo 7. Calcular os CPO para a configuração com melhor MEET de todas as armazenadas durante o processo de estudo completo ($\aleph$ vezes Γ).

Na Figura 6.14, é apresentado o diagrama de fluxos do algoritmo descrito anteriormente.

Figura 6.14 – Diagrama de fluxos da aproximação inicial – GDs com incertezas.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Para calcular os CPO é necessário conhecer o estado do sistema antes de ser requerido o fornecimento de potência reativa. Para isso, é realizado um fluxo de potência simples com os GDs em algum ponto de operação que esteja dentro de seus limites.

O algoritmo pode ser aplicado tanto para a análise considerando um único cenário de carga, ou usando dados que exibam a variação da demanda, por exemplo, empregando curvas de carga diárias.

6.1.1.4 Implementação do Algoritmo Considerando Curvas de Carga Diárias

O algoritmo proposto pode ser aplicado considerando um cenário de carga único. No entanto, através de algumas modificações, também pode ser implementado usando dados que mostrem a variação da demanda, por exemplo, usando curvas de carga diária que representem o comportamento típico horário de consumidores durante um determinado período. Assim, Γ seria igual ao número de divisões do tempo das curvas de carga (assumindo que as transições entre estados, ou seja, o tempo entre as medições da velocidade do vento, são também de hora em hora).

Outras alterações necessárias para implementar a metodologia utilizando curvas de carga diárias devem ser feitas nos passos 4 e 7 do algoritmo:

- No Passo 4, antes de executar o fluxo de potência multiobjetivo apresentado na Figura 5.9, o valor da demanda do sistema deve ser modificado de acordo com o valor de t (hora apropriada do dia). A configuração com melhor MEET deve ser armazenada também associada com o valor de t .
- No Passo 7, a configuração em que os CPO serão calculados, e_t^* , deve ser aquela com melhor MEET entre as configurações armazenadas para cada valor de t . Então, definindo E (Expressão 6.4) como a matriz de configurações de elite obtidas durante o processo de simulação, e conhecendo os valores de MEET de seus elementos, $1, 0 - L_{kt}$ ($\forall k \in \aleph$, $\forall t \in \Gamma$), a configuração e_t^* é definida pelas expressões 6.5 e 6.6.

$$E = \begin{bmatrix} e_{11} & e_{12} & \cdots & e_{1t} & \cdots & e_{1\Gamma} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ e_{k1} & e_{k2} & \cdots & e_{kt} & \cdots & e_{k\Gamma} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ e_{\aleph 1} & e_{\aleph 2} & \cdots & e_{\aleph t} & \cdots & e_{\aleph \Gamma} \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

$$k^* = \text{row}\{\max\{1, 0 - L_{1t} \cdots 1, 0 - L_{kt} \cdots 1, 0 - L_{\aleph t}\}\} \quad (6.5)$$

$$e_t^* = e_{k^*t} \quad (6.6)$$

6.1.2 Aproximação de Mercado

A potência reativa como um serviço ancilar tem sido examinada principalmente no contexto de grandes geradores térmicos e hidrelétricos. Poucos estudos foram realizados considerando que os GDs poderiam também contribuir nos requisitos de potência reativa do sistema, particularmente no planejamento de mercados de potência reativa; isto porque a consideração de mercados de potência reativa para GDs é uma ideia relativamente nova que está ganhando importância com o aumento da penetração da geração distribuída.

Com a crescente participação dos GDs no sistema de potência, junto das características de algumas tecnologias de GDs (particularmente aqueles acoplados à rede através de GSs e GIDAs), ganha importância a consideração dos GDs como fornecedores úteis de potência reativa. Devido aos progressos no desenvolvimento de técnicas para redução de incertezas na geração de potência dos GDs que dependem altamente das variações da fonte primária de energia, este tipo de geradores podem ser estudados para serem considerados como “despacháveis” e participar de forma mais confiável dentro de um ambiente competitivo de prestação de serviços ancilares.

Na proposta que se apresenta a seguir, parte-se da suposição de que as ferramentas para reduzir as incertezas na geração de potência dos GDs são suficientes para permitir a construção de um mercado de potência reativa que os considere como participantes ativos e confiáveis.

Além das considerações anteriores, existem outros fatores limitantes nos mercados de potência reativa para GDs que também se apresentam em casos de participação apenas de geradores convencionais, tal como que um fornecedor localizado em uma zona com grande requisito de potência reativa possa ter oportunidades de especular em preços de oferta com o objetivo de obter lucro adicional. Na presente proposta, estas limitações são consideradas incluindo a localização dos GDs, além de seus preços de oferta, e usando um sistema de leilão de preço uniforme para determinar os preços do mercado, incentivando os GDs para que ofertem potência reativa baseados em seus verdadeiros custos.

6.1.2.1 Hipóteses

Nesta abordagem são feitas as seguintes hipóteses:

- O sistema tem alta penetração de GDs. Isso aumenta a probabilidade de suporte para entregar o serviço e provê um número suficiente de participantes.
- É usada uma estrutura de mercado de tipo monopsonio. A potência reativa é comprada de todos os vendedores (GDs) por um único comprador, o OSD.

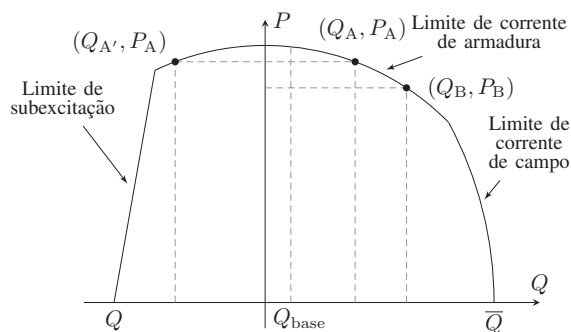
- São determinados os CPO como elemento de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.
- A formulação pressupõe que o mercado de potência ativa já foi resolvido e que a geração de potência ativa dos GDs já foi decidida. Isso permite a determinação dos CPO.
- O OSD recebe os coeficientes de custo de potência reactiva dos GDs em uma base *day-ahead* (de um dia de antecedência).
- O mercado é solucionado em uma base de leilão de preço uniforme. Isto significa que todos os prestadores do serviço selecionados recebem um preço uniforme, que é o maior preço de oferta aceito.
- São considerados GDs que são altamente dependentes da variabilidade da fonte primária de energia (GTVs e sistemas FTs).
- Não são considerados custos por investimento adicionais.

6.1.2.2 Função de Compensação Financeira Esperada

Como foi comentado na Subseção 5.1.1.1, os custos de fornecimento de potência reativa podem ser divididos em duas categorias principais: custos de investimento adicionais e custos de operação adicionais. Os custos de operação podem adicionalmente ser divididos em custos de operação fixos por ano e custos de operação variáveis (principalmente custos por perdas internas nos GDs, e CPO) (BRAUN, 2008). Nesta proposta, além de considerar os CPO para valorar o suporte de potência reativa, são considerados os custos por perdas internas de potência ativa nos GDs. Será suposto que estes custos aparecem implícitos nas ofertas que os GDs devem fazer ao OSD.

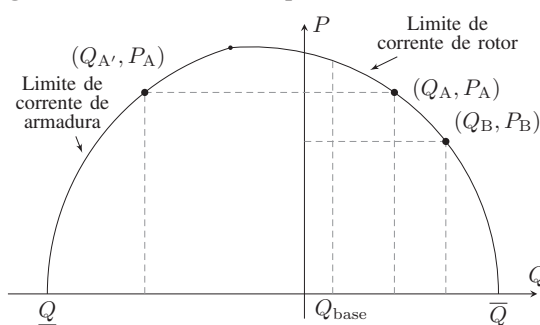
Considerando a curva de capacidade de um GD acoplado à rede através de um GS (CHAPMAN, 2005) ou um GIDA (KONOPINSKI et al., 2009) (Figuras 6.15 e 6.16), é definido um ponto de operação representado pela geração de potência ativa P_A e participação de suporte de potência reativa Q_A . Se mais potência reativa do GD fosse necessária para atender algum requisito do OSD, por exemplo Q_B , então o GD precisaria passar do ponto de operação inicial ao ponto com potências ativa e reativa P_B e Q_B . Neste caso, isso significa que o GD tem de reduzir sua potência ativa quando é exigida maior potência reativa.

Figura 6.15 – Curva de capacidade de um GS.



Fonte: (CHAPMAN, 2005)

Figura 6.16 – Curva de capacidade de um GIDA.



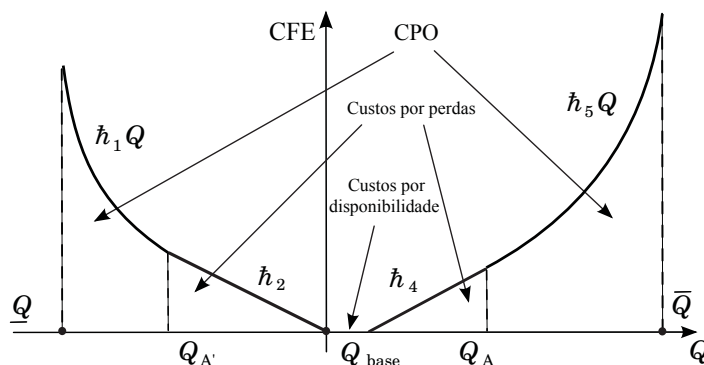
Fonte: (KONOPINSKI et al., 2009)

Com base nas informações acima, são definidas cinco regiões de operação para cada GD:

- *Regiões 1 e 5.* $\underline{Q} \leq Q < Q_{A'}$ e $Q_A < Q \leq \overline{Q}$, respectivamente. Quando o GD opera nestas regiões deve receber pagamento por perda de oportunidade de venda de potência ativa.
- *Região 3.* $0 \leq Q \leq Q_{base}$. O GD não recebe pagamento quando opera nesta região porque a potência reativa Q_{base} é usada para seu equipamento interno.
- *Regiões 2 e 4.* $Q_{A'} \leq Q < 0$ e $Q_{base} < Q \leq Q_A$, respectivamente. Quando o GD opera nestas regiões deve receber pagamento porque incorre em custos por perdas internas de potência ativa.

De acordo com a função de custos de produção de potência reativa apresentada na Figura 6.17 (que é baseada nas regiões de operação definidas acima) pode ser formulada uma estrutura de ofertas. Através desta estrutura, é construída a função de Compensação Financeira Esperada (CFE) para um GD i no tempo t , como é mostrado em 6.7.

Figura 6.17 – Função de custos de produção de potência reativa.



Fonte: (RUEDA, 2012)

$$\begin{aligned}
 CFE_i^{(t)} = & \int_{Q_i}^{Q_{A',i}^{(t)}} \bar{h}_{1,i}^{(t)} Q_i^{(t)} dQ_i^{(t)} + \int_{Q_{A',i}^{(t)}}^0 \bar{h}_{2,i}^{(t)} dQ_i^{(t)} + \\
 & \int_{Q_{base,i}}^{Q_{A,i}^{(t)}} \bar{h}_{4,i}^{(t)} dQ_i^{(t)} + \int_{Q_{A,i}^{(t)}}^{\bar{Q}_i} \bar{h}_{5,i}^{(t)} Q_i^{(t)} dQ_i^{(t)}
 \end{aligned} \quad (6.7)$$

sendo:

$\bar{h}_1$ e $\bar{h}_5$: Ofertas por perda de oportunidade de venda de potência ativa quando o GD opera nas regiões 1 e 5, respectivamente;

$\bar{h}_2$ e $\bar{h}_4$: Ofertas por perdas internas de potência ativa quando o GD opera nas regiões 2 e 4, respectivamente.

Os coeficientes $\bar{h}_1$, $\bar{h}_2$, $\bar{h}_4$ e $\bar{h}_5$ representam os componentes dos custos de potência reativa que precisam ser ofertados no mercado por cada GD. Os termos da CFE correspondentes a $\bar{h}_1$ e $\bar{h}_5$ são funções quadráticas de Q porque é assumido que os custos de potência ativa são funções parabólicas; enquanto que os termos da CFE correspondentes a $\bar{h}_2$ and $\bar{h}_4$ são supostos como componentes que variam linearmente.

6.1.2.3 Formulação Matemática do Problema

Nos mercados de potência reativa para GDs devem ser abordadas considerações especiais. A localização dos GDs é de fundamental importância, uma vez que uma oferta mais vantajosa não é necessariamente atraente se o GD está localizado em um nó remoto e, em contrapartida, uma oferta cara de um GD em um centro de carga alta pode ser inevitável. Portanto, a solução do mercado de potência reativa deve considerar os parâmetros e topologia do sistema, além de suas

restrições operacionais. A formulação matemática do problema de otimização multiobjetivo da proposta atual ($\forall t$ no tempo total de estudo Γ), é apresentada a seguir.

6.1.2.3.1 Minimização dos Encargos por Pagamentos. Os Encargos por Pagamentos (EP) dependem do preço de mercado dos componentes a serem oferecidos pelos GDs. O mercado de potência reativa para GDs é estabelecido de tal forma que os EP são minimizados segundo a expressão 6.8:

$$\begin{aligned} \text{Min EP}^{(t)} = \sum_{i \in \mathbb{GD}} \text{CFE}_i^{(t)} = \sum_{i \in \mathbb{GD}} \eta_{1,i}^{(t)} \left(\frac{1}{2} \psi_1^{(t)} \left(Q_{1,i}^{(t)} - Q_{A',i}^{(t)} \right)^2 - \psi_2^{(t)} Q_{A',i}^{(t)} \right) - \\ \sum_{i \in \mathbb{GD}} \eta_{2,i}^{(t)} \psi_2^{(t)} Q_{2,i}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{GD}} \eta_{4,i}^{(t)} \psi_4^{(t)} Q_{4,i}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{GD}} \eta_{5,i}^{(t)} \left(\psi_4^{(t)} Q_{A,i}^{(t)} + \frac{1}{2} \psi_5^{(t)} \left(Q_{5,i}^{(t)} - Q_{A,i}^{(t)} \right)^2 \right) \end{aligned} \quad (6.8)$$

sendo:

$Q_{1,i}$, $Q_{2,i}$, $Q_{4,i}$ e $Q_{5,i}$: Saídas de potência reativa do GD i , de acordo com as inequações 6.9-6.12, respectivamente;

ψ_1 , ψ_2 , ψ_4 e ψ_5 : Preços uniformes para as regiões da estrutura de ofertas de acordo com a função CFE;

$\eta_{1,i}$, $\eta_{2,i}$, $\eta_{4,i}$ e $\eta_{5,i}$: Variáveis binárias que definem a região de operação ativa para o GD i com potência reativa $Q_{1,i}$, $Q_{2,i}$, $Q_{4,i}$ e $Q_{5,i}$, respectivamente.

$$\underline{Q}_i \leq Q_{1,i} < Q_{A',i} \quad (6.9)$$

$$Q_{A',i} \leq Q_{2,i} < 0 \quad (6.10)$$

$$Q_{\text{base},i} < Q_{4,i} \leq Q_{A,i} \quad (6.11)$$

$$Q_{A,i} < Q_{5,i} \leq \overline{Q}_i \quad (6.12)$$

6.1.2.3.2 Minimização do Desvio de Transações Contratadas. O Desvio de Transações Contratadas (DTC) também deve ser minimizado de acordo com a expressão 6.13.

$$\text{Min DTC}^{(t)} = \sum_{i \in \mathbb{GD}} \left(TP_{\text{GD},i}^{\text{cont},(t)} - TP_{\text{GD},i}^{(t)} \right) \quad (6.13)$$

sendo:

$TP_{GD,i}^{cont}$: Transações de potência ativa contratadas pelo OSD com o GD i ;

$TP_{GD,i}$: Atuais transações de potência ativa contratadas pelo OSD com o GD i .

6.1.2.3.3 Minimização de Perdas nas Linhas do Sistema. O OSD deve procurar a minimização das perdas de potência ativa (P_L) nas linhas do sistema, como é mostrado na expressão 6.14.

$$\text{Min } P_L^{(t)} = \sum_{km \in \mathbb{L}} P_{L,km} \quad (6.14)$$

sendo:

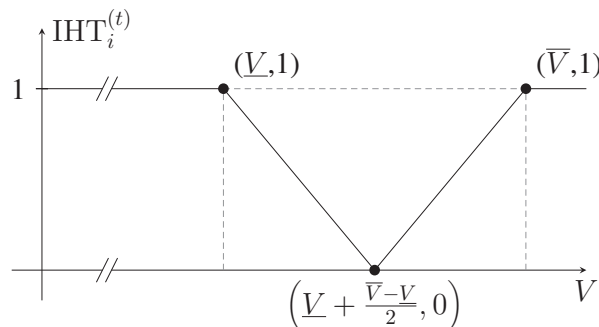
$P_{L,km}$: Perdas de potência ativa na linha km .

6.1.2.3.4 Minimização do Índice de Heterogeneidade de Tensão. O Índice Total de Heterogeneidade de Tensão (ITHT) é um indicador do perfil de tensão do sistema que deve ser minimizado, como é mostrado na expressão 6.15.

$$\text{Min ITHT}^{(t)} = \sum_{i \in \mathbb{N}} \text{IHT}_i^{(t)} \quad (6.15)$$

O Índice de Heterogeneidade de Tensão (IHT), como mostrado na Figura 6.18 e matematicamente expresso em 6.16, indica a proximidade das tensões com relação a um ponto que é definido aqui como o ponto médio entre as tensões mínima e máxima especificadas $\underline{V}$ and $\bar{V}$.

Figura 6.18 – Índice de heterogeneidade de tensão.



Fonte: (RUEDA, 2012)

$$\text{IHT}_i^{(t)} = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i \leq \underline{V} \text{ ou } V_i \geq \overline{V} \\ 1 - \frac{2(V_i - \underline{V})}{\overline{V} - \underline{V}}, & \text{se } \underline{V} \leq V_i \leq \underline{V} + \frac{\overline{V} - \underline{V}}{2} \\ 1 - \frac{2(\overline{V} - V_i)}{\overline{V} - \underline{V}}, & \text{se } \underline{V} + \frac{\overline{V} - \underline{V}}{2} < V_i \leq \overline{V} \end{cases} \quad (6.16)$$

6.1.2.3.5 Restrições de Balanço de Potência. As restrições de balanço de potência ativa e reativa para cada barra i do conjunto de barras do sistema $\mathbb{N}$ são apresentadas nas equações 6.17 e 6.18.

$$P_{\text{ca},i}^{(t)} - P_{\text{sp},i}^{(t)} = 0 \quad (6.17)$$

$$Q_{\text{ca},i}^{(t)} - Q_{\text{sp},i}^{(t)} = 0 \quad (6.18)$$

sendo:

P_{ca} e Q_{ca} : Potências ativa e reativa calculadas, respectivamente;

P_{sp} e Q_{sp} : Potências ativa e reativa especificadas, respectivamente.

6.1.2.3.6 Restrições de Relação de Suporte de Potência Reativa. São necessárias restrições para garantir a operação adequada nas regiões de oferta de potência reativa dos GDs (expressões 6.19–6.24):

$$Q_i^{(t)} = Q_{1,i}^{(t)} + Q_{2,i}^{(t)} + Q_{4,i}^{(t)} + Q_{5,i}^{(t)} \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.19)$$

$$\eta_{1,i}^{(t)} \underline{Q}_i \leq Q_{1,i}^{(t)} < \eta_{1,i}^{(t)} Q_{A',i}^{(t)} \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.20)$$

$$\eta_{2,i}^{(t)} Q_{A',i}^{(t)} \leq Q_{2,i}^{(t)} < 0 \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.21)$$

$$\eta_{4,i}^{(t)} Q_{\text{base},i} < Q_{4,i}^{(t)} \leq \eta_{4,i}^{(t)} Q_{A,i}^{(t)} \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.22)$$

$$\eta_{5,i}^{(t)} Q_{A,i}^{(t)} < Q_{5,i}^{(t)} \leq \eta_{5,i}^{(t)} \overline{Q}_i \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.23)$$

$$\eta_{1,i}^{(t)} + \eta_{2,i}^{(t)} + \eta_{4,i}^{(t)} + \eta_{5,i}^{(t)} \leq 1 \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.24)$$

6.1.2.3.7 Restrições de Preços de Mercado. As restrições 6.25 garantem que o preço de mercado, para cada oferta de um determinado conjunto de ofertas, é a maior oferta aceita.

$$\eta_{i,j}^{(t)} \bar{h}_{i,j}^{(t)} \leq \psi_i^{(t)} \quad \forall i = 1, 2, 4, 5; \forall j \in \mathbb{GD} \quad (6.25)$$

6.1.2.3.8 Restrições de Transações Bilaterais. Todas as transações bilaterais devem estar dentro dos limites preespecificados (restrições 6.26).

$$0 \leq TP_{\text{GD},i}^{(t)} \leq TP_{\text{GD},i}^{\text{cont},(t)} \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.26)$$

6.1.2.3.9 Restrições de Geração de Potência Reativa e Tensão nos nós do Sistema. A potência reativa dos GDs deve estar dentro dos limites operacionais (restrições 6.27–6.31). Da mesma forma, as tensões nos nós do sistema devem estar dentro dos limites regulamentados (expressão 6.32).

$$Q_i^{(t)} \geq -\sqrt{(V_{\text{GD},i} \bar{I}_{a,i})^2 - TP_{\text{GD},i}^{(t)2}} \quad \forall i \in \mathbb{GD} \quad (6.27)$$

$$Q_i^{(t)} \leq \sqrt{(V_{\text{GD},i} \bar{I}_{a,i})^2 - TP_{\text{GD},i}^{(t)2}} \quad \forall i \in \mathbb{GS} \quad (6.28)$$

$$Q_i^{(t)} \geq \frac{TP_{\text{GD},i}^{(t)}}{\tan \bar{\delta}_i'} - \frac{V_{\text{GD},i}^2}{X_{S,i}} \quad \forall i \in \mathbb{GS} \quad (6.29)$$

$$Q_i^{(t)} \leq \frac{\sqrt{(V_{\text{GD},i} \bar{E}q_i)^2 - (X_{S,i} TP_{\text{GD},i}^{(t)})^2}}{X_{S,i}} - \frac{V_{\text{GD},i}^2}{X_{S,i}} \quad \forall i \in \mathbb{GS} \quad (6.30)$$

$$Q_i^{(t)} \leq \frac{\sqrt{(X_{m,i} V_{\text{GD},i} \bar{I}_{f,i})^2 - ((X_{a,i} + X_{m,i}) TP_{\text{GD},i}^{(t)})^2}}{X_{a,i} + X_{m,i}} - \frac{V_{\text{GD},i}^2}{X_{a,i} + X_{m,i}} \quad \forall i \in \mathbb{GIDA} \quad (6.31)$$

$$\underline{V}_i \leq V_i^{(t)} \leq \bar{V}_i \quad \forall i \in \mathbb{D} \quad (6.32)$$

sendo:

$\mathbb{GS}$: Conjunto de GDs acoplados à rede através de GSs;

$\mathbb{GIDA}$: Conjunto de GDs acoplados à rede através de GIDAs;

$\mathbb{D}$: Conjunto de nós com demanda;

$V_{\text{GD},i}$: Tensão nominal em terminais do GD;

$\bar{I}_a$: Máxima corrente de armadura do GD;

$\bar{I}_f$: Máxima corrente de campo do GD;

$\bar{\delta}'$: Máximo ângulo entre a tensão em terminais e o eixo em quadratura do GS;

$\bar{E}_q$: Máxima tensão interna do GD;

X_S : Reatância síncrona do GS;

X_d : Reatância de armadura do GIDA;

X_m : Reatância mútua do GIDA.

6.1.2.4 Esquema de Solução do Mercado de Potência Reativa

No esquema de solução do mercado de potência reativa para GDs aqui proposto, o objetivo final é declarar o preço uniforme de mercado de cada região da estrutura de ofertas. Para isso, o procedimento geral é dividido em três etapas consecutivas:

Etapa 1. Inicialmente, todos os GDs participantes apresentam suas ofertas para o OSD de acordo com as regiões da estrutura de ofertas.

Etapa 2. Depois de receber as ofertas, o OSD soluciona o mercado de potência reativa.

Etapa 3. Com os resultados do processo de solução do mercado, o OSD define o preço uniforme de mercado para cada região da estrutura de ofertas.

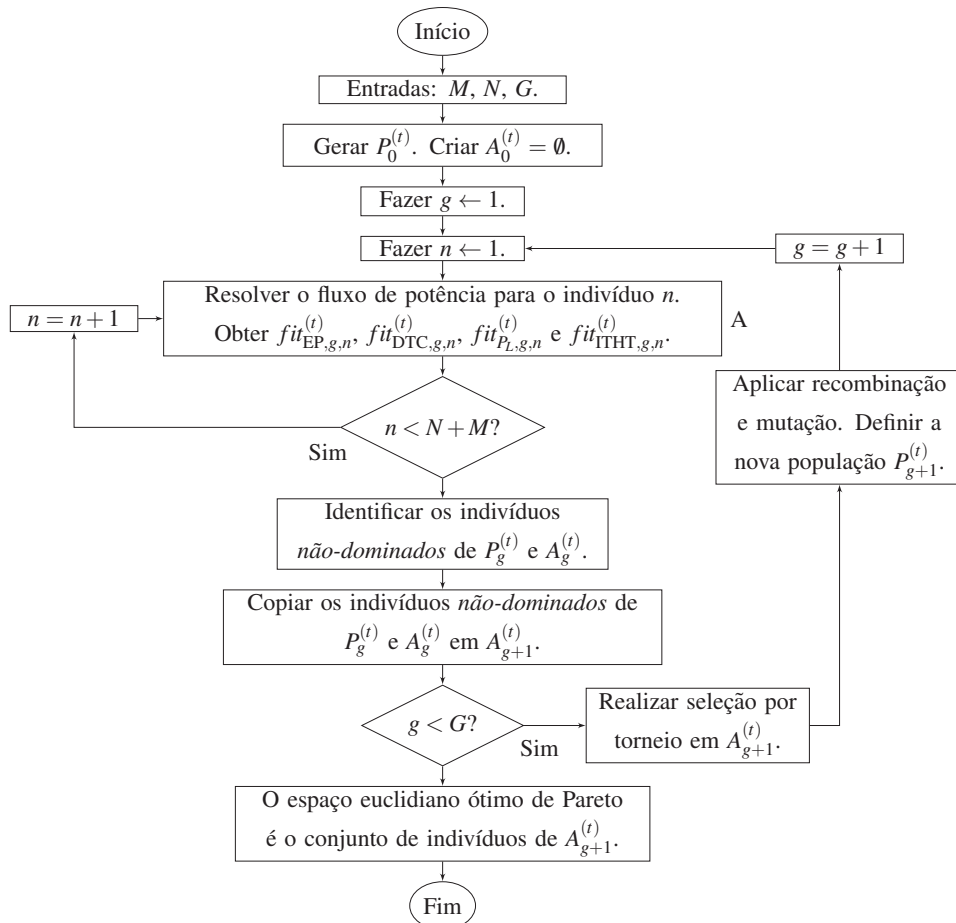
Para estender o horizonte de tempo do esquema de solução proposto, o procedimento acima deve ser desenvolvido considerando vários instantes de tempo, por exemplo, seguindo uma curva de demanda diária e conjuntos de ofertas divididos em intervalos de horas. Desta forma, na Etapa 1, cada GD entrega um conjunto de ofertas para cada hora do dia; na Etapa 2, o OSD considera que o estado do sistema muda de acordo com uma curva de demanda diária; e, na Etapa 3, o OSD entrega um conjunto de 24 preços uniformes de mercado (um para cada hora do dia).

A solução de um mercado de potência reativa para GDs deve considerar a configuração da rede e as restrições operacionais, além dos preços de oferta dos GDs. No entanto, outra questão importante é o alto grau de variabilidade na energia gerada por GDs baseados em fontes renováveis (por exemplo, vento e irradiação solar), que reduz sua capacidade disponível, pois não há certeza com relação a sua saída de potência. Para determinar a capacidade real disponível deste tipo de GDs, essa incerteza deve ser reduzida, de modo que possam ser considerados como

uma alternativa confiável. Para reduzir essa incerteza, é proposto um algoritmo que combina SMC (Subseção 6.1.1.1) e CM (Subseção 6.1.1.2). Neste algoritmo, as séries de tempo das saídas de potência ativa dos GDs são definidas através de CM e, usando SMC, o mercado de potência reativa é solucionado executando um algoritmo de otimização multiobjetivo em vários cenários probabilísticos.

6.1.2.4.1 Algoritmo de Otimização Multiobjetivo. O algoritmo multiobjetivo proposto é baseado em uma técnica de otimização evolutiva conhecida como SPEA2 (Subseção 5.1.1.4.1). O diagrama de fluxos do SPEA2 adaptado ao algoritmo multiobjetivo da atual proposta é mostrado na Figura 6.19. As definições de G , g , A_g , P_g , N e M estão na Subseção 5.1.1.4.1. Note-se que, no bloco A, um fluxo de potência deve ser executado para cada elemento dos conjuntos $P_g^{(t)}$ e $A_g^{(t)}$ para obter os valores de suas funções *fitness* (funções de desempenho *fit*), os quais são calculados de acordo com as equações 6.33–6.37. A codificação usada para representar cada indivíduo de $P_g^{(t)}$ e $A_g^{(t)}$ consiste na potência ativa gerada pelos GDs e a magnitude da tensão nas barras onde eles estão instalados.

Figura 6.19 – Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para mercado de reativos.



$$fit_{EP,g,n}^{(t)} = EP_{g,n}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{V}_g^{(t)}} \Omega_{g,n,i}^{(t)} \quad (6.33)$$

$$fit_{DTC,g,n}^{(t)} = DTC_{g,n}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{V}_g^{(t)}} \Omega_{g,n,i}^{(t)} \quad (6.34)$$

$$fit_{P_L,g,n}^{(t)} = P_{L,g,n}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{V}_g^{(t)}} \Omega_{g,n,i}^{(t)} \quad (6.35)$$

$$fit_{ITHT,g,n}^{(t)} = ITHT_{g,n}^{(t)} + \sum_{i \in \mathbb{V}_g^{(t)}} \Omega_{g,n,i}^{(t)} \quad (6.36)$$

$$\Omega_{g,n,i}^{(t)} = \begin{cases} \omega_{g,n,i}^{(t)} \left(\underline{u}_{g,n,i}^{(t)} - u_{g,n,i}^{(t)} \right)^2, & \text{if } u_{g,n,i}^{(t)} < \underline{u}_{g,n,i}^{(t)} \\ \omega_{g,n,i}^{(t)} \left(u_{g,n,i}^{(t)} - \bar{u}_{g,n,i}^{(t)} \right)^2, & \text{if } u_{g,n,i}^{(t)} > \bar{u}_{g,n,i}^{(t)} \end{cases} \quad \forall g \in G, \forall n \in A_g^{(t)} \cup P_g^{(t)} \quad (6.37)$$

sendo:

$\mathbb{V}_g^{(t)}$: Conjunto de restrições violadas na geração g e no tempo t ;

$\Omega_{g,n,i}^{(t)}$: Função de penalidade associada à restrição violada i para o indivíduo n , na geração g e no tempo t ;

$\omega_{g,n,i}^{(t)}$: Coeficiente de penalidade associado à restrição violada i para o indivíduo n , na geração g e no tempo t ;

$u_{g,n,i}^{(t)}$: Valor da restrição violada i para o indivíduo n , na geração g e no tempo t .

6.1.2.4.2 Cadeias de Markov. Na proposta apresentada, a variável aleatória das séries temporais modeladas pelas CM de primeira ordem (Subseção 6.1.1.2) é a potência ativa gerada por cada GD, sujeito às variações na fonte primária de energia (por exemplo, vento ou irradiação solar).

6.1.2.4.3 Algoritmo de Simulações de Monte Carlo. As SMC são baseadas na simulação de cenários probabilísticos para determinar o comportamento futuro de uma variável aleatória (Subseção 6.1.1.1). As variações históricas das variáveis aleatórias modeladas são a saída de potência ativa dos GDs caracterizadas por probabilidades de transição entre estados discretos obtidos a partir das CM.

O algoritmo proposto para realizar as SMC na atual proposta é apresentado a seguir.

- Passo 1.** Escolher o tempo total de estudo Γ para avaliação. Escolher o número de vezes $\aleph$ a observar o comportamento do sistema. Inicializar o contador de *observações* k em 1.
- Passo 2.** O contador de tempo de estudo t é inicializado em zero. Para cada GD, é definido um estado inicial i , ou seja, um limite superior de geração de potência ativa.
- Passo 3.** Gerar um número aleatório uniforme entre 0 e 1 para cada GD. Associar esses números às probabilidades p_{ij} , da matriz de probabilidades de transição $\hat{P}$ associada ao correspondente GD, para passar do estado atual i ao próximo estado j , ou seja, para definir o limite superior de geração de potência ativa de cada GD no próximo instante de tempo t .
- Passo 4.** A simulação passa da referência atual para o tempo correspondente a $t + \Delta$ (por exemplo, com $\Delta = 1$).
- Passo 5.** Executar o algoritmo multiobjetivo proposto na Subseção 6.1.2.4.1 considerando que, para cada GD, o limite superior de geração de potência ativa é determinado pelo correspondente estado j . Armazenar os resultados.
- Passo 6.** Se $t > \Gamma$, então fazer $k \leftarrow k + 1$ e ir para o próximo passo. Caso contrário, voltar ao Passo 3 considerando que o novo estado atual é o estado j .
- Passo 7.** Se $k < \aleph$, então fazer $t \leftarrow 0$ e voltar ao Passo 3 considerando que o novo estado atual é o estado j . Caso contrário, parar.

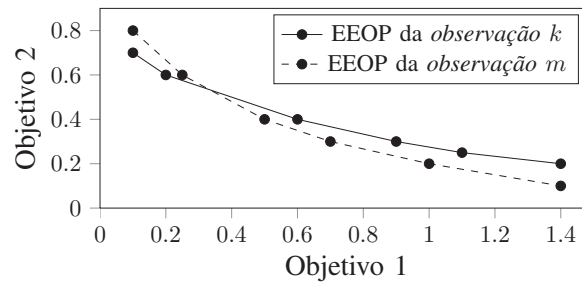
6.1.2.4.4 Critério para Selecionar uma Única Solução. Do ponto de vista da otimização multiobjetivo, todas as N soluções do Espaço Euclidiano Ótimo de Pareto² (EEOP) em cada instante de tempo t no algoritmo multiobjetivo proposto, e para cada *observação* das SMC, são igualmente válidas para serem escolhidas como solução final. Consequentemente, o OSD deve escolher as soluções entre todos os $\aleph \cdot \Gamma \cdot N$ resultados armazenados no Passo 5 do algoritmo das SMC apresentado acima, para definir os preços uniformes de mercado. O critério proposto para selecionar uma única solução está composto de duas partes:

1. Seleção do EEOP: Inicialmente, em cada instante de tempo t , somente um EEOP dos $\aleph$ armazenados nas SMC deve ser escolhido. Em um cenário pessimista, a proposta é escolher o EEOP com soluções piores, isto é, o EEOP com o maior número de soluções *dominadas* quando são comparadas com as soluções dos outros EEOPs. Como exemplo,

²Define-se aqui como euclidiano por ser em múltiplas dimensões.

considere os EEOPs apresentados na Figura 6.20 com somente dois objetivos, ou seja, no espaço euclidiano de dimensão dois, os quais foram obtidos nas *observações k* e *m* nas SMC. De acordo como o anteriormente proposto, o EEOP a escolher é aquele que foi obtido na *observação k*, que tem quatro soluções *dominadas*.

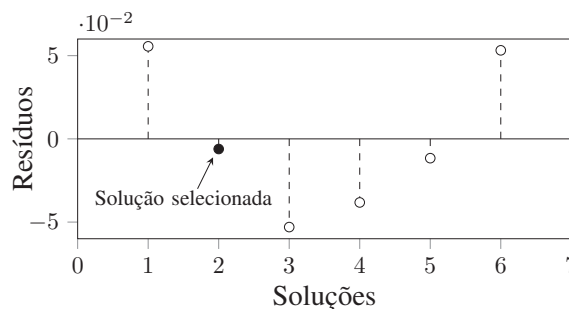
Figura 6.20 – Seleção do EEOP.



Fonte: (RUEDA, 2012)

2. Seleção da solução: Apenas uma solução do EEOP selecionado no procedimento anterior deve ser usada para definir os preços uniformes de mercado. A proposta é selecionar a solução com o melhor ajuste ou menor valor de resíduo depois de aplicar uma regressão não-linear parcial de mínimos quadrados (ROSIPAL; KRAMER, 2006). Seguindo com o exemplo da seleção do EEOP, na Figura 6.21 são mostrados os resíduos obtidos como resultado da aplicação da regressão na *observação k*. Segundo a proposta, a solução a escolher é aquela que tem o interior de cor preta.

Figura 6.21 – Seleção da solução.



Fonte: (RUEDA, 2012)

6.2 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão

De acordo com a capacidade e a localização, os GD podem desempenhar um papel importante no funcionamento da rede de transmissão. No entanto, o impacto é diferente: a geração distribuída pode ter uma grande influência em um sistema de transmissão pequeno, mas pode não ser significativa em um sistema de potência grande. Em algum nível de incidência ou penetração suficiente, a geração distribuída pode trazer benefícios para sistemas de subtransmissão e até transmissão (VAN, 2006).

Nesta seção, é considerado o serviço de suporte de potência reativa de GDs em sistemas de subtransmissão.

6.2.1 Usando um Modelo de Inferência Markoviano

Esta proposta é focada no serviço ancilar de suporte de potência reativa fornecida por GDs com incertezas na fonte primária de energia com alto nível de impacto sobre os sistemas de subtransmissão e até transmissão. O objetivo principal é propor uma metodologia de valoração do serviço por determinação dos CPO.

As incertezas dos GDs são reduzidas resolvendo fluxos de potência multiobjetivo em vários cenários probabilísticos construídos por SMC e modelagem das séries de tempo associadas à geração de potência ativa de cada GD através de CM. Os objetivos do fluxo de potência multiobjetivo são a minimização dos custos de geração de potência ativa dos GDs e a minimização das perdas de potência ativa nas linhas da rede.

Em cada fluxo de potência multiobjetivo, os limites superiores de potência ativa gerada pelos GDs são determinados através de CM, e são resolvidos fluxos de potência através do método de Newton-Raphson. Os resultados obtidos a partir dos fluxos de potência permitem calcular os valores das funções objetivo relacionadas com os objetivos considerados (custos e perdas), os quais são enviados de volta para o algoritmo multiobjetivo. O processo se repete até alcançar um critério de parada.

6.2.1.1 Formulação Matemática do Problema

A formulação do problema é apresentada em 6.38:

$$\begin{aligned} \text{Min } f_{o_{C_p}}(x) \\ \text{Min } f_{o_{P_L}}(x) \end{aligned} \quad (6.38)$$

sujeito a:

$$\mathcal{G}(x) = 0 \quad (6.39)$$

$$\mathcal{H}_{\min}(x) \leq \mathcal{H}(x) \leq \mathcal{H}_{\max}(x) \quad (6.40)$$

Neste caso, $f_{o_{C_p}}(x)$ representa os custos de geração de potência ativa dos GDs, $f_{o_{P_L}}(x)$ representa as perdas de potência ativa nas linhas da rede, $\mathcal{G}(x)$ inclui as restrições de balanço de potência ativa e reativa nos nós do sistema, e $\mathcal{H}(x)$ inclui as restrições funcionais de potência reativa e magnitude da tensão nos nós do sistema, com os correspondentes limites inferiores e superiores ($\mathcal{H}_{\min}(x)$ e $\mathcal{H}_{\max}(x)$).

6.2.1.2 Algoritmo de Solução Proposto

Nesta proposta são feitas as seguintes hipóteses:

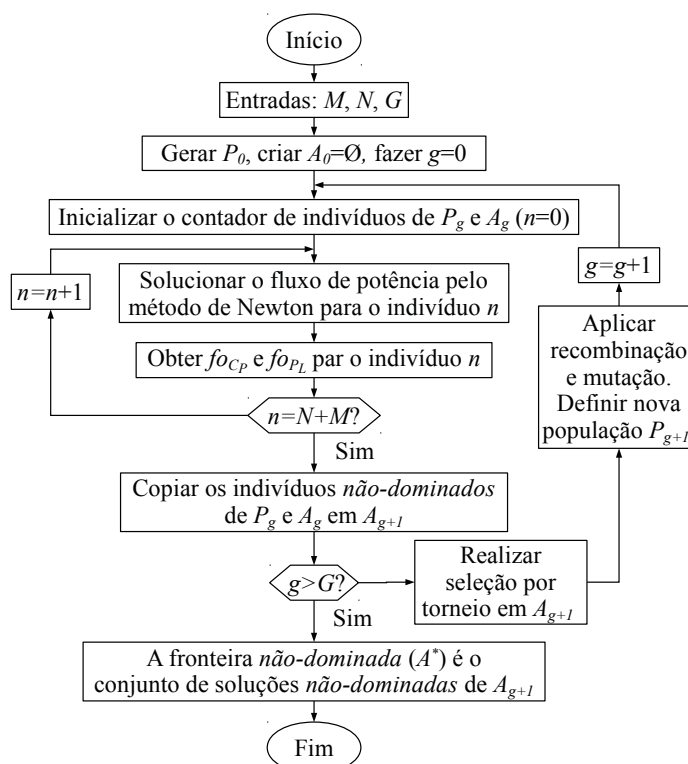
- A valoração do serviço de suporte de potência reativa é feita do ponto de vista centralizado. O OST entrega aos GDs os pontos de operação segundo critérios de otimização.
- São considerados GDs que dependem da variabilidade da fonte primária de energia.
- É suposto que os GDs têm suficiente nível de incidência nos sistemas de subtransmissão e até transmissão.
- Não são considerados custos de investimento adicionais.
- Não são incluídos os custos por perdas internas nos GD para o pagamento pelo serviço de suporte de potência reativa.
- São determinados os CPO como elementos de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.

A técnica de otimização multiobjetivo utilizada para resolver o fluxo de potência multiobjetivo é o algoritmo SPEA2 (Subseção 5.1.1.4.1). O diagrama de fluxos do SPEA2 adaptado ao fluxo de potência multiobjetivo da atual proposta é mostrado na Figura 6.22. As definições

de G , g , A_g , P_g , N , M , N e do conceito de dominância mencionado na Figura 6.22 podem ser consultados na Subseção 5.1.1.4.

No diagrama de fluxos da Figura 6.22, note que devem ser executados fluxos de potência para cada indivíduo de A_g e P_g para avaliar as funções objetivo a respeito do custo que o OST incorre por pagamento aos GDs por geração de potência ativa (fo_{C_p}), e a respeito das perdas do sistema (fo_{P_L}). Os valores destas funções guiam o algoritmo de otimização multiobjetivo.

Figura 6.22 – Diagrama de fluxos do algoritmo multiobjetivo para sistemas de transmissão.



Fonte: (RUEDA, 2012)

As SMC (Subseção 6.1.1.1) são baseadas na simulação de cenários probabilísticos para imitar o funcionamento de um sistema real e determinar o comportamento futuro de uma variável aleatória. As variações históricas das variáveis aleatórias modeladas (geração de potência ativa dos GDs) são determinadas através de CM (Subseção 6.1.1.2). O algoritmo para implementar as SMC na atual proposta é apresentado a seguir:

Passo 1. Escolher o número de vezes $\aleph$ a observar o comportamento do sistema. Definir o contador de observações $k \leftarrow 0$.

Passo 2. Determinar o próximo limite superior de geração de potência ativa para cada GD

através de CM (Subseção 6.1.1.2).

Passo 3. Executar o fluxo de potência multiobjetivo proposto (Figura 6.22). Armazenar todas as configurações da fronteira *não-dominada* e associá-las ao valor da observação k .

Passo 4. Se $k \leq \aleph$, então fazer $k \leftarrow k + 1$ e voltar ao Passo 2. Caso contrário, parar.

6.2.1.2.1 Critérios para Selecionar uma Única Solução. Do ponto de vista da otimização multiobjetivo, todas as soluções em cada observação do algoritmo de SMC proposto são igualmente válidas. Consequentemente, o OST deverá escolher uma solução entre as observações armazenadas no Passo 3 do algoritmo de SMC, a fim de calcular os CPO. Em um cenário pessimista, vários critérios podem ser utilizados pelo OST para escolher uma solução. Os critérios propostos para selecionar uma única solução são apresentados a seguir:

- *Critério de custos max-min:* O OST escolhe a solução de todas as observações armazenadas que resulte em custos máximos.
- *Critério de perdas max-min:* A solução com máximas perdas entre todas as soluções das observações armazenadas é selecionada.
- *Critério de custos intermediários:* Para cada observação, uma *solução intermediária* (representando um valor intermediário entre os valores de custos mínimo e máximo) será considerada. Em seguida, é selecionada a *solução intermediária* com valor mais elevado.
- *Critério de perdas intermediárias:* Para cada observação, uma *solução intermediária* (representando um valor intermediário entre os valores de perdas mínima e máxima) será considerada. Em seguida, é selecionada a *solução intermediária* com valor mais elevado.

6.2.2 Usando um Modelo de Inferência Fuzzy-Markoviano

Assim como na proposta anterior, esta proposta é focada no serviço ancilar de suporte de potência reativa provida por GDs com incertezas na fonte primária de energia com alto nível de impacto sobre os sistemas de subtransmissão e até transmissão. O objetivo principal é propor uma metodologia de valoração do serviço por determinação dos CPO (Subseção 5.1.1.1.3). No processo de otimização, são considerados dois objetivos: os custos de geração de potência ativa dos GDs e as perdas de potência ativa nas linhas da rede.

A principal diferença entre a atual e a anterior proposta é a forma de obter os valores de geração de potência dos GDs. Enquanto que na proposta anterior são utilizadas CM, na pro-

posta atual é utilizado um sistema de inferência através de Lógica Fuzzy e Cadeias de Markov (LF&CM). Deste modo, os valores inferidos de geração de potência dos GDs na proposta anterior são discretos, enquanto que na proposta atual são contínuos.

As incertezas dos GDs são reduzidas resolvendo fluxos de potência multiobjetivo em vários cenários probabilísticos construídos por SMC e modelagem das séries de tempo associadas à geração de potência ativa de cada GD através de LF&CM.

Em cada fluxo de potência multiobjetivo, os limites superiores de potência ativa gerada pelos GDs são determinados pelo sistema de inferência LF&CM, e são resolvidos fluxos de potência através do método de Newton-Raphson. Os resultados obtidos a partir dos fluxos de potência permitem calcular os valores das funções objetivo relacionadas com os objetivos considerados (custos e perdas), os quais são enviados de volta para o algoritmo multiobjetivo. O processo se repete até alcançar um critério de parada.

6.2.2.1 Proposta de inferência através de Lógica Fuzzy e Cadeias de Markov

A Lógica Fuzzy (LF) foi abordada em 1965 por Lotfi A. Zadeh (ZADEH, 1965; ZADEH, 1968), professor da Universidade da Califórnia. Basicamente, a LF é uma lógica de valores múltiplos que permite que valores intermédios sejam definidos entre avaliações convencionais como verdadeiro/falso, sim/não, etc.

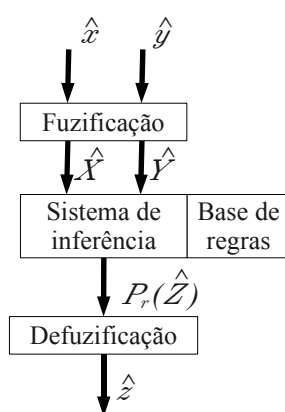
Uma vantagem de usar modelos de CM é que geralmente são suficientes para capturar os fatores dominantes das incertezas do sistema em estudo. As CM são modelos que representam um processo estocástico que se move através de passos de tempo discretos. Um conjunto de estados é definido, e as CM são descritas em termos das suas probabilidades de transição p_{ij} ($\forall i, j \in \{1, \dots, m\}$, sendo m o número de estados) que determinam a probabilidade de se deslocar do estado i para estado j (BERTSEKAS; TSITSIKLIS, 2002). Então, é possível formular uma matriz de probabilidades de transição $\hat{P}$ com tamanho $m \times m$.

O procedimento do sistema de inferência LF&CM proposto inclui três etapas principais: fuzificação, inferência e defuzificação (Figura 6.23). Antes da simulação, são escolhidos os parâmetros gerais do sistema de inferência LF&CM, e é criada a base de regras a partir de dados experimentais.

Inicialmente, as entradas $\hat{x}$ e $\hat{y}$ e a saída $\hat{z}$ (para GTVs: $\hat{x}$ é o estado de transição de velocidade do vento; $\hat{y}$ é o limite de geração de potência ativa no atual estado; e $\hat{z}$ é o limite de geração de potência ativa no próximo estado) são “fuzificadas” utilizando funções de pertinência. Para o sistema de inferência LF&CM proposto, as funções de pertinência da entrada $\hat{x}$ ($\mu_{\hat{x}}$) e da saída

$\hat{z}(\mu_{\hat{z}})$ são obtidas a partir das matrizes de probabilidades de transição do modelo markoviano $\hat{P}_{\hat{x}}$ e $\hat{P}_{\hat{z}}$ (Subseção 6.1.1.2); enquanto que a função de pertinência da entrada $\hat{y}(\mu_{\hat{y}})$ é definida de forma triangular³. Os valores fuzzy (também conhecidos como variáveis linguísticas) $\hat{X}$, $\hat{Y}$ e $\hat{Z}$, com seus respectivos graus de pertinência, são utilizados para inferir regras a partir da base de regras. Tendo sido extraídas, as regras fuzzy são agregadas à função de densidade de probabilidade fuzzy $P_r(\hat{Z})$. Após a defuzzificação e normalização, é obtido o limite de geração de potência ativa do GD para o próximo estado.

Figura 6.23 – Sistema de inferência LF&CM.



Fonte: (RUEDA, 2012)

6.2.2.1.1 Exemplo de aplicação do sistema de inferência LF&CM. Supondo que um GTV tem capacidade de geração máxima de 1000 kW, sua saída de potência ativa é discretizada em cinco estados: 0, 250, 500, 750, e 1000 kW. Segundo a curva de geração de potência do GTV⁴, e usando os valores anteriores, a velocidade do vento é igualmente dividida em cinco estados: 2, 9, 12, 14, e 20 m/s. De acordo com esta discretização, as variáveis linguísticas $\hat{X}$, $\hat{Y}$ e $\hat{Z}$ são definidas a seguir:

- Para a variável $\hat{X}$:

TranVMB: Transição a partir de um estado de velocidade do vento muito baixa.

TranVB: Transição a partir de um estado de velocidade do vento baixa.

TranVM: Transição a partir de um estado de velocidade do vento média.

TranVA: Transição a partir de um estado de velocidade do vento alta.

³Outras funções de pertinência geralmente usadas na lógica fuzzy são: trapezoidal, gaussiana e sigmoidal.

⁴Curva que relaciona a geração de potência do GTV com a velocidade do vento. Esta curva é construída a partir dos parâmetros do GTV e dados de vento coletados no local onde está instalado o GTV.

TranVMA: Transição a partir de um estado de velocidade do vento muito alta.

- Para a variável $\hat{Y}$:

PMB: Potência muito baixa.

PB: Potência baixa.

PM: Potência média.

PA: Potência alta.

PMA: Potência muito alta.

- Para a variável $\hat{Z}$:

TranPMB: Transição a partir de um estado de geração de potência muito baixa.

TranPB: Transição a partir de um estado de geração de potência baixa.

TranPM: Transição a partir de um estado de geração de potência média.

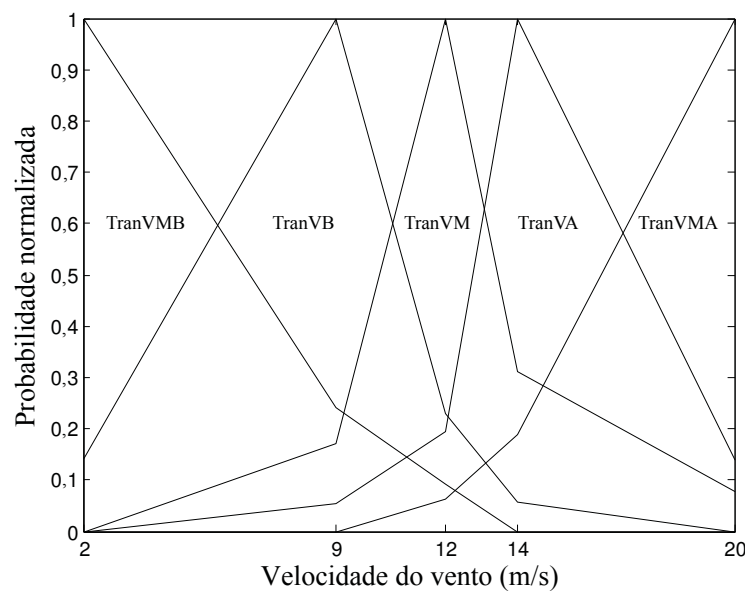
TranPA: Transição a partir de um estado de geração de potência alta.

TranPMA: Transição a partir de um estado de geração de potência muito alta.

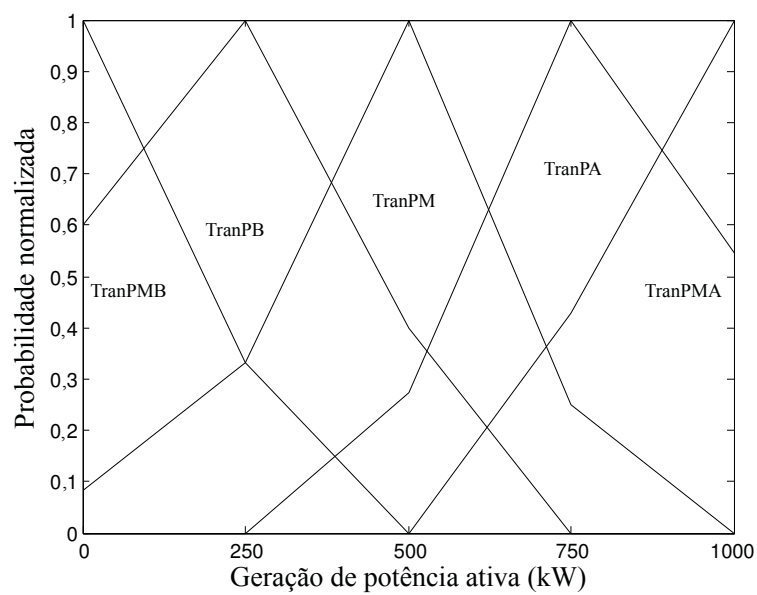
Supondo as matrizes $\hat{P}_x$ e $\hat{P}_z$ das expressões 6.41 e 6.42, são obtidas as funções de pertinência normalizadas mostradas nas figuras 6.24 e 6.25. As funções de pertinência da entrada $\hat{y}$ são apresentadas na Figura 6.26.

$$\hat{P}_x = \begin{bmatrix} 0,75 & 0,18 & 0,07 & 0,00 & 0,00 \\ 0,10 & 0,70 & 0,16 & 0,04 & 0,00 \\ 0,00 & 0,15 & 0,67 & 0,13 & 0,05 \\ 0,00 & 0,04 & 0,14 & 0,72 & 0,10 \\ 0,00 & 0,00 & 0,05 & 0,15 & 0,80 \end{bmatrix} \quad (6.41)$$

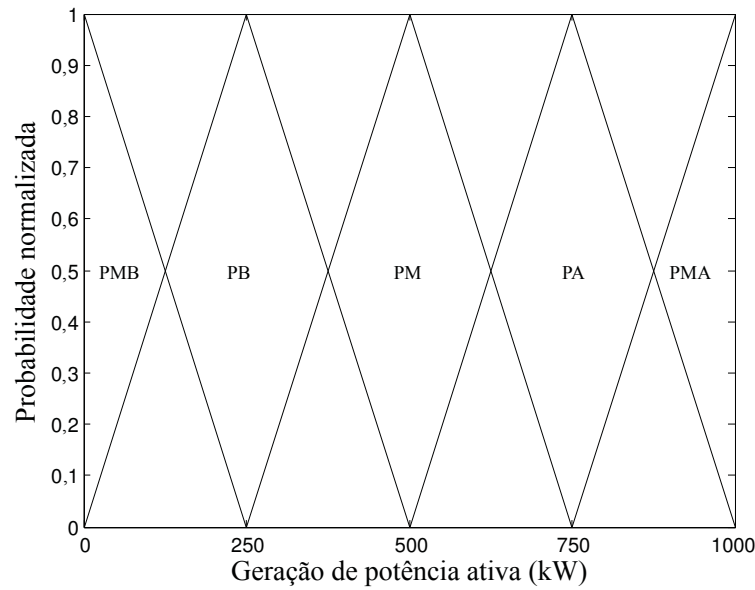
$$\hat{P}_z = \begin{bmatrix} 0,75 & 0,25 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,30 & 0,50 & 0,20 & 0,00 & 0,00 \\ 0,05 & 0,20 & 0,60 & 0,15 & 0,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,15 & 0,55 & 0,30 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,30 & 0,70 \end{bmatrix} \quad (6.42)$$

Figura 6.24 – Funções de pertinência da variável $\hat{X}$.

Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 6.25 – Funções de pertinência da variável $\hat{Z}$.

Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 6.26 – Funções de pertinência da variável $\hat{Y}$.

Fonte: (RUEDA, 2012)

A base de regras, conjunto de preposições de tipo *se-então*, modelam o problema a ser resolvido. Para o exemplo de aplicação em estudo, a base de regras tem a forma:

Regra 1: se TranVMB e PMB então TranPMB.

Regra 2: se TranVB e PB então TranPB.

Regra 3: se TranVM e PM então TranPM.

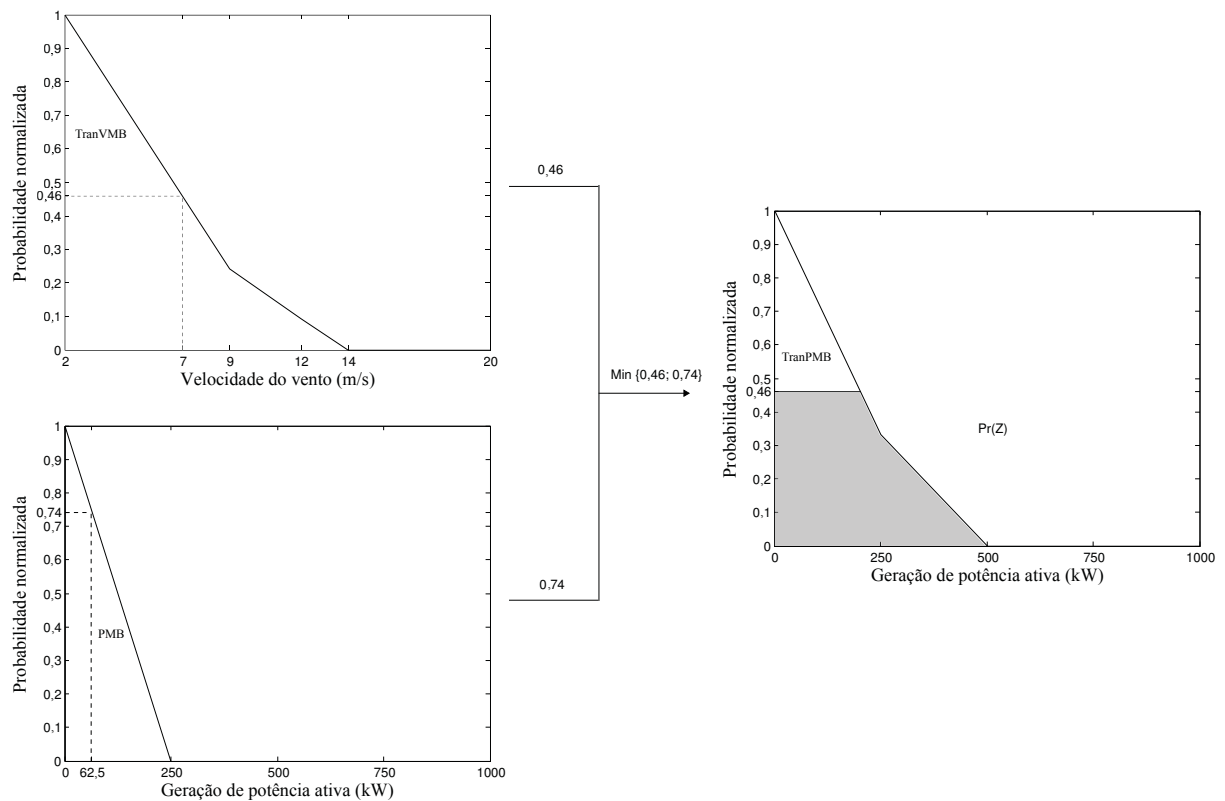
Regra 4: se TranVA e PA então TranPA.

Regra 5: se TranVMA e PMA então TranPMA.

Existem várias formas de definir o resultado de uma regra, mas uma das mais comuns e mais simples é o método de inferência “max-min”.

Supondo que no estado atual o limite de geração de potência ativa do GTV é 62.5 kW e a velocidade do vento associada a esta saída do gerador é 7 m/s, os valores das variáveis linguísticas $\hat{X}$, $\hat{Y}$, e $\hat{Z}$ são TranVMB, PMB, e TranPMB, respectivamente. Então, o método de inferência “max-min” entrega a função de densidade de probabilidade $P_r(\hat{Z})$ apresentada na Figura 6.27.

Como método de defuzzificação é utilizado o método de centroide, que usa como saída do sistema o centro gravidade da função de densidade de probabilidade $P_r(\hat{Z})$. De acordo com este método, o valor de $\hat{z}$ (limite de geração de potência ativa no próximo estado) é 175.64 kW.

Figura 6.27 – Função de densidade de probabilidade $P_r(\hat{Z})$.

Fonte: (RUEDA, 2012)

6.2.2.2 Algoritmo de Solução Proposto

Nesta proposta são feitas as seguintes hipóteses:

- A valoração do serviço de suporte de potência reativa é feita do ponto de vista centralizado.
- São considerados GDs que dependem da variabilidade da fonte primária de energia.
- É suposto que os GDs têm suficiente nível de incidência nos sistemas de subtransmissão e até transmissão.
- Não são considerados custos de investimento adicionais.
- Não são incluídos os custos por perdas internas nos GDs para o pagamento pelo serviço de suporte de potência reativa.
- São determinados os CPO como elementos de maior importância para a valoração do serviço de suporte de potência reativa dos GDs.

A técnica de otimização multiobjetivo utilizada para resolver o fluxo de potência multiobjetivo é a o algoritmo SPEA2 (Subseção 5.1.1.4.1). O diagrama de fluxos do SPEA2 adaptado ao fluxo de potência multiobjetivo da atual proposta é o mesmo apresentado na Figura 6.22. As definições de G , g , A_g , P_g , N , M , N e do conceito de dominância mencionado nesta figura podem ser consultados na Subseção 5.1.1.4.

No diagrama de fluxos da Figura 6.22, note que devem ser executados fluxos de potência para cada indivíduo de A_g e P_g a fim de avaliar as funções objetivo a respeito do custo no que o OST incorre por pagamento aos GDs por geração de potência ativa ($f_{o_{C_p}}$), e a respeito das perdas do sistema ($f_{o_{P_L}}$). Os valores destas funções guiam o algoritmo de otimização multiobjetivo.

As SMC (Subseção 6.1.1.1) são baseadas na simulação de cenários probabilísticos para imitar o funcionamento de um sistema real e determinar o comportamento futuro de uma variável aleatória. As variações históricas das variáveis aleatórias modeladas (geração de potência ativa dos GDs) são determinadas através do sistema de inferência LF&CM proposto na Subseção 6.2.2.1. O algoritmo para implementar as SMC na atual proposta é apresentado a seguir:

Passo 1. Escolher o número de vezes $\aleph$ a observar o comportamento do sistema. Definir o contador de observações $k \leftarrow 0$.

Passo 2. Determinar o próximo limite superior de geração de potência ativa para cada GD através do sistema de inferência LF&CM (Subseção 6.2.2.1).

Passo 3. Executar o fluxo de potência multiobjetivo proposto (Figura 6.22). Armazenar todas as configurações da fronteira *não-dominada* e associá-las ao valor da observação k .

Passo 4. Se $k \leq \aleph$, então fazer $k \leftarrow k + 1$ e voltar ao Passo 2. Caso contrário, parar.

6.2.2.2.1 Critérios para Selecionar uma Única Solução. O OST deverá escolher uma solução entre as observações armazenadas no Passo 3 do algoritmo de SMC, a fim de calcular os CPO. Os critérios propostos para selecionar uma única solução apresentados na proposta anterior (Subseção 6.2.1.2.1) são também válidos na atual proposta.

7 *Testes e Resultados*

Os testes e resultados deste capítulo correspondem às implementações das propostas dos capítulos 5 e 6. Todas as implementações, a exceção das da proposta de reserva para controle de frequência em sistemas de subtransmissão (Subseção 5.2), foram desenvolvidas na linguagem C++, usando o compilador gcc 4.0, no sistema operacional Linux. A implementação da proposta da Subseção 5.2 foi desenvolvida na linguagem AMPL (*Algebraic Modeling Programming Language*) (FOURER et al., 2003), usando o pacote de otimização MINOS 5.5 (*Modular Incore Nonlinear Optimization System*) (MURTAGH, 2003).

7.1 Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia

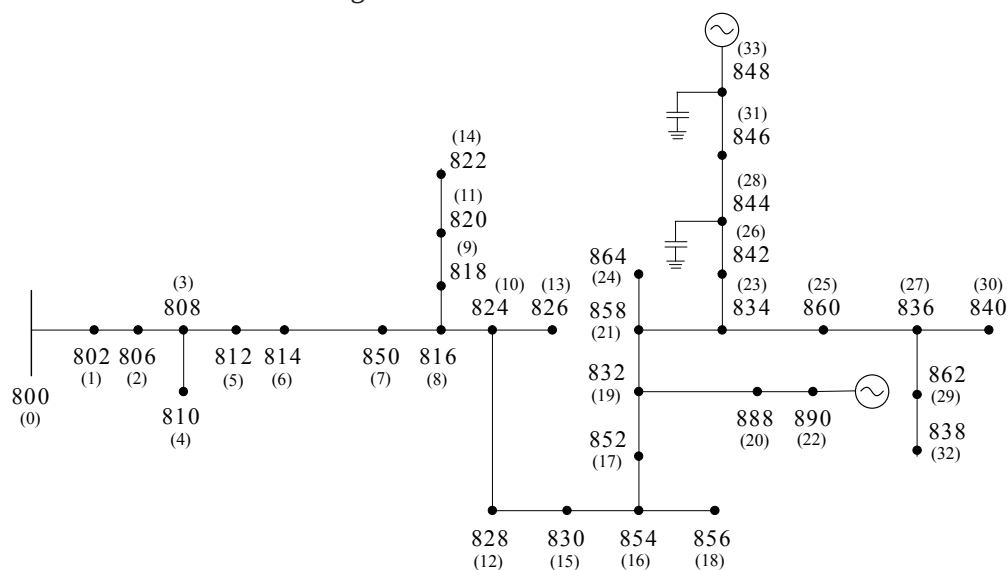
7.1.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

7.1.1.1 Aproximação Inicial

Para avaliar a proposta da Subseção 5.1.1 foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34 (Figura 7.28), cujos dados são apresentados na Subseção A.1 do Apêndice A. Os dados originais deste sistema podem ser consultados em (BAUGHMAN, 2009a).

São considerados dois GDs de 500 kW (nomeados aqui como GD_1 e GD_2) conectados ao sistema através de GSs. É suposto também que os geradores não têm alta dependência das variações da fonte primária de energia. No ponto de operação de referência (antes do requisito de aumento na capacidade de fornecimento de potência reativa), GD_1 , localizado no nó 890, funciona com 200 kW (40% da capacidade máxima), enquanto que GD_2 , localizado no nó 848, funciona com 100% de sua capacidade, e não participam no suporte de potência reativa. As perdas do sistema sob estas condições são 2,84 kW. Os custos de geração das duas unidades, assumindo custos específicos de 0,10 \$/kWh, são 20 \$ para GD_1 e 50 \$ para GD_2 .

Figura 7.28 – Sistema IEEE-34.



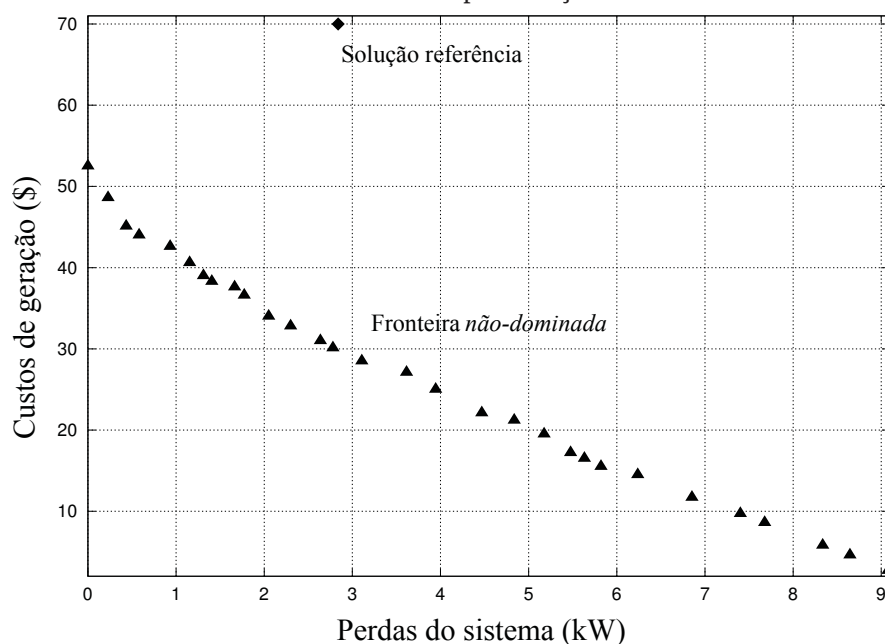
Fonte (BAUGHMAN, 2009a)

Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):
Tamanho da população de descendentes: $M = 50$
Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 30$
Máximo número de gerações: $G = 500$
- Designação do *Fitness*:
Coeficiente de penalidade: $\omega_l = 10000$

Através de vários testes, decidiu-se que os parâmetros anteriores eram apropriados para as simulações. Considerou-se que o tamanho do conjunto externo de soluções (N) escolhido era suficiente para obter diversidade nos resultados. O tamanho da população de descendentes (M) deve ser maior que N , já que a população de descendentes contém indivíduos *dominados* e *não-dominados*, dos quais somente são interessantes os *não-dominados*. Na maioria dos testes realizados, a população de descendentes tinha pelo menos N indivíduos *não-dominados*. As anteriores observações são válidas também para a escolha dos parâmetros de simulação nos outros testes deste capítulo.

Na Figura 7.29, apresenta-se a fronteira *não-dominada* obtida.

Figura 7.29 – Fronteira *não-dominada* na aproximação inicial – GDs sem incertezas.

Fonte: (RUEDA, 2012)

Na Tabela 7.4, mostram-se as potências ativa e reativa dos geradores, e as magnitudes das tensões em pu nos nós onde estão conectados os GDs, além das MEETs (Margens de Estabilidade Estática de Tensão) do sistema para cada uma das configurações da fronteira *não-dominada*.

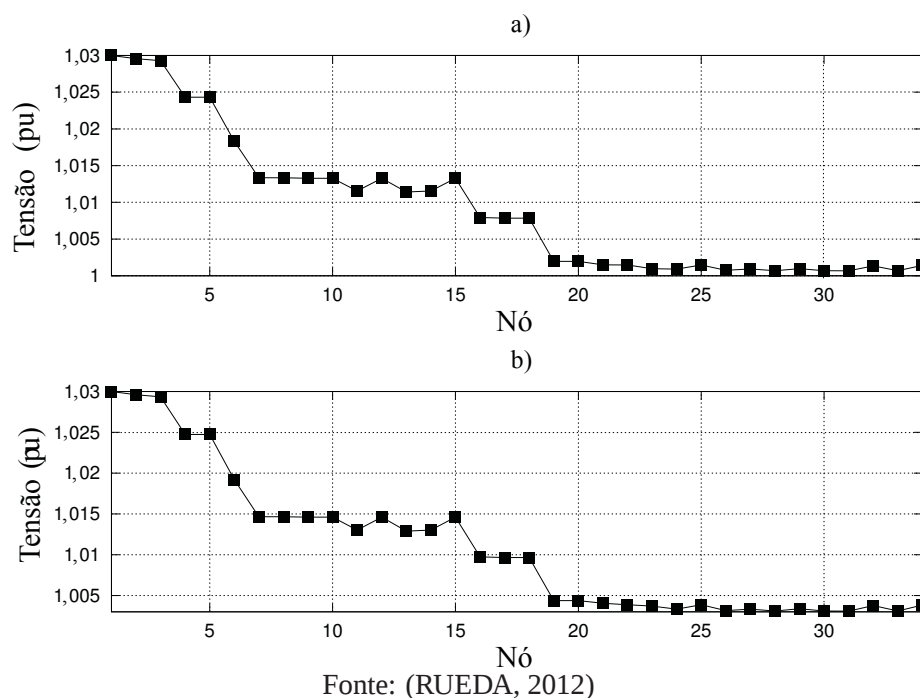
Na Figura 7.30a, mostra-se o perfil de tensão do sistema no ponto de operação referência. Na Figura 7.30b, apresenta-se o perfil de tensão do sistema para o ponto de operação da solução da fronteira *não-dominada* com melhor MEET (solução 2 da Tabela 7.4). As perdas do sistema para esta solução são 0,23 kW. Além da redução nas perdas, observa-se a melhoria no perfil de tensão na solução obtida com o algoritmo proposto.

No caso de GD₁, diminui 188 kW, e aumenta 329,11 kVar. A relação $\Delta P/\Delta Q$ é igual a 0,57%, o que significa que por cada unidade de potência reativa adicional, deixa de gerar 0,57 unidades de potência ativa. Então, os CPO específicos de GD₁ são 0,057 \$/kVarh. Portanto, GD₁ recebe 18,80 \$ por geração de potência reativa e 1,20 \$ por geração de potência ativa. Fazendo a mesma análise para GD₂, os CPO específicos para este gerador são 0,030 \$/kVarh. Por conseguinte, GD₂ recebe 2,60 \$ por geração de potência reativa e 47,40 \$ por geração de potência ativa.

Tabela 7.4 – Resultados da aproximação inicial – GDs sem incertezas.

Sol.	GD ₁			GD ₂			MEET
	P_{GD1} (kW)	Q_{GD1} (kVar)	V (pu)	P_{GD2} (kW)	Q_{GD2} (kVar)	V (pu)	
1	287	-2,39	1,0036	238	-174,70	1,0038	0,999505
2	12	-329,11	1,0135	474	-86,02	1,0133	0,999570
3	53	-185,34	1,0038	398	-44,87	1,0038	0,999480
4	52	-185,23	1,0038	388	-52,70	1,0038	0,999475
5	100	-180,30	1,0070	326	-130,09	1,0070	0,999496
6	75	-198,86	1,0070	331	-129,39	1,0070	0,999487
7	21	-265,15	1,0090	369	-121,58	1,0089	0,999497
8	38	-221,15	1,0070	338	-122,96	1,0070	0,999476
9	83	-165,81	1,0046	293	-136,03	1,0046	0,999452
10	68	-177,18	1,0046	298	-131,61	1,0046	0,999448
11	27	-208,03	1,0045	313	-118,51	1,0045	0,999436
12	34	-201,35	1,0045	294	-133,72	1,0045	0,999430
13	12	-193,73	1,0023	298	-106,36	1,0023	0,999399
14	12	-240,69	1,0067	289	-160,61	1,0067	0,999436
15	18	-186,72	1,0023	267	-130,98	1,0023	0,999387
16	25	-156,14	1,0001	246	-124,37	1,0001	0,999356
17	10	-166,45	1,0001	240	-128,60	1,0001	0,999345
18	37	-165,97	1,0022	184	-196,51	1,0022	0,999353
19	51	-130,13	1,0000	161	-191,70	1,0001	0,999325
20	47	-131,94	1,0000	148	-201,65	1,0000	0,999316
21	4	-164,62	1,0000	168	-184,61	1,0000	0,999304
22	5	-163,22	1,0000	160	-190,85	1,0000	0,999300
23	8	-172,55	1,0001	149	-208,74	1,0008	0,999304
24	6	-218,18	1,0051	138	-263,57	1,0052	0,999340
25	31	-149,47	1,0007	86	-259,66	1,0009	0,999283
26	39	-140,11	1,0006	58	-280,69	1,0008	0,999270
27	21	-178,29	1,0028	65	-298,16	1,0029	0,999287
28	31	-129,38	0,9985	37	-275,03	0,9987	0,999225
29	2	-190,94	1,0028	44	-314,29	1,0029	0,999264
30	8	-136,27	0,9984	19	-287,38	0,9985	0,999206

Figura 7.30 – a) Ponto de operação referência, b) Ponto de operação com melhor MEET.



Os CPO de GD_1 e de GD_2 são menores que os custos de geração de potência ativa, mas poderia acontecer o contrário porque é possível obter uma solução com ΔP maior que ΔQ . Porém, a remuneração total a cada um dos geradores continua sendo a mesma que na solução referência (20 \$ para GD_1 e 50 \$ para GD_2). As diferenças a destacar são a considerável diminuição das perdas do sistema e o ganho na margem de estabilidade estática de tensão. Outro assunto a considerar é que a redução na geração de potência ativa traz também redução nas perdas por geração desta potência no próprio gerador (BRAUN, 2008).

7.1.1.2 Alocação Ótima de Geradores Distribuídos

Para avaliar a proposta da Subseção 5.1.2 foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34 (Figura 7.28). Foram considerados dois GDs (sem incerteza na fonte primária de energia), ambos com capacidade de 1000 kW (nomeados como GD_1 e GD_2). Também foram assumidos três perfis de demanda (*Baixo* 25%, *Nominal* 100% e *Alto* 120% da demanda total de potência ativa e reativa da rede original) e um valor de C_p de 0,10 \$/kWh em cada um destes perfis. O caso base (sem GDs) tem valores de fit_L (Equação 5.21) e $MEET = 1,0 - fit_{IET}$ (fit_{IET} da Equação 5.24) de 561,84 kW e 0,94013, respectivamente.

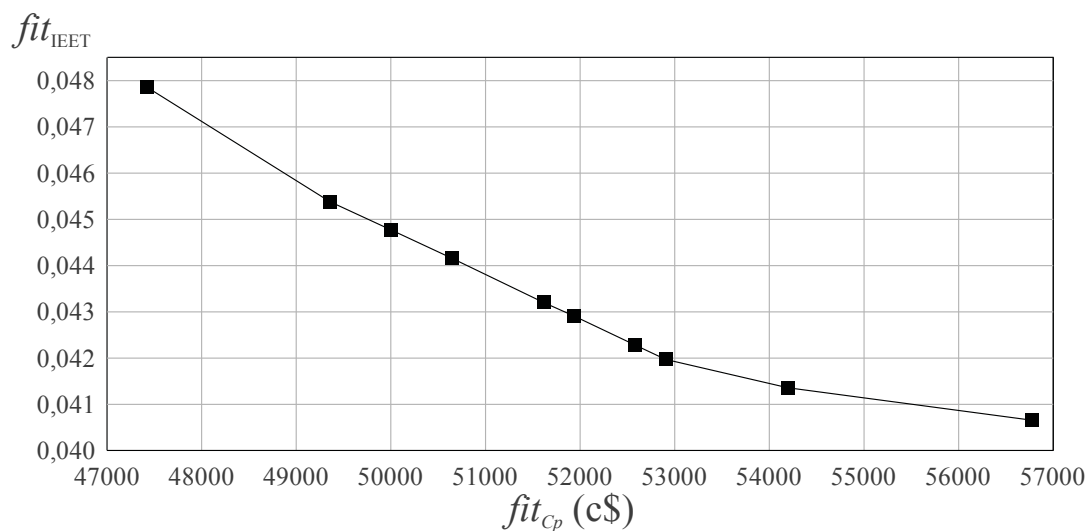
Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a

seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):
 Tamanho da população de descendentes: $M = 30$
 Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 10$
 Máximo número de gerações: $G = 300$
- Designação do *Fitness*:
 Coeficiente de penalidade: $\omega_l = 10000$
 Número de perfis de demanda: $n_T = 3$
- Busca Tabu:
 Número de iterações: $U = 100$
 Número de configurações vizinhas: $K = 20$

Na Figura 7.31, é mostrada a fronteira *não-dominada* obtida a partir da implementação da proposta. Na Tabela 7.5, são apresentadas as alternativas de alocação dos GDs junto a seus respectivos valores de fit_{C_p} e MEET (valores da fronteira *não-dominada*), e fit_L . Note-se que em todas as alternativas de alocação obtidas os GDs melhoram o caso base com relação às perdas e à MEET.

Figura 7.31 – Fronteira *não-dominada* no problema de alocação de GDs.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Tabela 7.5 – Alternativas de alocação para GD₁ e GD₂.

Solução	Nó de Alocação		fit_{Cp} (10 ⁻² \$)	MEET	fit_L (kW)
	GD ₁	GD ₂			
1	888	846	47419,37	0,95264	147,58
2	890	858	49354,84	0,95512	122,19
3	864	888	50000	0,95573	135,49
4	840	852	50645,16	0,95634	122,48
5	860	842	51612,91	0,95730	126,87
6	858	838	51935,49	0,95759	127,03
7	840	860	52580,65	0,95822	123,14
8	836	860	52903,23	0,95853	121,86
9	888	838	54193,55	0,95914	111,42
10	890	844	56774,2	0,95984	130,49

Nas tabelas 7.6 e 7.7, são apresentadas a geração de potência ativa e reativa de GD₁ e GD₂ para os três perfis de demanda (*Baixo*, *Nominal* e *Alto*).

Nas tabelas 7.8 e 7.9, são mostrados os CPO para GD₁ e GD₂ em diferentes transições entre estados de demanda. Transições, definidas como *estado inicial* – *estado final*, são todas as combinações possíveis entre os perfis de demanda.

Tabela 7.6 – Geração de potência ativa e reativa de GD₁.

Solução	Perfil de demanda					
	<i>Baixa</i>		<i>Nominal</i>		<i>Alta</i>	
	Ativa (kW)	Reativa (kVar)	Ativa (kW)	Reativa (kVar)	Ativa (kW)	Reativa (kVar)
1	774,19	76,32	967,74	-434,91	290,32	-475,91
2	870,97	88,48	1000,00	-186,11	580,65	-321,28
3	903,23	417,59	967,74	-327,93	548,39	-423,72
4	903,23	374,73	1000,00	-258,88	677,42	-493,06
5	903,23	131,89	967,74	-191,18	774,19	-286,36
6	709,68	292,43	967,74	-747,91	806,45	-693,62
7	903,23	197,17	967,74	119,41	870,97	67,19
8	903,23	192,39	967,74	95,83	903,23	46,99
9	967,74	261,13	967,74	-342,34	870,97	-530,05
10	967,74	106,45	967,74	-298,02	967,74	-375,60

Tabela 7.7 – Geração de potência ativa e reativa de GD₂.

Solução	Perfil de demanda					
	<i>Baixa</i>		<i>Nominal</i>		<i>Alta</i>	
	Ativa (kW)	Reativa (kVar)	Ativa (kW)	Reativa (kVar)	Ativa (kW)	Reativa (kVar)
1	838,71	480,89	967,74	-263,85	903,23	-353,33
2	709,68	462,24	903,23	-227,21	870,97	-315,27
3	645,16	124,95	967,74	-373,75	967,74	-342,96
4	677,42	176,79	903,23	-212,47	903,23	-261,10
5	645,16	417,86	967,74	-490,31	903,23	-435,52
6	838,71	254,97	967,74	52,34	903,23	-29,82
7	645,16	350,49	967,74	-795,22	903,23	-764,73
8	645,16	355,29	967,74	-771,63	903,23	-738,13
9	709,68	301,98	903,23	-69,46	1000,00	-160,75
10	838,71	485,13	967,74	-403,72	967,74	-608,76

Tabela 7.8 – CPO para GD₁ em diferentes transições entre estados de demanda.

Solução	CPO (10 ⁻² \$/kVarh)					
	<i>Baixo-Nominal</i>	<i>Baixo-Alto</i>	<i>Nominal-Alto</i>	<i>Alto-Nominal</i>	<i>Alto-Baixo</i>	<i>Nominal-Baixo</i>
1	0,00	8,76	165,21	0,00	0,00	3,79
2	0,00	7,09	31,02	0,00	0,00	4,70
3	0,00	4,22	43,78	0,00	0,00	0,87
4	0,00	2,60	13,78	0,00	0,00	1,53
5	0,00	3,09	20,33	0,00	0,00	2,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,48
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,68
9	0,00	1,22	5,16	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 7.9 – CPO para GD₂ em diferentes transições entre estados de demanda.

Solução	CPO (10 ⁻² \$/kVarh)					
	<i>Baixo-Nominal</i>	<i>Baixo-Alto</i>	<i>Nominal-Alto</i>	<i>Alto-Nominal</i>	<i>Alto-Baixo</i>	<i>Nominal-Baixo</i>
1	0,00	0,00	7,21	0,00	0,08	1,73
2	0,00	0,00	3,66	0,00	0,21	2,81
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	5,47
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	5,80
5	0,00	0,00	11,78	0,00	0,30	3,55
6	0,00	0,00	7,85	0,00	0,23	6,37
7	0,00	0,00	21,16	0,00	0,23	2,82
8	0,00	0,00	19,26	0,00	0,24	2,86
9	0,00	0,00	0,00	10,60	0,63	5,21
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	1,45

Segundo a definição de CPO adotada neste trabalho (Subseção 5.1.1.1.3), estes custos estão presentes somente quando é necessária uma redução na geração de potência ativa para aumentar o suporte de potência reativa. Assim, os CPO (tabelas 7.8 e 7.9) foram calculados usando a Equação 7.1, e as seguintes considerações:

- Diminuição da geração de potência ativa e aumento do suporte de potência reativa: CPO > 0.
- Sem alteração na geração de potência ativa: CPO = 0.
- Diminuição da geração de potência ativa e diminuição do suporte de potência reativa: CPO = 0. (Para GD₁: solução 7 na transição *Baixo – Alto*, e soluções 6, 7 e 8 na transição *Nominal – Alto*. Para GD₂: soluções 5, 7 e 8 na transição *Nominal – Alto*, e solução 9 na transição *Alto – Nominal*).
- Aumento da geração de potência ativa: CPO = 0. (Para GD₁: soluções 1 a 8 na transição *Baixo – Nominal*, solução 6 na transição *Baixo – Alto*, soluções 1 a 9 na transição *Alto – Nominal*, e soluções 1 a 5, 7 e 9 na transição *Alto – Baixo*. Para GD₂: todas as soluções na transição *Baixo – Nominal* e *Baixo – Alto*, solução 9 na transição *Nominal – Alto*, e soluções 1, 2, e 5 a 8 na transição *Alto – Nominal*).

$$CPO = C_P \left| \frac{P_{inicial} - P_{final}}{Q_{final} - Q_{inicial}} \right| \quad (7.1)$$

sendo:

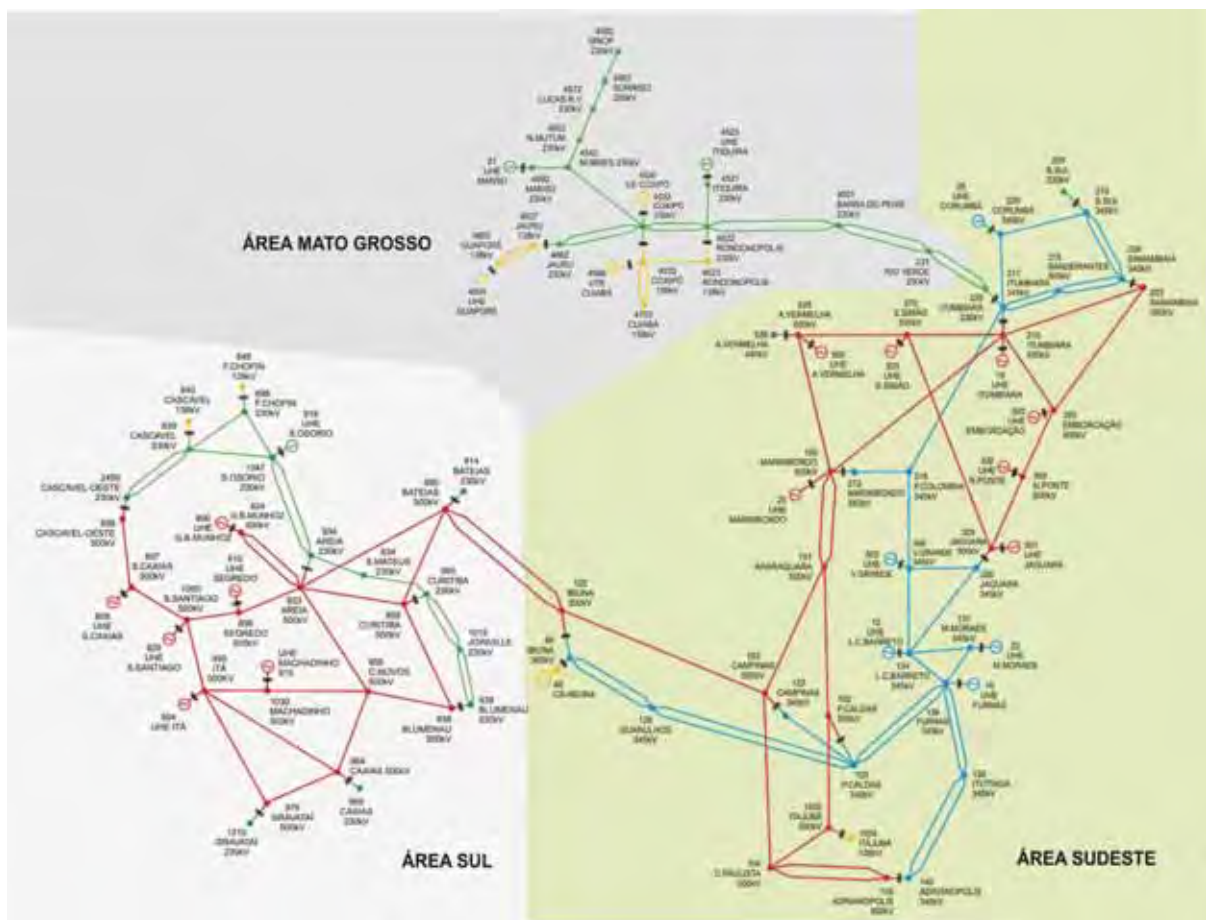
$P_{inicial}$ e $Q_{inicial}$: Potências ativa e reativa no estado inicial, respectivamente;

P_{final} e Q_{final} : Potências ativa e reativa no estado final, respectivamente.

7.1.2 Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Para avaliar a proposta apresentada na Subseção 5.2, foram usados os dados do sistema brasileiro de 107 barras STBR-107 (FERNANDES, 2007), apresentado na Figura 7.32, que abrange o sistema da região Sul do Brasil com a rede de 230kV estendida desde Areia até Blumenau, conectando também a Curitiba, mais a rede de 500kV da região Sudeste do Brasil, e expandido com a inclusão do sistema de suprimento ao Mato Grosso em 230kV. Este sistema está dividido em três subsistemas denominados de Sul, Sudeste e Mato Grosso, com capacidade total de geração de 22.080 MW e possuindo uma carga total de 12.679 MW.

Figura 7.32 – Sistema STBR-107.



Fonte (FERNANDES, 2007)

As capacidades de geração de potência ativa, os valores máximos de *reserva* e as ofer-

tas de *energia* e *reserva* para cada um dos 12 GDs considerados no teste são apresentados na Tabela 7.10.

Tabela 7.10 – Dados de operação dos GDs.

Gerador	$P_{GD}^{\min}$ (MW)	$P_{GD}^{\max}$ (MW)	$Of_{GD,P}$ (\$/MWh)	$R_{GD}^{\max}$ (MW)	$Of_{GD,R}$ (\$/Mwh)
225	0	30	7,00	2	1,80
231	0	60	9,00	7	2,50
839	0	40	8,00	3,5	2,00
898	0	30	4,00	2	1,50
934	0	75	7,00	3	1,90
1015	0	35	8,00	5	2,70
4501	0	50	8,00	5	2,30
4521	0	15	5,00	2	1,50
4542	0	47	7,00	4	1,20
4582	0	50	8,50	5	2,20
4703	0	50	8,00	7	2,40
4862	0	50	7,80	5	2,70

Na Tabela 7.11 são mostrados os valores de geração supostos como resultado do despacho dos geradores centralizados. Devido a que nesta proposta é suposto que o problema de despacho de *energia* e *reserva* para a geração centralizada já foi solucionado, os valores da Tabela 7.11 passam a ser dados de entrada para a solução do problema de despacho de *energia* e *reserva* para a geração distribuída.

Na Figura 7.33 é mostrada a curva de demanda diária considerada neste teste, apresentada em termos da porcentagem da demanda nominal do sistema. O requisito de *reserva* para cada hora do dia, requerida para ser fornecida pelos GDs, é apresentado na Figura 7.34 como a porcentagem de um valor de *reserva* máxima total, que para o caso analisado é suposto de 30 MW. De acordo com isto, somente na hora 18 os GDs serão exigidos para fornecerem a *reserva* máxima total. O tempo total de estudo para este caso é de 24 horas ($n_T = 24$ h), sendo que o intervalo de tempo Δt é igual a 1 h. É suposto que as rampas decrescentes e crescentes (μ^{dec} e μ^{cres}) são -5 MW/min e 5 MW/min, respectivamente, para todos os GDs, que a reserva girante fornecida pelos GDs deve estar disponível dentro de um intervalo de tempo de 10 min ($\eta = 10$ min), e que as ofertas de *energia* e *reserva* de cada GD são iguais para todos os valores de tempo t em n_T , de acordo com as expressões 7.2 e 7.3.

$$Of_{GD,P,1}^t = Of_{GD,P,2}^t = \dots = Of_{GD,R,\mathbb{GD}}^t \quad (7.2)$$

$$Of_{GD,R,1}^t = Of_{GD,R,2}^t = \dots = Of_{GD,R,\mathbb{GD}}^t \quad (7.3)$$

Tabela 7.11 – Valores supostos do despacho dos geradores centralizados.

Ger.	12	16	18	20	21	22	35	48	300	301	302	303	305	500	800	808	810	904	915	919	925	4523	4530	4596	4804
Hora	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)	P (MW)
1	420	344,26	0	0	216	324	0	0	420	0	0	420	380	0	390	420	0	397	0	420	0	0	0	310	124,2
2	0	0	0	0	216	324	0	0	506,44	0	0	840	47,24	0	0	840	0	0	0	440	0	0	0	0	124,2
3	0	0	0	0	206	324	0	0	56,44	0	0	1260	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	324	0	0	0	0	0	1429,65	0	0	0	1210	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	89,87	324	0	0	0	0	0	1680	0	0	0	1240	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	46,52	324	0	0	322	0	0	1680	0	0	0	1210	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	420	0	0	0	216	324	0	0	772	0	0	1680	0	0	390	1240	0	325,95	0	440	0	0	0	0	124,2
8	870	450	0	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	0	815	1240	0	775,95	392	728	377,02	0	0	320	124,2
9	1104	870	0	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	0	1230	1240	0	1170,95	420	728	369,53	0	0	320	124,2
10	1104	1260	0	0	216	324	371	0	1192	1,66	0	1680	380	0	1644	1240	0	1420	0	728	0	0	0	320	124,2
11	1104	1282	0	0	216	324	371	0	1192	104,51	0	1680	380	0	1644	1240	0	1420	0	728	0	0	0	320	124,2
12	1104	1311	0	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	0	1644	1240	0	1420	59,66	728	0	0	0	320	124,2
13	1104	1109,76	0	0	216	324	371	0	1192	277,46	0	1680	380	0	1644	1240	0	1420	0	728	0	0	0	320	124,2
14	1104	694,76	0	0	216	324	0	0	1192	0	0	1680	380	0	1554,57	1240	0	1083,95	0	728	0	0	0	320	124,2
15	1104	453	0	0	216	324	0	0	1192	0	0	1680	380	0	1477,08	1240	0	1032,21	0	728	0	0	0	320	124,2
16	1104	862	21,18	0	216	324	0	0	1192	0	0	1680	380	0	1224	1240	0	1000	420	728	300,36	0	0	320	124,2
17	1104	1290	441,18	397	216	324	371	0	1192	390	317,38	1680	380	420	1644	1240	420	1420	840	728	720,36	0	0	320	124,2
18	1104	1287	861,18	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	807,18	1644	1240	0	1420	1110	728	1029,92	0	0	320	124,2
19	1104	1296	600,95	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	480,72	1644	1240	0	1420	1110	728	609,92	0	0	320	124,2
20	1104	1302	180,95	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	70,79	1644	1240	0	1420	1110	728	189,92	0	0	320	124,2
21	1104	1302	0	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	67,95	1644	1240	0	1420	983,93	728	3,37	0	0	320	124,2
22	1104	989,58	81,62	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	163,04	1644	1240	0	1420	563,93	728	312,19	0	0	320	124,2
23	1104	576,58	0	0	216	324	371	0	1192	390	0	1680	380	0	1224	1240	0	1005	143,93	728	0	0	0	320	124,2
24	1074	126,58	0	0	216	324	0	0	1192	0	0	1680	380	0	804	1240	0	580	0	728	0	0	0	195,56	124,2

Figura 7.33 – Curva de demanda diária para testes no sistema STBR-107.

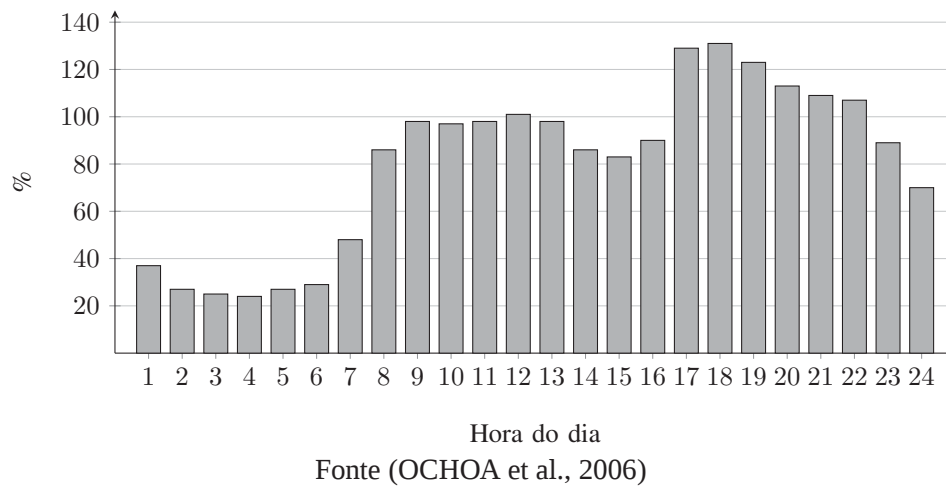
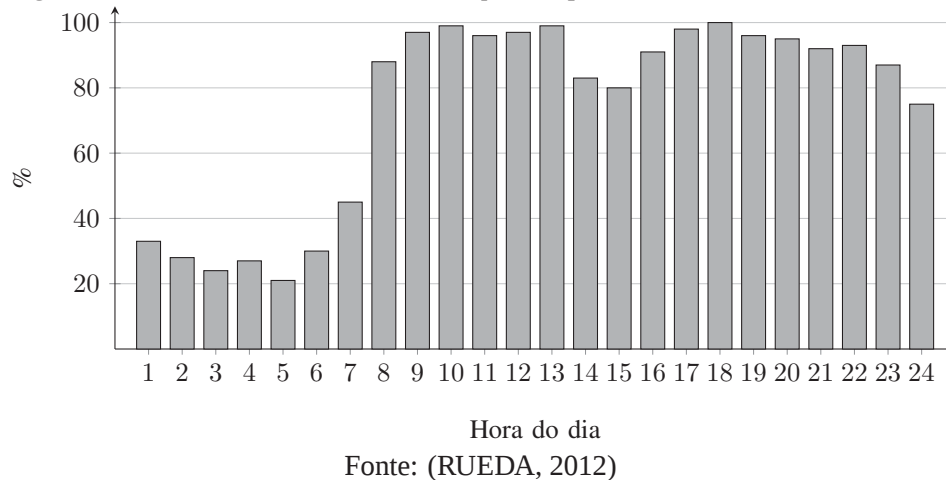


Figura 7.34 – Curva de reserva diária requerida para testes no sistema STBR-107.



A Tabela 7.12 contém os valores de geração de potência ativa dos GDs, tanto para *energia* quanto para *reserva*, obtidos após aplicar a metodologia de solução ao sistema estudado. De acordo com a informação da Tabela 7.12, e com os valores máximos de *energia* e *reserva* (apresentados na Tabela 7.10), pode-se observar que os geradores mais competitivos em termos de *energia* são os das barras 898 e 4521, e em termos de *reserva* o gerador da barra 4542, já que atingiram seus valores máximos em todos os valores de t em n_T .

Os preços da *reserva* (PRs) ou valores das variáveis duais associadas às restrições de *reserva* requerida (Expressão 5.29), que permitem a valoração do serviço ancilar, são mostrados na Tabela 7.13. Note-se que os valores máximos dos preços da *reserva* se apresentam entre as horas 17 a 22; isto é devido a que é nesse intervalo de tempo onde o mercado é mais competitivo para os GDs por causa do alto requisito de *energia* e *reserva*.

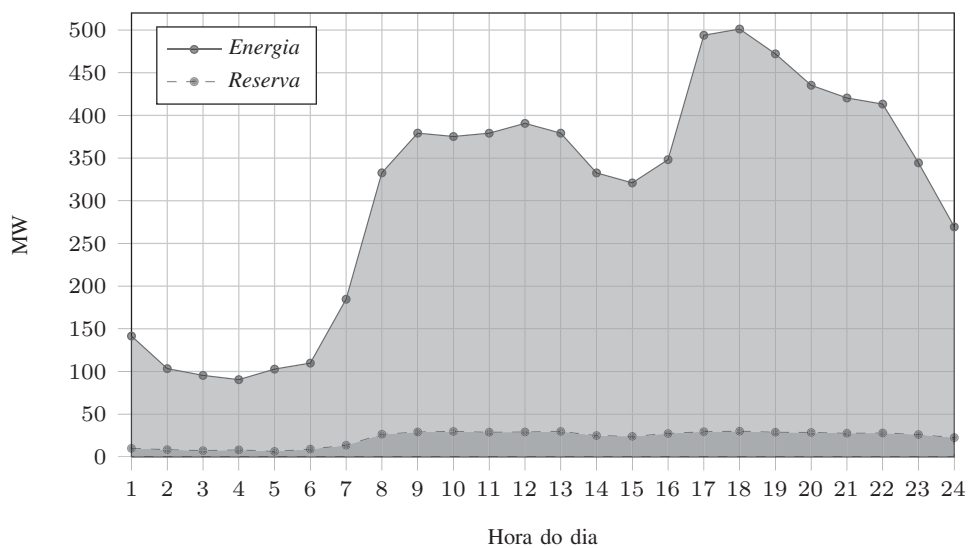
Tabela 7.12 – Soluções para os GDs – Energia e reserva.

Ger.	225		231		839		898		934		1015		4501		4521		4542		4582		4703		4862	
	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)	P (MW)	R (MW)
1	24,46	2	0	0	0	0,9	30	0	72	3	0	0	0	0	15	0	0	4	0	0	0	0	0	0
2	0	2	0	0	0	0	30	0	58,3	2,4	0	0	0	0	15	0	0	4	0	0	0	0	0	0
3	0	2	0	0	0	0	30	0	50,36	1,2	0	0	0	0	15	0	0	4	0	0	0	0	0	0
4	0	2	0	0	0	0	30	0	2,38	2,1	0	0	0	0	15	0	43	4	0	0	0	0	0	0
5	0	2	0	0	0	0	30	0	37,99	0,3	0	0	0	0	15	0	19,73	4	0	0	0	0	0	0
6	0	2	0	0	0	0	30	0	21,77	3	0	0	0	0	15	0	43	4	0	0	0	0	0	0
7	28	2	0	0	0	3,5	30	0	72	3	0	0	0	0	15	0	39,61	4	0	1	0	0	0	0
8	30	0	0	1,9	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	0	7	23,19	0
9	30	0	0	4,6	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	19,7	7	50	0
10	30	0	0	5,2	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	15,76	7	50	0
11	30	0	0	4,3	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	19,62	7	50	0
12	30	0	0	4,6	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	31,14	7	50	0
13	30	0	0	5,2	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	19,67	7	50	0
14	30	0	0	0,4	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	0	7	23,11	0
15	30	0	0	0	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	0	6,5	11,4	0
16	30	0	0	2,8	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	0	7	38,67	0
17	30	0	44,25	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	47,1	2,9	15	0	43	4	45	5	43	7	50	0
18	30	0	52,16	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	45	5	44,5	5,5	50	0
19	30	0	21,9	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	47,7	2,3	15	0	43	4	45	5	43	7	50	0
20	30	0	0	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	48	2	15	0	43	4	29,78	5	43	7	50	0
21	30	0	0	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	48,9	1,1	15	0	43	4	14	5	43	7	50	0
22	30	0	0	7	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	48,6	1,4	15	0	43	4	7,1	5	43	7	50	0
23	30	0	0	1,6	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	45	5	15	0	43	4	0	5	0	7	34,88	0
24	30	0	0	0	36,5	3,5	30	0	75	0	35	0	0	5	15	0	43	4	0	5	0	5	4,85	0

Tabela 7.13 – Valores das variáveis duais associadas às restrições de *reserva* requerida.

Hora	PR – Valor dual (\$/MWh)	Hora	PR – Valor dual (\$/MWh)
1	2	23	2,5
2	1,9	24	2,5
3	1,9	15	2,4
4	1,9	16	2,5
5	1,9	17	3,28
6	1,9	18	3,29
7	2,2	19	3,26
8	2,5	20	2,91
9	2,5	21	2,89
10	2,5	22	2,88
11	2,5	23	2,5
12	2,5	24	2,4

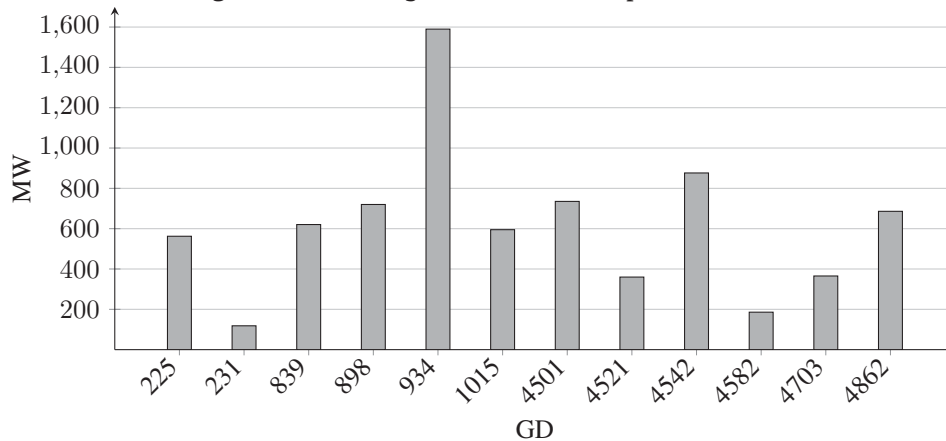
Na Figura 7.35, são mostrados os valores totais de *energia* e *reserva* fornecidos pelos GDs para cada valor de t em n_T . Note-se que os requisitos, tanto de *energia* quanto de *reserva*, foram completamente atendidos pelos GDs.

Figura 7.35 – *Energia* e *reserva* fornecida pelos GDs.

Fonte: (RUEDA, 2012)

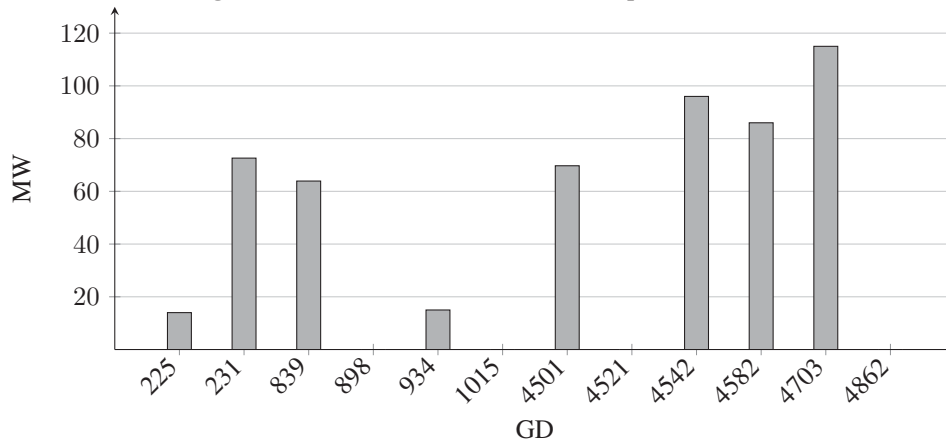
Os valores totais de *energia* e *reserva* fornecidos por cada GD são apresentados nas Figuras 7.36 e 7.37, sendo o GD da barra 934 o que mais *energia* entrega. Note que os resultados obtidos neste teste indicam que todos os GDs participaram no fornecimento de *energia*; contudo, os GDs das barras 898, 1015, 4521 e 4862 não participaram do serviço ancilar de reserva para controle de frequência.

Figura 7.36 – Energia total fornecida por cada GD.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 7.37 – Reserva total fornecida por cada GD.



Fonte: (RUEDA, 2012)

7.1.3 Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

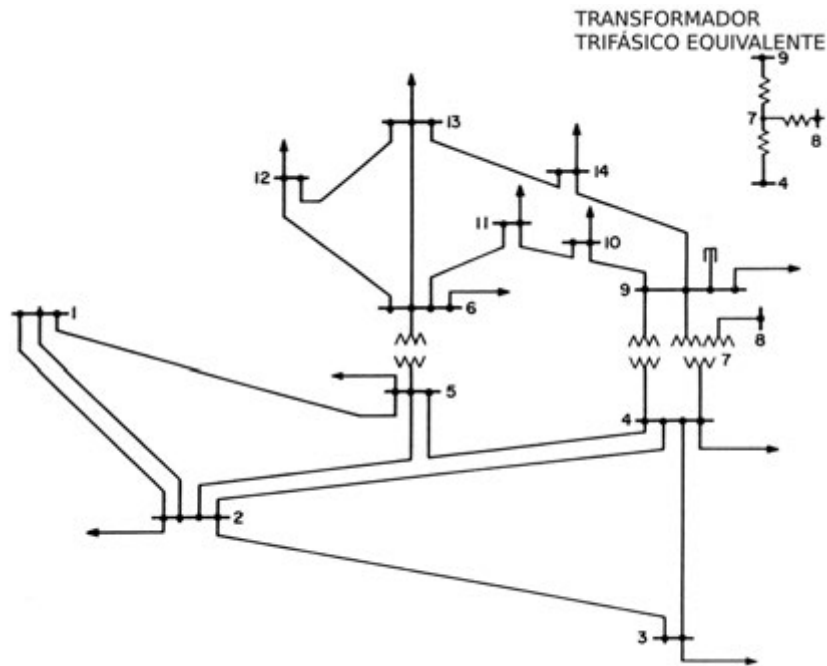
A metodologia proposta na Subseção 5.3 foi implementada usando o sistema IEEE-14 apresentado na Figura 7.38 (DABBAGCHI, 1993). Foram considerados dois GDs sem incertezas na fonte primária de energia (especificamente PCHs baseadas em GSs) instalados nas barras 3 e 8, nomeados como GD_1 e GD_2 , cada um com capacidade de geração máxima de 35 MW. Foram assumidos valores de C_P das PCHs de 10 \$/MWh.

Os parâmetros dos GSs das PCHs são apresentados a seguir:

- Reatância transitória de eixo direto: $x'_d = 0,308$ pu
- Reatância síncrona de eixo direto: $x_d = 2,13$ pu

- Reatância síncrona de eixo em quadratura: $x_q = 2,07$ pu
- Constante de inércia por unidade: $H = 3,84$ s

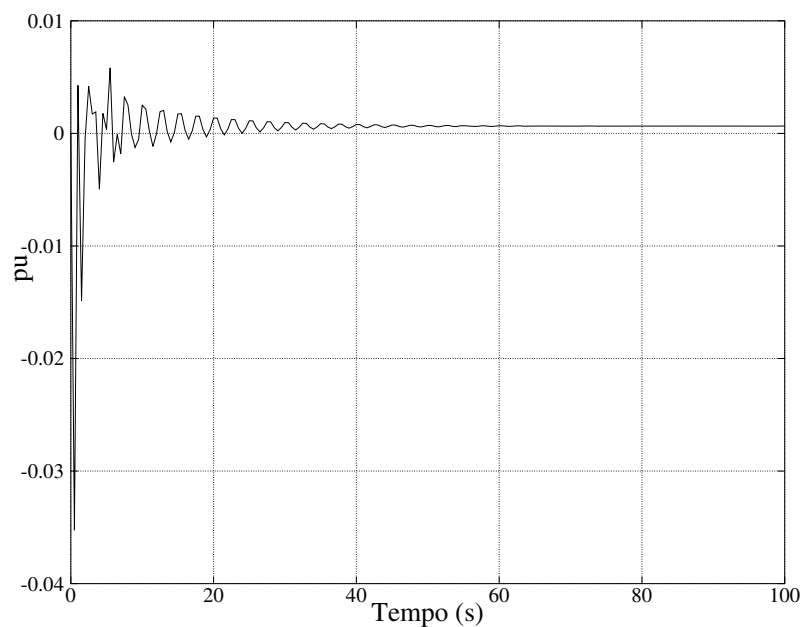
Figura 7.38 – Sistema IEEE-14.



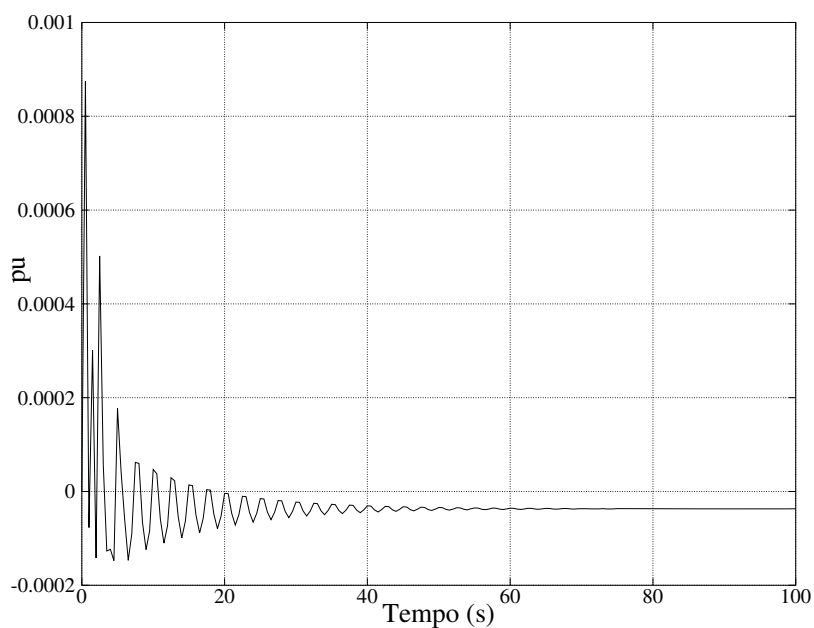
Fonte (DABBAGCHI, 1993)

Para uma análise no domínio do tempo, foram realizadas simulações considerando uma perturbação do tipo degrau de 0,05 pu no torque mecânico de entrada de GD_1 . As variações de geração de potência ativa e as variações da velocidade angular dos GDs são mostrados nas Figuras 7.39, 7.40, 7.41 e 7.42. Note que o sistema foi restabelecido em um tempo superior a 1 min e inferior a 10 min.

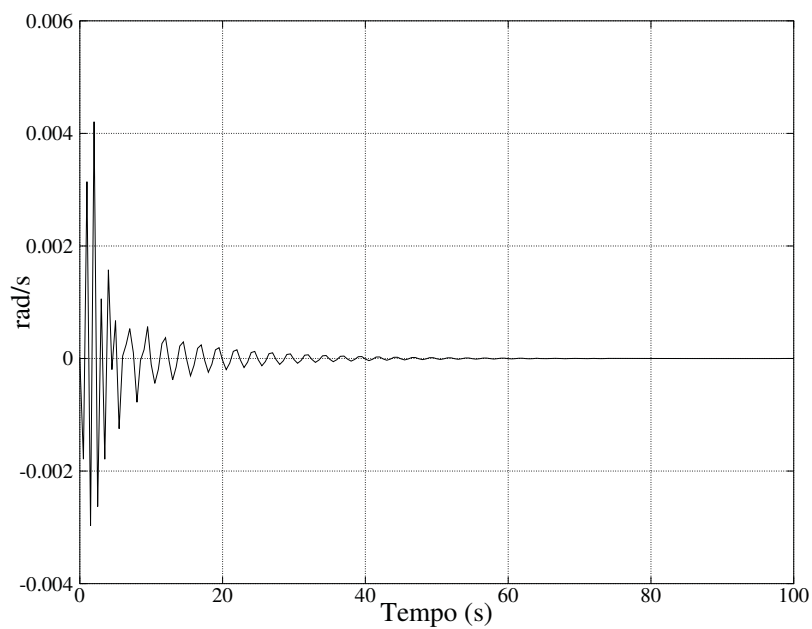
As variações máximas de geração de potência ativa são 3525,20 kW para GD_1 e 87,49 kW para GD_2 . De modo que os pagamentos aos GDs pelo serviço de controle secundário de frequência são 35,25 \$/h para GD_1 e 0,87 \$/h para GD_2 . Note que o gerador onde foi considerada a perturbação, GD_1 , foi o que mais participou no restabelecimento do sistema, sendo assim a melhor remuneração.

Figura 7.39 – Variações de geração de potência ativa de GD₁.

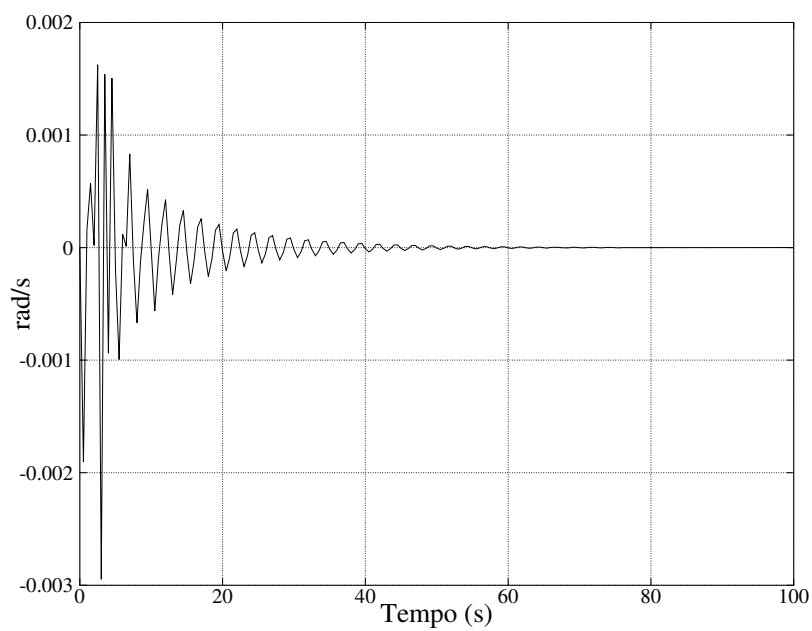
Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 7.40 – Variações de geração de potência ativa de GD₂.

Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 7.41 – Variações de velocidade angular de GD₁.

Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 7.42 – Variações de velocidade angular de GD₂.

Fonte: (RUEDA, 2012)

7.2 Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia

7.2.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

7.2.1.1 Aproximação Inicial

Para avaliar a proposta da Subseção 6.1.1 foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34 (Figura 7.28). Foram considerados dois GDs com incertezas na fonte primária de energia (especificamente GTVs) instalados nos nós 848 (Zona 1) e 890 (Zona 2). Os dois GTVs têm potência máxima de saída ($P_{WT}^{\max}$) de 500 kW, raio do rotor (r) de 25 m, e coeficiente de desempenho (C_{per}) de 40%. Os GTVs estão conectados ao sistema através de GSs; são também assumidas densidade do ar (ρ) de 1,225 kg/m³ e velocidades do vento v_{cut-in} e $v_{cut-out}$ de 2,5 m/s e 25 m/s, respectivamente.

A partir de dados de vento de duas cidades do Brasil, com velocidades de vento média de 6,18 e 2,84 m/s, e máxima de 14,98 and 11,93 m/s, respectivamente, tomados de (SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT, 2008), e usando a Equação 7.4 para obter a correspondente saída de potência ativa dos GTVs (P_{WT}), foram construídas as matrizes de probabilidades de transição do modelo markoviano apresentadas nas tabelas 7.14 e 7.15 considerando 8 estados (sendo 1 o estado de mínima saída de potência e 8 o estado de potência máxima):

$$P_{WT} = \begin{cases} 0, & \text{se } v \leq v_{cut-in} \\ \frac{\pi}{2} r^2 \rho C_{per} v^3, & \text{se } v_{cut-in} \leq v \leq \sqrt[3]{\frac{2P_{WT}^{\max}}{\pi r^2 \rho C_{per}}} \\ P_{WT}^{\max}, & \text{se } \sqrt[3]{\frac{2P_{WT}^{\max}}{\pi r^2 \rho C_{per}}} < v \leq v_{cut-out} \\ 0, & \text{se } v > v_{cut-out} \end{cases} \quad (7.4)$$

Na matriz de probabilidades de transição da Zona 2 (Tabela 7.15), os valores são ligeiramente mais concentrados na diagonal principal no que diz respeito à matriz de probabilidades de transição da Zona 1 (Tabela 7.14). Isto significa que as transições entre os estados na Zona 2 ocorrem mais lentamente do que na Zona 1. Por conseguinte, o GTV da Zona 1 terá menos capacidade disponível, devido ao fato de que, quanto maior o grau de variabilidade, maior a incerteza. No entanto, como pode ser confirmado na Figura 7.43, ambas as matrizes conservam as características das CM de primeira ordem, onde é mais provável a transição entre estados vizinhos.

Na implementação, é considerada a curva de demanda residencial típica apresentada na Figura 7.44 (OCHOA et al., 2006).

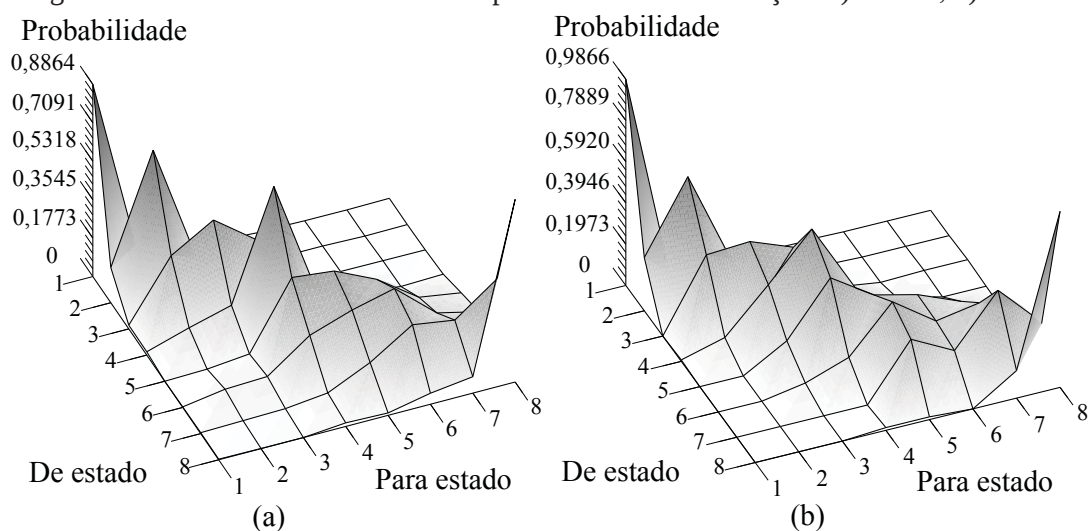
Tabela 7.14 – Matriz de probabilidades de transição para o GTV da Zona 1.

De / Para	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,8864	0,0952	0,0065	0,0072	0,0011	0,0011	0,0000	0,0022
2	0,1624	0,6529	0,1106	0,0629	0,0041	0,0053	0,0000	0,0018
3	0,0172	0,2865	0,3997	0,2579	0,0172	0,0086	0,0072	0,0057
4	0,0152	0,0746	0,1272	0,6247	0,0940	0,0408	0,0090	0,0145
5	0,0000	0,0047	0,0235	0,3247	0,3035	0,2141	0,0800	0,0494
6	0,0025	0,0327	0,0403	0,1788	0,2443	0,2922	0,1285	0,0806
7	0,0042	0,0085	0,0127	0,0339	0,1229	0,2458	0,2161	0,3559
8	0,0028	0,0009	0,0000	0,0166	0,0111	0,0507	0,0756	0,8424

Tabela 7.15 – Matriz de probabilidades de transição para o GTV da Zona 2.

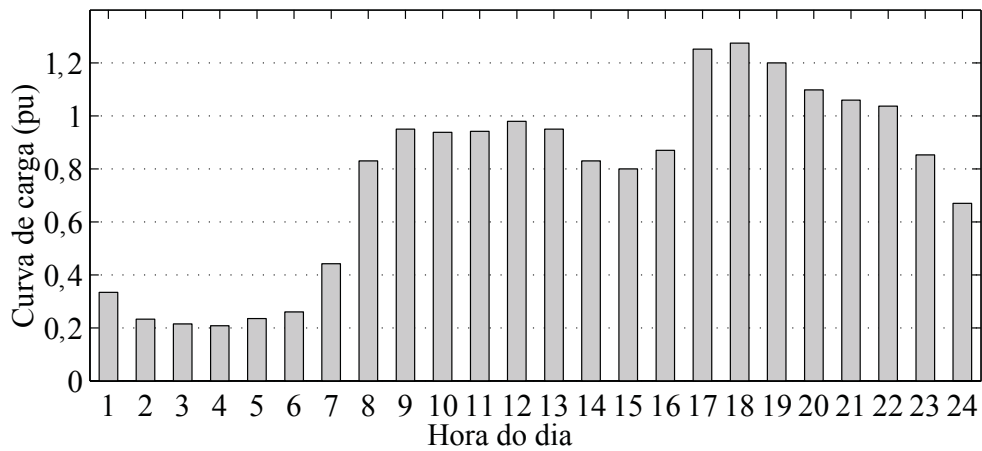
De / Para	1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,9866	0,0129	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,2543	0,5901	0,1457	0,0099	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,3373	0,3494	0,2711	0,0301	0,0000	0,0060	0,0060
4	0,0069	0,0625	0,2639	0,4792	0,1458	0,0417	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,1167	0,3667	0,2333	0,1833	0,1000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0357	0,1071	0,3214	0,1786	0,2143	0,1429
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2632	0,1579	0,3947	0,1842
8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0132	0,0132	0,0000	0,1316	0,8421

Figura 7.43 – Contorno das matrizes de probabilidades de transição: a) Zona 1, b) Zona 2.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Figura 7.44 – Curva de demanda residencial típica para testes no sistema IEEE-34.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):
Tamanho da população de descendentes: $M = 50$
Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 30$
Máximo número de gerações: $G = 300$
- Designação do *Fitness*:
Coeficiente de penalidade: $\omega_l = 10000$
- Simulações de Monte Carlo:
Tempo total de estudo: $\Gamma = 24$
Número de vezes que se deseja observar o comportamento do sistema: $\aleph = 400$

Na Tabela 7.16, mostram-se os resultados das simulações. Para iniciar o cálculo do CPO é necessário o ponto de operação de cada GTV na hora anterior; então, presume-se que na hora 0 cada GTV gera 62,50 kW e não participa no suporte de potência reativa. Supõe-se também um valor de custos específicos por geração de potência ativa (C_P) de 0,10 \$/kWh para cada hora do dia.

A diferença com relação à velocidade do vento das zonas 1 e 2 (velocidade maior para a Zona 1) também ocorre com relação à máxima potência ativa média nos GTVs obtidas durante

o processo de simulação: 195,31 kW para a Zona 1 e 117,19 kW para a Zona 2. Os desvios médios absolutos entre os estados de geração de potência dos GTVs obtidos usando o modelo markoviano proposto, com relação aos dados reais, são 0,145 e 0,493, respectivamente. Essas observações servem para verificar que o processo foi adequadamente caracterizado através das matrizes de probabilidades de transição apresentadas nas tabelas 7.14 e 7.15.

Tabela 7.16 – Resultados da aproximação inicial – GDs com incertezas.

Hora	GTV Zona 1				GTV Zona 2				Perdas (kW)	MEET
	P (kW)	Q (kVar)	CPO (10^{-2} \$/kVarh)	$P_{\max}$ (kW)	P (kW)	Q (kVar)	CPO (10^{-2} \$/kVarh)	$P_{\max}$ (kW)		
1	7,81	39,80	13,74	125	87,89	-24,37	0,00	62,5	3,8009	0,9626
2	3,91	36,61	12,27	125	95,21	-9,13	0,00	125	6,8740	0,9737
3	35,16	38,26	0,00	250	79,35	-1,35	20,40	125	6,6070	0,9755
4	15,63	34,30	49,41	250	74,46	-3,73	20,45	250	7,4698	0,9745
5	31,25	39,23	0,00	250	62,50	-10,92	16,65	250	7,0508	0,9735
6	31,25	38,26	35,21	250	110,35	-1,53	0,00	187,5	5,7883	0,9755
7	11,72	35,37	67,55	250	6,84	-12,43	94,94	125	7,1764	0,9577
8	13,67	-2,49	0,00	250	54,44	-34,28	0,00	62,5	7,0663	0,9417
9	87,89	17,79	0,00	187,5	55,66	-39,94	0,00	62,5	0,8463	0,9236
10	175,78	21,21	0,00	312,5	58,84	-39,24	0,00	125	0,0092	0,9318
11	184,57	21,69	0,00	312,5	58,59	-38,30	2,59	250	0,0026	0,9312
12	165,04	19,54	91,04	312,5	55,18	-39,13	40,96	250	0,0949	0,9248
13	113,28	26,22	77,42	312,5	54,93	-37,66	1,66	250	0,0059	0,9182
14	124,02	26,51	0,00	312,5	60,06	-39,59	0,00	62,5	0,4645	0,9392
15	142,58	17,74	0,00	312,5	60,30	-39,98	0,00	62,5	2,9018	0,9488
16	127,93	12,95	30,57	187,5	56,15	-37,51	16,79	62,5	4,0206	0,9488
17	152,34	-14,8	0,00	187,5	47,61	-39,83	36,79	62,5	3,9685	0,9026
18	114,26	-19,82	75,84	125	61,77	-39,44	0,00	62,5	4,4353	0,9990
19	93,99	-10,54	21,83	62,5	60,79	-39,02	22,98	62,5	3,6395	0,9027
20	13,18	2,17	63,58	62,5	54,69	-39,96	64,67	62,5	2,9096	0,9016
21	53,22	4,84	0,00	62,5	60,30	-39,19	0,00	62,5	2,2800	0,9112
22	47,12	13,26	7,25	62,5	59,33	-39,52	29,74	62,5	1,2567	0,9076
23	32,47	25,51	11,96	62,5	57,13	-39,88	61,62	62,5	0,7165	0,9279
24	38,33	23,83	48,90	62,5	62,01	-39,31	0,00	62,5	4,1521	0,9515

$Q < 0$: Capacitiva.

$Q > 0$: Indutiva.

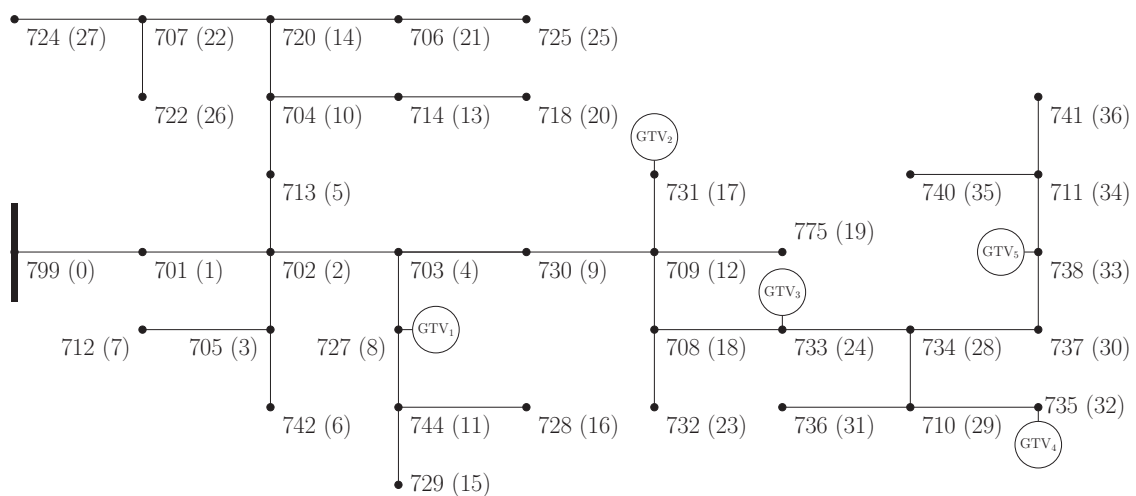
7.2.1.2 Aproximação de Mercado

Para avaliar a proposta da Subseção 6.1.2 foram usados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-37 (Figura 7.45), cujos dados são apresentados na Subseção A.2 do Apêndice A. Os dados originais do sistema IEEE-37 são apresentados em detalhe em (BAUGHMAN, 2009b).

Nos testes foram considerados cinco GTVs de 1000 kW instalados nas barras 8, 17, 24, 32 e 33 (nomeados como GTV₁ a GTV₅, respectivamente), a curva de demanda diária dividida em

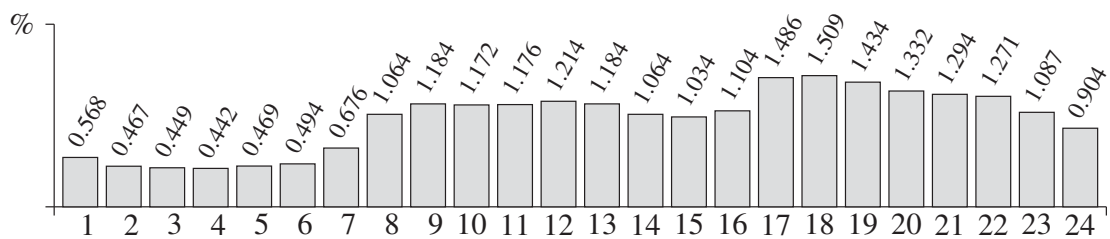
24 horas ($\Gamma = 24$) apresentada na Figura 7.46 (OCHOA et al., 2006), e quatro casos de estudo. No caso base, não há GTVs instalados; no Caso-GS, todos os GTVs estão conectados à rede através de GSs; no Caso-GIDA, todos os GTVs estão conectados à rede através de GIDAS; e no Caso-GS/GIDA, os GSs das barras 8, 17 e 24 estão conectados à rede através de GSs, enquanto que os GTVs das barras 32 e 33 estão conectados à rede através de GIDAS. Para considerar diferentes cenários probabilísticos, foram feitas 1800 observações ($\aleph = 1800$).

Figura 7.45 – Sistema IEEE-37.



Fonte (BAUGHMAN, 2009b)

Figura 7.46 – Curva de demanda diária para testes no sistema IEEE-37.



Fonte (OCHOA et al., 2006)

Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):

Tamanho da população de descendentes: $M = 50$

Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 30$

Máximo número de gerações: $G = 300$

- Designação do *Fitness*:

Coeficiente de penalidade: $\omega_l = 10000$

- Simulações de Monte Carlo:

Tempo total de estudo: $\Gamma = 24$

Número de vezes que se deseja observar o comportamento do sistema: $\aleph = 1800$

Nas tabelas 7.17 a 7.21 são mostradas as matrizes de probabilidade de transição para GTV₁ a GTV₅, respectivamente, construídas usando dados reais de cinco cidades brasileiras tomados de (SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT, 2008). A capacidade máxima de geração de potência ativa de cada GTV foi discretizada em 5 estados, como mostrado na Figura 6.13.

Tabela 7.17 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV₁.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,9901	0,0098	0,0001	0,0000	0,0000
2	0,1800	0,7305	0,0868	0,0023	0,0005
3	0,0033	0,3119	0,4521	0,2096	0,0231
4	0,0000	0,0255	0,3229	0,3711	0,2805
5	0,0000	0,0000	0,0328	0,1231	0,8440

Tabela 7.18 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV₂.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,9156	0,0750	0,0049	0,0028	0,0016
2	0,1450	0,7578	0,0702	0,0189	0,0081
3	0,0245	0,2456	0,4784	0,2235	0,0281
4	0,0227	0,0921	0,2821	0,3791	0,2240
5	0,0078	0,0179	0,0172	0,1460	0,8111

Tabela 7.19 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV₃.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,8389	0,1293	0,0055	0,0177	0,0086
2	0,3193	0,5078	0,0428	0,0855	0,0447
3	0,1034	0,3153	0,2974	0,2083	0,0756
4	0,1401	0,3026	0,0936	0,2635	0,2003
5	0,0544	0,1372	0,0316	0,1958	0,5809

Tabela 7.20 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV₄.

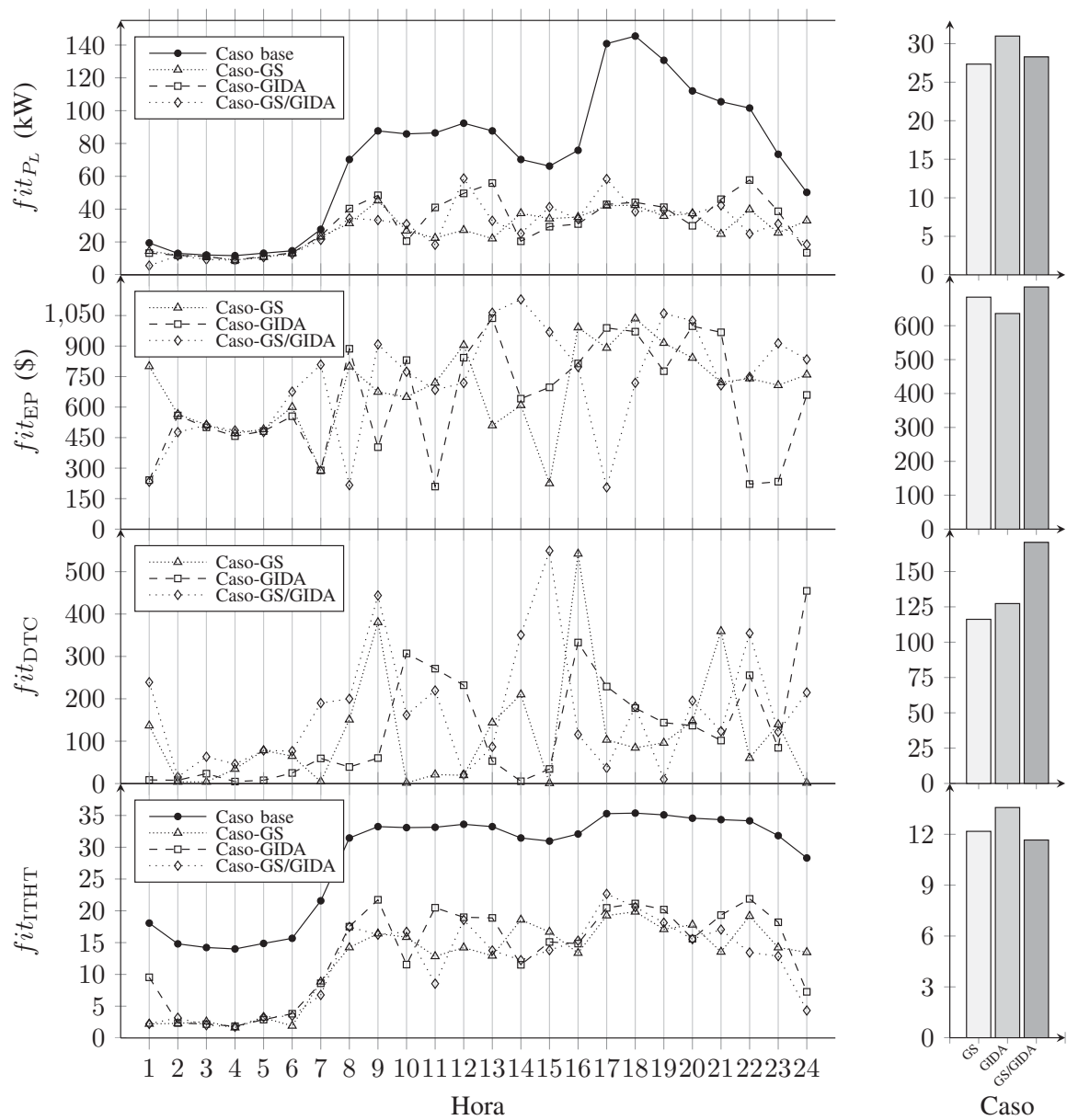
De / Para	1	2	3	4	5
1	0,8341	0,1009	0,0451	0,0123	0,0075
2	0,3428	0,3818	0,1913	0,0575	0,0266
3	0,1486	0,1981	0,4311	0,1389	0,0833
4	0,0741	0,1168	0,2781	0,3272	0,2038
5	0,0378	0,0455	0,1210	0,1750	0,6208

Tabela 7.21 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GTV₅.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,7688	0,1530	0,0539	0,0169	0,0075
2	0,2554	0,4361	0,2275	0,0637	0,0172
3	0,0712	0,2452	0,4705	0,1636	0,0496
4	0,0348	0,1171	0,3480	0,3563	0,1437
5	0,0268	0,0517	0,1545	0,2750	0,4920

De acordo com a Figura 7.47, nas soluções obtidas as condições do sistema em termos de perdas e perfil de tensão foram melhoradas em todos os casos com GTVs com relação ao caso base. Nesta figura, também se mostra que os valores menores de EP, isto é, os valores menores de pagamento do OSD aos GTVs por potência reativa, apresentaram-se no Caso-GIDA; contudo, este caso também apresenta aportes menores ao sistema em termos de redução de perdas e melhoramento do perfil de tensão. Na Tabela 7.22, mostram-se os preços uniformes de mercado obtidos.

Na Figura 7.48, são apresentados os números totais de vezes que os 5 GTVs operam nas 4 regiões da estrutura de ofertas (Subseção 6.1.2.2) definidas usando os limites de geração de potência reativa mínimos e máximos dos GSs e GIDAs: $\underline{Q}_{GS}$, $\underline{Q}_{GIDA}$, $\overline{Q}_{GS}$ e $\overline{Q}_{GIDA}$, respectivamente. De acordo com esta figura, os GTVs do Caso-GS e Caso-GS/GIDA são requeridos para operar perto de seus limites superiores de geração de potência reativa 8 e 9 vezes, respectivamente. Como esperado, os GTVs do Caso-GIDA não podem fornecer potência reativa além de seus limites superiores de geração que são impostos pelos GIDAs, os quais são menores que aqueles impostos pelos GSs. Esta observação, junto com a Figura 6.17 que mostra que os custos são maiores em regiões próximas aos limites de geração de potência reativa, explica que os EP sejam menores para o Caso-GIDA.

Figura 7.47 – Resultados – funções *fitness*: (a) Valores horários, (b) Valores médios.

(a)

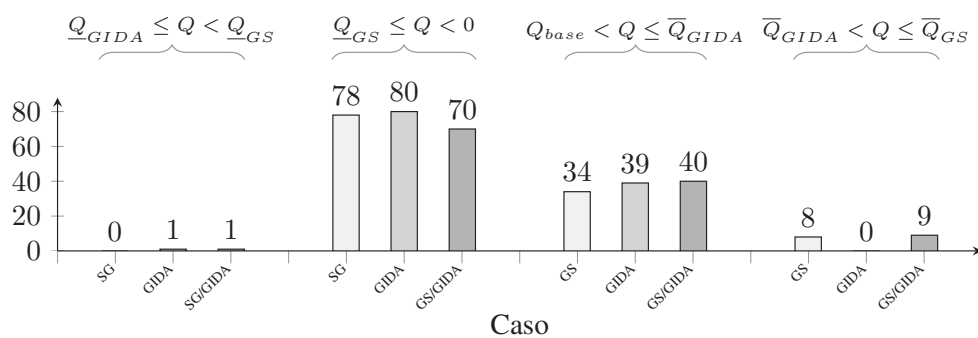
(b)

Fonte: (RUEDA, 2012)

Tabela 7.22 – Preços uniformes de mercado.

Hora	Caso-GS (\$/kVarh)				Caso-GIDA (\$/kVarh)				Caso-GS/GIDA (\$/kVarh)			
	ψ_1	ψ_2	ψ_4	ψ_5	ψ_1	ψ_2	ψ_4	ψ_5	ψ_1	ψ_2	ψ_4	ψ_5
1	0,00	0,44	0,47	0,37	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,44	0,47	0,00
2	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37
3	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37
4	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37
5	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37
6	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,44	0,47	0,37
7	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,45	0,31	0,37
8	0,00	0,44	0,47	0,37	0,48	0,42	0,47	0,00	0,00	0,45	0,00	0,00
9	0,00	0,45	0,00	0,37	0,00	0,45	0,41	0,00	0,00	0,42	0,47	0,37
10	0,00	0,45	0,41	0,00	0,00	0,42	0,47	0,00	0,00	0,42	0,47	0,00
11	0,00	0,44	0,47	0,37	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,44	0,47	0,37
12	0,00	0,44	0,47	0,37	0,43	0,42	0,47	0,00	0,00	0,45	0,00	0,37
13	0,00	0,45	0,38	0,37	0,46	0,45	0,00	0,44	0,00	0,44	0,47	0,37
14	0,00	0,45	0,41	0,00	0,00	0,45	0,31	0,37	0,00	0,45	0,31	0,37
15	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,45	0,41	0,00	0,00	0,45	0,31	0,37
16	0,00	0,44	0,47	0,37	0,36	0,42	0,31	0,37	0,00	0,44	0,47	0,37
17	0,00	0,45	0,00	0,44	0,00	0,42	0,47	0,44	0,00	0,45	0,00	0,00
18	0,00	0,42	0,47	0,44	0,00	0,42	0,47	0,44	0,00	0,42	0,47	0,00
19	0,00	0,42	0,47	0,37	0,00	0,45	0,41	0,44	0,00	0,42	0,47	0,44
20	0,00	0,45	0,00	0,44	0,00	0,42	0,47	0,44	0,43	0,42	0,47	0,37
21	0,00	0,27	0,47	0,00	0,36	0,42	0,00	0,44	0,00	0,45	0,32	0,37
22	0,00	0,45	0,41	0,44	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,44	0,47	0,37
23	0,00	0,45	0,31	0,37	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,44	0,47	0,37
24	0,00	0,45	0,31	0,37	0,00	0,42	0,47	0,00	0,48	0,00	0,47	0,37

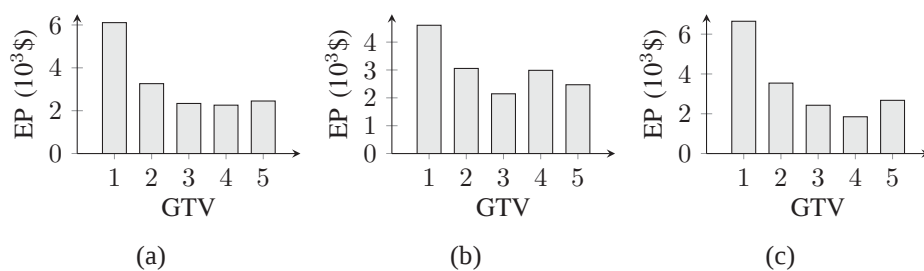
Figura 7.48 – Número de ocorrências de potência reativa gerada pelos GTVs.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Como mostrado na Figura 7.49, o GTV₁ tem os maiores EP entre todos os casos. Isto é devido a que, adicionalmente a estar instalado em uma área de alta demanda, este gerador é o que tem a maior distância elétrica em relação aos outros, como mostrado na Tabela 7.23, fazendo com que ele seja o mais requerido de todos os GTVs em termos de potência reativa. Em todos os casos de estudo, o seguinte gerador com maiores EP é o GTV₂; contudo, esta diferença é significativa somente no Caso-GS e Caso-GS/GIDA. Os geradores GTV₃, GTV₄ e GTV₅ têm EP similares para os três casos; desta forma, é evidente que esses três geradores, eletricamente próximos, compartilham os requisitos de potência reativa na área em que estão instalados.

Figura 7.49 – Resultados – EP: (a) Caso-GS, (b) Caso-GIDA, (c) Caso-GS/GIDA.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Tabela 7.23 – Impedâncias entre GTVs.

GTV _i - GTV _j	1-2	1-3	1-4	1-5	2-3	2-4	2-5	3-4	3-5	4-5
Z (Ω)	2,4955	2,5544	4,6452	4,9255	1,8373	3,9281	4,2084	2,0909	2,3711	2,8022

7.2.2 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão

7.2.2.1 Usando um Modelo de Inferência Markoviano

A metodologia proposta na Subseção 6.2.1 foi implementada usando o sistema IEEE-14 apresentado na Figura 7.38 (DABBAGCHI, 1993).

Para construir o sistema de inferência markoviano foram usadas as matrizes de probabilidades de transição apresentadas nas tabelas 7.24 e 7.25 com os mesmos dados de velocidade de vento da Subseção 7.2, tomados de (SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT, 2008). Foram considerados dois GDs com incertezas na fonte primária de energia (especificamente GTVs) instalados nas barras 3 (Zona 1) e 8 (Zona 2), nomeados como GD₁ e GD₂, cada um com capacidade de geração máxima de 60 MW. Foram assumidos valores de C_P dos GTVs de 0,10 \$/MWh.

Tabela 7.24 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GD₁.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,9092	0,0792	0,0062	0,0030	0,0022
2	0,1478	0,7433	0,0730	0,0237	0,0121
3	0,0210	0,2322	0,5035	0,2154	0,0280
4	0,0227	0,1120	0,2549	0,3929	0,2175
5	0,0060	0,0154	0,0086	0,1328	0,8372

Tabela 7.25 – Matriz de probabilidades de transição de geração de potência para GD₂.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,9915	0,0083	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,1926	0,7054	0,0963	0,0028	0,0028
3	0,0000	0,3143	0,4667	0,2190	0,0000
4	0,0000	0,0351	0,3158	0,3860	0,2632
5	0,0000	0,0104	0,0417	0,1146	0,8333

Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):

Tamanho da população de descendentes: $M = 50$

Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 30$

Máximo número de gerações: $G = 400$

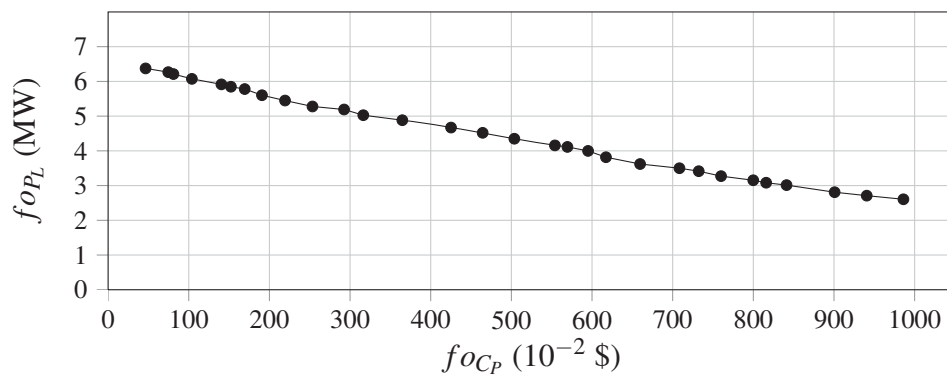
Na Figura 7.50, apresenta-se a fronteira *não-dominada* de acordo com o *critério de perdas intermediárias* (Subseção 6.2.1.2.1) resultado da aplicação do algoritmo proposto usando o sistema de inferência markoviano. Os custos específicos de geração de potência ativa (C_P) são assumidos como valores constantes. Portanto, a potência ativa total gerada pelos GTVs é proporcional aos custos totais. Na Tabela 7.26 estão os valores das funções objetivo associadas aos custos de geração de potência ativa e às perdas do sistema (fit_{C_P} e fit_{P_L} , respectivamente). Através do *critério de perdas intermediárias*, foi escolhida a solução 16. Para calcular os CPO é assumido uma solução referência em que cada GTV está gerando 20 MW e sem fornecimento de suporte de potência reativa.

Os CPO são calculados usando a Equação 7.1, e as seguintes considerações:

- Diminuição da geração de potência ativa e aumento do suporte de potência reativa:
CPO > 0.

- Sem alteração na geração de potência ativa: CPO = 0.
- Diminuição da geração de potência ativa e diminuição do suporte de potência reativa: CPO = 0.
- Aumento da geração de potência ativa: CPO = 0.

Figura 7.50 – Fronteira não-dominada – Sistema de inferência markoviano.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Tabela 7.26 – Valores da fronteira não-dominada – Sistema de inferência markoviano.

Solução	fo_{Cp} (10^{-2} \$)	fo_{PL} (MW)	Solução	fit_{Cp} (10^{-2} \$)	fo_{PL} (MW)
1	986,1	2,605	16	464,4	4,519
2	940,6	2,710	17	425,2	4,671
3	900,8	2,809	18	364,8	4,883
4	841,2	3,014	19	316,4	5,027
5	815,9	3,082	20	292,6	5,191
6	799,9	3,153	21	253,4	5,278
7	760	3,272	22	219,4	5,449
8	732,3	3,414	23	190,8	5,602
9	708,4	3,500	24	169,4	5,780
10	659,6	3,621	25	152,3	5,846
11	617,3	3,817	26	140,5	5,915
12	595,1	3,998	27	103,9	6,073
13	569,5	4,113	28	81	6,211
14	554	4,157	29	74,6	6,267
15	503,7	4,349	30	46,5	6,374

Na solução 16, as potências ativa e reativa de GD₁ são 8,57 MW e 40,48 Mvar, e as potências ativa e reativa de GD₂ são 42,86 MW e 24 Mvar, respectivamente. Assim, para GD₁ a diminuição na geração de potência ativa ($\Delta P = P_{inicial} - P_{final}$) é de 20 MW – 8,57 MW,

enquanto que o aumento do suporte de potência reativa ($\Delta Q = Q_{final} - Q_{inicial}$) é de 40,48 Mvar–0 Mvar; então, os CPO para GD₁ são 0,028 \$/MVarh, e para GD₂ são 0.

7.2.2.2 Usando um Modelo de Inferência Fuzzy-Markoviano

A metodologia proposta na Subseção 6.2.2 foi implementada usando o sistema IEEE-14 apresentado na Figura 7.38. Foram considerados dois GTVs instalados nas barras 3 e 8 (nomeados como GD₁ e GD₂), cada um com capacidade de geração máxima de 60 MW. São assumidos valores de C_P dos GTVs de 0,10 \$/MWh.

Para construir o sistema de inferência LF&CM (ver exemplo de aplicação na Subseção 6.2.2.1.1) a saída de potência ativa de cada GTV é discretizada em cinco estados: 0, 15, 30, 45 e 60 MW. A velocidade do vento nas zonas onde estão instalados os GTVs (Zona 1 para GD₁ e Zona 2 para GD₂) é igualmente dividida em cinco estados: 2, 9, 12, 14, e 20 m/s.

De acordo com esta discretização, as variáveis linguísticas $\hat{X}$, $\hat{Y}$ e $\hat{Z}$ são definidas a seguir:

- Para a variável $\hat{X}$:

TransVMB: Transição a partir de um estado de velocidade do vento muito baixa.

TransVB: Transição a partir de um estado de velocidade do vento baixa.

TransVM: Transição a partir de um estado de velocidade do vento média.

TransVA: Transição a partir de um estado de velocidade do vento alta.

TransVMA: Transição a partir de um estado de velocidade do vento muito alta.

- Para a variável $\hat{Y}$:

PMB: Potência muito baixa.

PB: Potência baixa.

PM: Potência média.

PA: Potência alta.

PMA: Potência muito alta.

- Para a variável $\hat{Z}$:

TransPMB: Transição a partir de um estado de geração de potência muito baixa.

TransPB: Transição a partir de um estado de geração de potência baixa.

TransPM: Transição a partir de um estado de geração de potência média.

TransPA: Transição a partir de um estado de geração de potência alta.

TransPMA: Transição a partir de um estado de geração de potência muito alta.

Para obter as matrizes $\hat{P}_{xGD_1}$ (Tabela 7.27), $\hat{P}_{xGD_2}$ (Tabela 7.28), $\hat{P}_{zGD_1}$ (Tabela 7.24) e $\hat{P}_{zGD_2}$ (Tabela 7.25) foram usados os mesmos dados de velocidade de vento da Subseção 7.2, tomados de (SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT, 2008). A função de pertinência da entrada $\hat{y}$ ($\mu_{\hat{y}}$: limite de geração de potência ativa dos GTVs) é definida como sendo de forma triangular.

Tabela 7.27 – Matriz de probabilidades de transição de velocidade do vento para a Zona 1.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,8363	0,1538	0,0062	0,0027	0,0000
2	0,0577	0,8288	0,1115	0,0010	0,0010
3	0,0009	0,1096	0,8336	0,0553	0,0006
4	0,0000	0,0064	0,1942	0,7275	0,0719
5	0,0000	0,0028	0,0057	0,1966	0,7943

Tabela 7.28 – Matriz de probabilidades de transição de velocidade do vento para a Zona 2.

De / Para	1	2	3	4	5
1	0,9355	0,0642	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0709	0,9010	0,0280	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,1490	0,0501	0,0501	0,0014
4	0,0000	0,0000	0,1925	0,7487	0,0588
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,1690	0,8310

A base de regras para a aplicação em estudo têm a forma:

Regra 1: se TransVMB e PMB então TransPMB.

Regra 2: se TransVB e PB então TransPB.

Regra 3: se TransVM e PM então TransPM.

Regra 4: se TransVA e PA então TransPA.

Regra 5: se TransVMA e PMA então TransPMA.

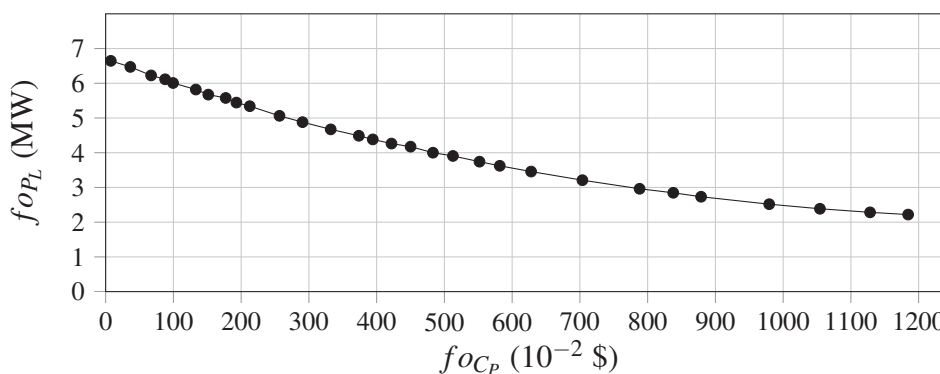
Para definir o resultado de uma regra é usado o método de inferência “max-min”.

Os valores dos parâmetros usados nas simulações da atual proposta são apresentados a seguir:

- Algoritmo de otimização multiobjetivo (SPEA2):
Tamanho da população de descendentes: $M = 50$
Tamanho do arquivo (conjunto externo de soluções): $N = 30$
Máximo número de gerações: $G = 400$

Na Figura 7.51, apresenta-se a fronteira *não-dominada* de acordo com o *critério de perdas intermediárias* (Subseção 6.2.1.2.1) resultado da aplicação do algoritmo proposto usando o sistema de inferência LF&CM. Os custos específicos de geração de potência ativa (C_P) são assumidos como valores constantes. Portanto, a potência ativa total gerada pelos GTVs é proporcional aos custos totais, igual que na proposta anterior. Na Tabela 7.29 estão os valores das funções objetivo associadas aos custos de geração de potência ativa e às perdas do sistema ($f_{O_{C_P}}$ e $f_{O_{P_L}}$, respectivamente).

Figura 7.51 – Fronteira *não-dominada* – Sistema de inferência LF&CM.



Fonte: (RUEDA, 2012)

Através do *critério de perdas intermediárias*, foi escolhida a solução 17. Para calcular os CPO é assumido uma solução referência em que cada GTV está gerando 20 MW e sem fornecimento de suporte de potência reativa.

Os CPO são calculados usando a Equação 7.1, e as mesmas considerações da proposta anterior. Na solução 17, as potências ativa e reativa de GD_1 são 30 MW e 37,2 Mvar, e as potências ativa e reativa de GD_2 são 15 MW e 24 Mvar, respectivamente. Assim, os CPO para GD_1 são 0; e, para GD_2 , a diminuição na geração de potência ativa (ΔP) é de 20 MW–15 MW, enquanto que o aumento do suporte de potência reativa (ΔQ) é de 24 Mvar–0 Mvar; então, os CPO para GD_2 são 0,021 \$/MVarh.

Tabela 7.29 – Valores da fronteira *não-dominada* – Sistema de inferência LF&CM.

Solução	$f_{o_{Cp}}$ (10^2 \$)	$f_{o_{PL}}$ (MW)	Solução	$f_{it_{Cp}}$ (10^2 \$)	$f_{o_{PL}}$ (MW)
1	1184,5	2,219	16	394,3	4,383
2	1128,3	2,284	17	373,7	4,488
3	1054,3	2,386	18	332,2	4,673
4	979,4	2,518	19	290,6	4,881
5	878,9	2,732	20	256,6	5,062
6	837,8	2,846	21	212,7	5,340
7	788,1	2,962	22	193	5,444
8	703,7	3,209	23	177,2	5,577
9	628	3,458	24	151,5	5,673
10	581,7	3,623	25	133,1	5,820
11	551,8	3,742	26	99,5	6,008
12	512,6	3,907	27	87,8	6,115
13	483,1	4,001	28	67,1	6,226
14	450,1	4,174	29	36,4	6,472
15	421,9	4,264	30	7,6	6,646

7.3 Resumo dos Testes e Resultados

Um resumo dos testes realizados e resultados obtidos é apresentado a seguir.

7.3.1 Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia

7.3.1.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

7.3.1.1.1 Aproximação Inicial. Foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34 (Figura 7.28), cujos dados são apresentados na Subseção A.1 do Apêndice A. Também foram considerados dois GDs de 500 kW conectados ao sistema através de GSs.

Resultados:

- Fronteira *não-dominada* (Figura 7.29).
- Perfil de tensão do sistema no ponto de operação referência (Figura 7.30a) e perfil de tensão do sistema para o ponto de operação da solução da fronteira *não-dominada* com melhor MEET (Figura 7.30b).

- Saídas de geração e magnitudes das tensões em pu nos nós onde estão conectados os GDs; MEETs do sistema para cada uma das configurações da fronteira *não-dominada* (Tabela 7.4).
- CPO para os GDs.

7.3.1.1.2 Alocação Ótima de Geradores Distribuídos. Foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34. Também foram considerados dois GDs (sem incerteza na fonte primária de energia), ambos com capacidade de 1000 kW. Foram assumidos três perfis de demanda: *Baixo* 25%, *Nominal* 100% e *Alto* 120% da demanda total de potência ativa e reativa da rede original.

Resultados:

- Fronteira *não-dominada* (Figura 7.31).
- Alternativas de alocação dos GDs junto a seus respectivos valores de fit_{Cp} e MEET (valores da fronteira *não-dominada*), e fit_L (Tabela 7.5).
- Saídas de geração dos GDs para os três perfis de demanda considerados (tabelas 7.6 e 7.7).
- CPO para os GDs em diferentes transições entre estados de demanda (tabelas 7.8 e 7.9).

7.3.1.2 Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Para avaliar esta proposta foram usados os dados do sistema brasileiro de 107 barras STBR-107 (Figura 7.32).

Na Tabela 7.11 estão os valores de geração supostos como resultado do despacho dos geradores centralizados.

As capacidades de geração de potência ativa, os valores máximos de *reserva* e as ofertas de *energia* e *reserva* para cada um dos 12 GDs considerados nos testes estão na Tabela 7.10.

Na Figura 7.33 está a curva de demanda diária considerada. O requisito de *reserva* para cada hora do dia, requerida para ser fornecida pelos GDs, foi apresentado na Figura 7.34.

Foi suposto que as rampas decrescentes e crescentes (μ^{dec} e μ^{cres}) eram -5 MW/min e 5 MW/min, respectivamente, para todos os GDs, que a reserva girante fornecida pelos GDs devia

estar disponível dentro de um intervalo de tempo de 10 min ($\eta = 10$ min), e que as ofertas de *energia* e *reserva* de cada GD eram iguais para todos os valores de tempo t em n_T .

Resultados:

- Valores de geração de potência ativa dos GDs, tanto para *energia* quanto para *reserva* (Tabela 7.12).
- Preços da *reserva* (PRs) ou valores das variáveis duais associadas às restrições de *reserva* requerida (Tabela 7.13).
- Valores totais de *energia* e *reserva* fornecidos pelos GDs para cada valor de t em n_T . (Figura 7.35).
- Valores totais de *energia* e *reserva* fornecidos por cada GD (Figuras 7.36 e 7.37).

7.3.1.3 Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Foi utilizado o sistema IEEE-14 apresentado na Figura 7.38. Foram considerados dois GDs sem incertezas na fonte primária de energia (especificamente PCHs baseadas em GSs) instalados nas barras 3 e 8, cada um com capacidade de geração máxima de 35 MW.

Para uma análise no domínio do tempo, foram realizadas simulações considerando uma perturbação do tipo degrau de 0,05 pu no torque mecânico de entrada do GD da barra 3.

Resultados:

- Variações de geração de potência ativa dos GDs (Figuras 7.39 e 7.40).
- Variações da velocidade angular dos GDs (Figuras 7.41 e 7.42).
- Pagamentos aos GDs pelo serviço de controle secundário de frequência.

7.3.2 Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia

7.3.2.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

7.3.2.1.1 Aproximação Inicial. Para avaliar esta proposta, foram utilizados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-34. Foram considerados dois GDs com incertezas na fonte primária de energia (especificamente GTVs) instalados nos nós 848 e 890.

Os dois GTVs têm potência máxima de saída de 500 kW, raio do rotor (r) de 25 m, e coeficiente de desempenho (C_{per}) de 40%. Os GTVs estão conectados ao sistema através de GSs. Foram também assumidas densidade do ar (ρ) de 1,225 kg/m³ e velocidades do vento v_{cut-in} e $v_{cut-out}$ de 2,5 m/s e 25 m/s, respectivamente.

A partir de dados de vento de duas cidades do Brasil e usando a Equação 7.4 para obter a correspondente saída de potência ativa dos GTVs (P_{WT}), foram construídas as matrizes de probabilidades de transição do modelo markoviano apresentadas nas tabelas 7.14 e 7.15.

Resultados:

- Saídas de geração dos GDs, CPO e potência máxima de cada um dos geradores; perdas e MEETs do sistema (Tabela 7.16).

7.3.2.1.2 Aproximação de Mercado. Para avaliar esta proposta foram usados os dados do alimentador radial modificado de média tensão IEEE-37 (Figura 7.45), cujos dados são apresentados na Subseção A.2 do Apêndice A.

Nos testes foram considerados cinco GTVs de 1000 kW instalados nas barras 8, 17, 24, 32 e 33, a curva de demanda diária dividida em 24 horas ($\Gamma = 24$) apresentada na Figura 7.46, e quatro casos de estudo.

Nas tabelas 7.17 a 7.21 estão as matrizes de probabilidade de transição para os GTVs, construídas usando dados reais de cinco cidades brasileiras. A capacidade máxima de geração de potência ativa de cada GTV foi discretizada em 5 estados, como mostrado na Figura 6.13.

Resultados:

- Perdas de potência ativa, perfil de tensão, pagamento do OSD aos GTVs por potência reativa (EP) e desvio de transações contratadas (Figura 7.47).
- Preços uniformes de mercado (Tabela 7.22).
- Números totais de vezes que os 5 GTVs operaram nas 4 regiões da estrutura de ofertas definidas usando os limites de geração de potência reativa mínimos e máximos dos GSs e GIDAs (Figura 7.48).
- EP para cada um dos GTVs (Figura 7.49).

7.3.2.2 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão

7.3.2.2.1 Usando um Modelo de Inferência Markoviano. Esta metodologia foi implementada usando o sistema IEEE-14.

Para construir o sistema de inferência markoviano foram usadas as matrizes de probabilidades de transição apresentadas nas tabelas 7.24 e 7.25 com os mesmos dados de velocidade de vento da Subseção 7.2.

Foram considerados dois GDs com incertezas na fonte primária de energia (especificamente GTVs) instalados nas barras 3 e 8, cada um com capacidade de geração máxima de 60 MW.

Resultados:

- Fronteira *não-dominada* de acordo com o *critério de perdas intermediárias* (Figura 7.50).
- Valores das funções objetivo associadas aos custos de geração de potência ativa, fo_{Cp} , e às perdas do sistema, fo_{P_L} (Tabela 7.26).
- CPO para os GDs.

7.3.2.2.2 Usando um Modelo de Inferência Fuzzy-Markoviano. A proposta foi implementada usando o sistema IEEE-14. Foram considerados dois GTVs instalados nas barras 3 e 8, cada um com capacidade de geração máxima de 60 MW.

Para obter as matrizes de probabilidades de transição $P_{xGD_1}^{\wedge}$ (Tabela 7.27), $P_{xGD_2}^{\wedge}$ (Tabela 7.28), $P_{zGD_1}^{\wedge}$ (Tabela 7.24) e $P_{zGD_2}^{\wedge}$ (Tabela 7.25) foram usados os mesmos dados de velocidade de vento da Subseção 7.2. A função de pertinência da entrada $\hat{y}$ ($\mu_{\hat{y}}$: limite de geração de potência ativa dos GTVs) foi definida como sendo de forma triangular.

Resultados:

- Fronteira *não-dominada* de acordo com o *critério de perdas intermediárias* (Figura 7.51).
- Valores das funções objetivo associadas aos custos de geração de potência ativa, fo_{Cp} , e às perdas do sistema, fo_{P_L} (Tabela 7.29).
- CPO para os GDs.

8 *Conclusões e Trabalhos Futuros*

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões com relação às propostas para a valoração de serviços ancilares de GDs. Também são indicados os tópicos que poderiam ser considerados em estudos posteriores.

O principal aporte deste trabalho é que mostra como a geração distribuída, de acordo com suas capacidades tecnológicas e econômicas e aproveitando sua crescente influência nos sistemas de energia elétrica, pode participar ativamente na busca de uma operação inteligente do sistema como um todo.

Este trabalho mostra que os serviços ancilares considerados, tradicionalmente fornecidos pelos grandes geradores convencionais, podem ser entregues por GDs de um modo eficiente, representando grandes benefícios para o sistema, principalmente em termos de redução de perdas de potência ativa e melhoramento da estabilidade e do perfil de tensão.

Outro assunto importante deste trabalho é a consideração das incertezas presentes nos GDs baseados em fontes de energia renováveis. Isto representa um ponto chave na determinação do nível de confiança a depositar nos GDs no fornecimento de serviços tão sensíveis como os serviços ancilares.

Apresentaram-se propostas para valorar os serviços ancilares de suporte de potência reativa, reserva para controle de frequência e controle secundário de frequência. O suporte de potência reativa foi considerado para GDs com e sem incertezas na fonte primária de energia, tanto em sistemas de distribuição quanto em sistemas de subtransmissão; enquanto que a reserva para o controle de frequência e o controle secundário de frequência foram considerados para geradores sem incertezas em sistemas de subtransmissão.

Assuntos relevantes e conclusões com relação a cada proposta são apresentados a seguir.

8.1 Geradores Distribuídos sem Incertezas na Fonte Primária de Energia

8.1.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

8.1.1.1 Aproximação Inicial

Apresentou-se uma nova metodologia que permite a valoração do serviço de suporte de potência reativa em sistemas de distribuição usando uma técnica de otimização multiobjetivo e modelagem monofásica do sistema.

Tratou-se um tópico que para a geração distribuída tem recebido pouca investigação, mas que com o aumento da geração distribuída passa a ganhar importância. Explorou-se a participação da geração distribuída dentro de um processo de operação da rede economicamente otimizado, minimizando as perdas de potência ativa, e melhorando a estabilidade estática de tensão do sistema de distribuição.

Mostrou-se um mecanismo que pode servir para o estabelecimento de arranjos comerciais não baseados em mercado (por exemplo, contratos bilaterais ou pagamento por uso) entre o OSD e os GDs.

8.1.1.2 Alocação Ótima de Geradores Distribuídos

Com relação a este tópico, foi proposta uma metodologia para a valoração do suporte de potência reativa quando é fornecido por GDs. Esta metodologia é apresentada como uma ferramenta para que o OSD possa identificar os nós onde os GDs podem ser instalados de acordo com critérios de otimização que representam benefícios para a rede e os usuários do sistema de distribuição.

Através de um algoritmo de otimização híbrido que combina programação evolutiva (algoritmo SPEA2) com o algoritmo de Busca Tabu, são otimizados três objetivos importantes nos sistemas de distribuição: minimização das perdas nas linhas do sistema e dos custos de geração de potência ativa dos GDs, e maximização da MEET do sistema.

A eficácia do algoritmo proposto para resolver o problema formulado foi demonstrada através de um exemplo numérico com dois GDs considerados para serem alocados. Os resultados mostraram a melhoria das funções *fitness* relacionadas com os objetivos propostos para todas as soluções da fronteira *não-dominada*.

8.1.2 Reserva para Controle de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Foi apresentada uma proposta para a valoração do serviço ancilar de reserva para o controle de frequência, especificamente reserva girante, quando este é fornecido por GDs. O problema foi formulado como um fluxo de potência ótimo, sendo o objetivo a minimização dos pagamentos feitos pelo OST aos GDs pelo serviço de reserva para o controle de frequência e pela energia necessária para atender a demanda e as perdas do sistema, sujeito a um conjunto de restrições. Os PRs foram determinados através dos multiplicadores de Lagrange das restrições de *reserva* requerida.

Uma característica importante da proposta apresentada é que permite análise dinâmica, já que sua formulação incorpora as mudanças no tempo da demanda e dos requisitos de *reserva* do sistema.

Com o intuito de realizar sua avaliação, a proposta apresentada neste trabalho foi implementada usando os dados de um sistema teste real brasileiro, e supondo vários GDs instalados no nível de subtransmissão. Os resultados mostram que os requisitos, tanto de *energia* quanto de *reserva*, foram completamente atendidos pelos GDs.

8.1.3 Controle Secundário de Frequência em Sistemas de Subtransmissão

Foi apresentada uma proposta para a valoração do serviço ancilar de controle secundário de frequência (devendo atuar entre 1 e 10 min) quando este é fornecido por GDs baseados em GSS (por exemplo, PCHs).

Nesta proposta foi usado o MSP, que pode ser utilizado no estudo das oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica. A partir deste modelo, nas simulações foram determinadas as parcelas de potência ativa com que cada GD participou para o restabelecimento do sistema após uma perturbação.

Os resultados mostraram que os GDs considerados conseguiram restabelecer o sistema participando no controle secundário de frequência.

8.2 Geradores Distribuídos com Incertezas na Fonte Primária de Energia

8.2.1 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

8.2.1.1 Aproximação Inicial

Esta proposta consiste em uma nova metodologia para a avaliação do serviço ancilar de suporte de potência reativa entregue por GDs com grandes incertezas na geração de potência devido a variações na fonte primária de energia, aplicado aos sistemas de distribuição.

Como caso particular trataram-se os GTVs. As séries de tempo para a geração de potência ativa de cada GTV foram modeladas através de Cadeias de Markov, e na execução dos múltiplos fluxos de potência probabilísticos foram usadas Simulações de Monte Carlo para imitar o comportamento real do sistema.

Foi estudada a participação da geração distribuída em um processo de operação de rede economicamente ótimo, minimizando as perdas de potência ativa, e melhorando a estabilidade estática de tensão do sistema.

A proposta pode ser implementada para outros GDs com variações na fonte de energia primária, tais como sistemas fotovoltaicos. Durante o processo de simulação, são escolhidas para o cálculo dos CPO as soluções com as melhores margens de estabilidade estática de tensão dentro do conjunto ótimo de Pareto; no entanto, esse critério pode ser modificado por qualquer outro que o OSD considere apropriado para o sistema. Isso mostra a flexibilidade da metodologia proposta.

8.2.1.2 Aproximação de Mercado

Foi proposto um procedimento de solução para um mercado de potência reativa para GDs em sistemas de distribuição. A incerteza na geração de energia dos GDs baseadas em recursos renováveis foi reduzida executando um algoritmo de otimização multiobjetivo em vários cenários probabilísticos através de SMC e CM. Os objetivos a serem minimizados através do algoritmo multiobjetivo proposto foram os pagamentos do OSD aos GDs por suporte de potência reativa, o desvio das transações contratadas em um mercado de potência ativa previamente estabelecido, as perdas de potência ativa nas linhas da rede, e um índice de perfil de tensão proposto. Outros assuntos importantes, como modelos precisos de operação das tecnologias dos GDs e a expansão do horizonte de tempo do método, também foram considerados.

O estabelecimento de um mercado de potência reativa para GDs significa, sob esta proposta, benefícios para o sistema de distribuição em termos de redução de perdas e melhoramento do perfil de tensão. De acordo com os resultados, a proposta não causa grandes perturbações para o mercado de potência ativa previamente estabelecido quando as soluções são escolhidas usando o critério de seleção proposto. No entanto, também poderiam ser escolhidas soluções dentro dos EEOPs com valor mínimo de DTC, correndo o risco de afetar os outros objectivos.

8.2.2 Suporte de Potência Reativa em Sistemas de Subtransmissão

8.2.2.1 Usando Modelos de Inferência Markoviano e Fuzzy-Markoviano

Foram propostas duas metodologias para a valoração do suporte de potência reativa fornecido por GDs com grandes incertezas (especificamente GTVs), em sistemas de subtransmissão com alto nível de incidência da geração distribuída. As séries de tempo de geração de potência ativa de cada GTV foram modeladas usando em um caso um sistema de inferência baseado em Cadeias de Markov e no outro um sistema de inferência que combina Lógica Fuzzy com Cadeias de Markov. Em ambos os casos foram executados múltiplos fluxos de potência multi-objetivo implementados através do algoritmo SPEA2 e o método de Newton-Raphson em vários cenários usando Simulações de Monte Carlo.

A principal diferença entre essas duas propostas é a forma de obter os valores de geração de potência dos GDs. Os valores inferidos de geração de potência dos GDs usando o modelo markoviano são discretos, enquanto que no modelo fuzzy-markoviano estes valores são contínuos dando maior flexibilidade à metodologia.

Através de exemplos foi demonstrada a eficácia das metodologias na melhoria dos objetivos propostos para todas as soluções das fronteiras *não-dominadas* obtidas.

8.3 Trabalhos Futuros

- Neste trabalho, foram usadas técnicas de inferência estatística para reduzir as incertezas dos GDs baseados em recursos renováveis. Porém, uma forma de reduzir ainda mais as incertezas, que poderia ser estudada futuramente, é através da consideração da agregação de várias unidades gerando energia simultaneamente: quanto menor a escala de tempo de estudo e maior a agregação, tanto menor será o erro de previsão.
- Nas propostas apresentadas não foram considerados custos de investimento adicionais para valorar os serviços ancilares. Em próximos estudos, poderia ser analisado o poten-

cial do redimensionamento dos GDs (especificamente dos GSs, GIDAs, GInvs) com o objetivo de otimizar sua participação no fornecimento de serviços ancilares.

- Em trabalhos futuros, poderiam ser considerados outros tipos de serviços ancilares, como por exemplo *black-start*, além de outras formas para fornecê-los, tais como sistemas de armazenamento ou a combinação destes sistemas com as tecnologias de geração distribuída estudadas.
- As análises deste trabalho foram feitas a partir do ponto de vista do operador do sistema (seja de distribuição ou transmissão) supondo que ele não é o proprietário dos GDs. Porém, outro enfoque pode ser a partir do ponto de vista dos GDs, fazendo um levantamento dos custos internos em que cada um deles incorre pelo fornecimento de serviços ancilares.
- Com relação ao controle de frequência, neste trabalho foi abordado o controle secundário (que deve atuar entre 1 e 10 min). Porém, também podem ser feitas outras pesquisas para valorar o controle primário (que deve atuar em poucos segundos). Além disso, podem ser implementados sistemas de controle nos GSs ou GIDAs visando melhorar a operação dos GDs.

9 *Produção bibliográfica*

- **Distributed Generators as Providers of Reactive Power Support – A Market Approach.**

Aprovado para publicação na revista *IEEE Transactions on Power Systems*.

- **Valorização do Serviço Ancilar de Reserva para Controle de Frequência Fornecido por Geradores Distribuídos.**

Apresentado em maio de 2012 no IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Goiânia-GO.

- **Comparison of Reactive Power Support in Distribution Networks Provided by Capacitor Banks and Distributed Generators.**

Apresentado em julho de 2011 no *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Detroit-USA.

- **Optimal Allocation of Distributed Generators Providing Reactive Power Support Ancillary Service.**

Apresentado em junho de 2011 no *IEEE PowerTech Conference*, Trondheim-Noruega.

- **Pricing of Reactive Power Support Provided by Distributed Generators in Transmission Systems.**

Apresentado em junho de 2011 no *IEEE PowerTech Conference*, Trondheim-Noruega.

- **Reactive Power Support Pricing of Distributed Generators with Primary Energy Source Uncertainty.**

Apresentado em novembro de 2010 no *IEEE T&D Latin America Congress*, São Paulo-SP.

- **A Multi-objective Programming Approach for the Optimal Operation of Distributed Generation Considering Uncertainty.**

Apresentado em novembro de 2010 no *IEEE T&D Latin America Congress*, São Paulo-SP.

- **Valorização do Suporte de Potência Reativa de Geradores Distribuídos.**

Apresentado em maio de 2010 no III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém-PA.

- **A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Optimal Type, Size and Allocation of Distributed Generation in Radial Distribution Systems.**

Proposta submetida à revista *IEEE Transactions on Power Systems*.

Referências

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, Mai. 2004.

AFFONSO, C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; SILVA, L. C. P. d. Performance of ROCOF relays for embedded generation applications. **IEE Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 152, n. 1, p. 109–114, Jan. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução, 15 de Outubro de 2003. **Reajuste da Tarifa de Serviços Ancilares**, Brasília, v. 1, p. 10, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução, 13 de Fevereiro de 2007. **Resolução número 251**: procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração, Brasília, v. 1, p. 2, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução, 26 de Novembro de 2001. **Resolução número 505**: níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, Brasília, v. 1, p. 5, 2001.

ALHAJRI, M. F.; ALRASHIDI, M. R.; EL-HAWARY, M. E. Improved sequential quadratic programming approach for optimal distribution generation sizing in distribution networks. In: CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 23, 2010, Calgary. **Proceedings...** Calgary: [s.n.], 2010.

ALINEJAD-BEROMI, Y.; SEDIGHIZADEH, M.; R., B. M.; KHODAYAR, M. E. Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2007, Brighton. **Proceedings...** Brighton: [s.n.], 2007.

ALVEY, T.; MA, X.; SUN D. A security-constrained bid-clearing system for the New Zealand wholesale electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 13, n. 2, p. 340–346, Mai. 1998.

ANDRADE, W. S.; BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Modeling reliability aspects of distributed generation connected to distribution systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2006.

AULT, G.; DYSKO, C. B.; MCDONALD, J. Opportunities for a new generation of protection devices for distributed generation. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON DISTRIBUTED GENERATION, 2, 2002, Alstom. **Proceedings...** Alstom: [s.n.], 2002.

BAUGHMAN, M. L. **PES/Distribution test feeder working group: IEEE34 test system**. New York: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. Acesso em: 22 mar. 2009.

- BAUGHMAN, M. L. **PES/Distribution test feeder working group: IEEE37 test system**. New York: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. Acesso em: 8 mai. 2010.
- BAUTISTITA, G. An oligopolistic model of an integrated market for energy and spinning reserve. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 132–142, Fev. 2006.
- BAYEGAN, M. A vision of the future grid. **IEEE Power Engineering Review**, New York, v. 21, n. 12, p. 10–12, Dez. 2001.
- BELEGUNDU, D. A.; CHANDRUPATLA, T. R. **Optimization concepts and applications in engineering**. New York: Cambridge University Press, 1999.
- BERTSEKAS, D. P.; TSITSIKLIS, J. N. **Introduction to probability**. Massachusetts: Athena Scientific, 2002.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding power quality: voltage dips and interruptions**. New York: IEEE Press, 2002.
- BOLLEN, M. H. J.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 13, 2008, Wollongong. **Proceedings...** Wollongong: [s.n.], 2008.
- BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: POWER TECH, 2003, Bologna. **Proceedings...** Bologna: [s.n.], 2003.
- BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 28, n. 6, p. 413–420, Jul. 2006.
- BRAUN, M. **Provision of ancillary services by distributed generators**. 2008. Tese (Doutorado) - Universität Kassel, Kassel, 2008.
- BREIN, L. Why ancillary service markets in california don't work and what to do about it? **The Electricity Journal**, Amsterdam, v. 12, n. 5, p. 38–49, Mai. 1999.
- BROWN, R. E.; PAN, J.; FENG, X.; KOUTLEV, K. Siting distributed generation to defer T&D expansion. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001, Atlanta. **Proceedings...** Atlanta: [s.n.], 2001.
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind energy hand book**. New York: John Wiley & Sons, 2001.
- CHAO, Y.; XIANGJUN, Z.; YUNFENG, X. Improved algorithm for fault section location in distribution network with distributed generations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT COMPUTATION TECHNOLOGY AND AUTOMATION, 2008, Hunan. **Proceedings...** Hunan: [s.n.], 2008.
- CHAPMAN S. J. **Electric machinery fundamentals**. New York: McGraw-Hill, 2005.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 661–769, Mai. 1995.

CHEUNG, K. W.; SHAMSOLLAHI, P.; SUN, D. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n. 3, p. 968–974, Mai. 1999.

CHEUNG, K. W. Ancillary service market design and implementation in north america: from theory to practice. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 3, 2008, Nanjuing. **Proceedings...** Nanjuing: [s.n.], 2008.

CIRIC, R. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks - general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 4, p. 1283–1290, Set. 2003.

COSTA, A. L.; SIMÕES, C. A. Energy and ancillary service dispatch through dynamic optimal power flow. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 77, n. 8, p. 1047–1055, Jun. 2007.

DEUSE, J.; KAROUI, K.; CRISCIU, H.; GERTMAR, L.; SAMUELSSON, O.; KARLSSON, P. Interactions of dispersed resources with power system in normal and emergency conditions. In: CIGRE, 2006, Paris. **Proceedings...** Paris: [s.n.], 2006.

DA COSTA, V. F. **Modelo de sensibilidade de potência para análise de oscilações de baixa frequência em sistemas de energia elétrica**. 1992. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1992.

DABBAGCHI, I. **Power system test case archive: IEEE14 test system**. Washington: [s.n.], 1993. Disponível em: <www.ee.washington.edu/research/pstca>. Acesso em: 15 abr. 2010.

DECKMANN, S. M.; DA COSTA, V. F. A Power sensitivity model for electromechanical oscillation studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 2, p. 965–971, Mai. 1994.

DISTRIBUTED GENERATION WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - DISPOWER. **Final report**. Kassel: [s.n.], 2006. Disponível em: <www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/deliverable.html>. Acesso em: 15 jun. 2009.

DISTRIBUTED GENERATION WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - DISPOWER. **Drafts of different contract structures**. Kassel: [s.n.], 2005. Disponível em: <www.iset.uni-kassel.de/dispower_static/deliverable.html>. Acesso em: 15 jun. 2009.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 2001, Little Rock. **Proceedings...** Little Rock: [s.n.], 2001.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E.; BALL, G. J. Planning for distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 7, n. 2, p. 80–88, Abr. 2001.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 8, n. 2, p. 19–25, Abr. 2002.

EDRIS, A. A. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS). **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 12, n. 4, p. 1848–1853, Out. 1997.

- FERNANDES, A. W. **Sistemas-teste brasileiros para uso didático e análise computacional de sistemas elétricos de potência**: sistema teste STBR107. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. Disponível em: <www.sistemas-teste.com.br>. Acesso em: 22 jun. 2011.
- FOURER, D. M.; GAY, D. M.; KERNIGHAM B. W. **AMPL**: a modeling language for mathematical programming. Pacific Grove: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.
- FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; MORELATO, A.; DA SILVA, L. C. P. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 301–311, Fev. 2006.
- FRUNT, J.; JOKIC, A.; KLING, W. L.; MYRZIT, J. M. A.; BOSH, P. P. J. Provision of ancillary services for balance management in autonomous networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EUROPEAN ELECTRICITY MARKET, 5, 2008, Lisboa. **Proceedings...** Lisboa: [s.n.], 2008.
- GALVIS, J. C. **Valorização de serviços ancilares de geradores hidrelétricos do sistema interligado nacional**. 2010. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2010.
- GJERDE, O. Ancillary services - state of the art in the nordic market. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: [s.n.], 2007.
- GLOVER, F. W. Tabu search-part I. **ORSA Journal on Computing**, Baltimore, v. 1, n. 3, p. 190–206, Jul. 1989.
- GLOVER, F. W. Tabu search-part II. **ORSA Journal on Computing**, Baltimore, v. 2, n. 1, p. 4–32, Nov. 1990.
- GREEN BUILDING AND SUSTAINABLE CONSTRUCTION. **Fuel cells**. London: [s.n.], 2007. Disponível em: <<http://www.greenspec.co.uk/fuel-cells.php>>. Acesso em: 24 out. 2009.
- GRUPO NOVA ENERGÍA. **Principales elementos de las turbinas de vapor**. Madrid: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.gruponovaenergia.com/blogs/principales-elementos-de-las-turbinas-de-vapor>>. Acesso em: 4 nov. 2009.
- HAIYAN, C.; JINFU, C.; DONGYUAN, S.; XIANZHONG, D. Power flow study and voltage stability analysis for distribution systems with distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2006.
- HAVEL, P.; FILAS, P.; FANIK, J. Simulation-based optimization of ancillary services. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EUROPEAN ELECTRICITY MARKET, 5, 2008, Lisboa. **Proceedings...** Lisboa: [s.n.], 2008.
- HAVEL, P.; HORACEK, P.; CERNY, V.; FANIK, J. Optimal planning of ancillary services for reliable power balance control. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 3, p. 1375–1382, Ago. 2008.
- HIRVONEN, R.; BEUNE, R.; MOGRIDGE, L.; MARTINEZ, R.; ROUDEN., K.; VATSHELLE, O. Is there market for reactive power services? - possibilities and problems. In: CIGRE, 2000, Paris. **Proceedings...** Paris: [s.n.], 2000.

- IZENA, A.; SUZUKI, N.; SHIMOJO, T.; HIRAYAMA, K.; FURUKAWA, N.; KAGEYAMA, T. PID governor for black start. In: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 15, 2005, Liege. **Proceedings...** Liege: [s.n.], 2005.
- JASMON, G. B.; LEE, L. H. C. C. New contingency ranking technique incorporating a voltage stability criterion. **IEEE Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 140, n. 2, p. 87–90, Mar. 1993.
- JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M. R. Designing a new protection system for distribution networks including distributed generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 2008, Glasgow. **Proceedings...** Glasgow: [s.n.], 2008.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded generation**. London: The Institution of Electrical Engineers Press, 2000.
- JOVAN, M.; DRAGOSLAV, M. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 2, p. 1089–1094, Mai. 2008.
- KARI, M.; SAMI, R.; PERTTI, J.; MATTI, K. Definition of dg protection planning methods for network information systems. In: SEMINAR SMARTGRIDS FOR DISTRIBUTION, 2008, Frankfurt. **Proceedings...** Frankfurt: [s.n.], 2008.
- KEANE, A. A.; O'MALLEY, M. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 3, p. 1640–1646, Ago. 1995.
- KHAITAN, S. K.; LI, Y.; LIU, C. C. Optimization of ancillary services for system security: sequential vs. simultaneous lmp calculation. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRO/INFORMATION TECHNOLOGY, 2008, Ames. **Proceedings...** Ames: [s.n.], 2008.
- KHALESI, N.; HAGHIFAM, M.-R. Application of dynamic programming for distributed generation allocation. In: IEEE ELECTRICAL POWER & ENERGY CONFERENCE, 2009, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2009.
- KHATOR, S. K.; LEUNG, L. C. Power distribution planning: a review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 3, p. 1151–1159, Ago. 1997.
- KIRBY, B.; HIRST, E. Ancillary services and the use of facts devices. In: THE FUTURE OF POWER DELIVERY CONFERENCE, 1996, Washington DC. **Proceedings...** Washington DC: [s.n.], 1996.
- KUIT, G. A. M. V.; SLOOTWEG, J. g. Wind energy harvest and storage strategies in power plants. In: WIND ENERGY HARVEST AND STORAGE STRATEGIES IN POWER PLANTS, 2001, Brussels. **Proceedings...** Brussels: [s.n.], 2001.
- KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- LEE, H.; SCOTT, W. G. **Distributed power generation planning and evaluation**. London: Taylor and Francis Group, 2000.

- LEE, K.; KIM, S. H. Progress in distributed generation in korea. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: [s.n.], 2007.
- LI, Z. Security-constrained unit commitment for simultaneous clearing of energy and ancillary service markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1079–1088, Fev. 2005.
- LIEW, S. N.; BEDDOES, A.; STRBAC, G. Ancillary services market opportunities in active distribution networks. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON DISTRIBUTED GENERATION, 2, 2002, Stockholm. **Proceedings...** Stockholm: [s.n.], 2002.
- MADRIGAL, M.; QUINTANA, V. A security-constrained energy and spinning reserve markets clearing system using an interior-point method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n. 4, p. 1410–1416, Nov. 2000.
- MAKI, K.; REPO, S.; JARVENTAUSTA, P. Methods for assessing the protection impacts of distributed generation in network planning activities. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 9, 2008, Glasgow. **Proceedings...** Glasgow: [s.n.], 2008.
- MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 16, n. 1, p. 5–12, Fev. 2002.
- MCDERMOTT, T. E.; DUGAN, R. C. Pq, reliability and dg. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 9, n. 5, p. 17–23, Set. 2003.
- MENDEZ, V. H.; RIVIER, J.; GOMEZ, T. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 2, p. 533–540, Mai. 2006.
- MERIDIAN. **Wind turbines**. Wellington: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://www.meridianenergy.co.nz/for-farm/?nr>>. Acesso em: 18 fev. 2009.
- MEYER, B.; BAMBERGER, Y.; BEL, I. Electricité de france and integration of distributed energy resources. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2006.
- MOTAMEDI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Ancillary service markets. In: LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, 2007, Montreal. **Proceedings...** Montreal: [s.n.], 2007.
- MOUSSA, H. A. M.; YU, Y. Dynamic interaction of multi-machine power system and excitation control. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 93, n. 4, p. 1150–1158, Jul. 1974.
- MOYA, F. D. **Serviços ancilares através da geração distribuída**: reserva de potência ativa e suporte de reativos. 2009. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.
- MURTAGH, B. A.; SAUNDERS, M. A. **User guide for MINOS 5.5**. Stanford: Stanford University Press, 2003.

- NARA, K.; HAYASHI, Y.; IKEDA, K.; ASHIZAWA, T. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, Columbus. **Proceedings...** Columbus: [s.n.], 2001.
- NATIONAL GRID COMPANY - NGET. **An introduction to black start**. Northampton: [s.n.], 2008. Disponível em: <www.nationalgrid.com>. Acesso em: 13 ago. 2009.
- NATIONAL GRID COMPANY - NGET. **Black start commercial workshop**. Northampton: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/2F04A35D-3893-4700-9419-048582785C3E/33423/02.Black_Start_Commercial_Workshop_3.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2009.
- NIELSEN, J. E. **Review of technical options and constraints for integration of distributed generation in electricity networks**. Amsterdam: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03076.pdf>. Acesso em: 7 nov. 2009.
- OCHOA, L. F.; PADILHA, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, Jul. 2006.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Controle da geração em operação normal**: submódulo 10.8. Brasília: [s.n.], 2008. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/modulo_10.aspx>. Acesso em: 15 dez. 2009.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Requisitos mínimos para a conexão à rede básica**: submódulo 3.6. Brasília: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/modulo_03.aspx>. Acesso em: 15 dez. 2009.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Diretrizes e critérios para estudos elétricos**: submódulo 23.3. Brasília: [s.n.], 2009. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/modulo_23.aspx>. Acesso em: 15 dez. 2009.
- OREN, S. S. Design of ancillary service market. In: INTERNATIONAL CONFERENCE SYSTEM SCIENCES, 34, 2001, Hawaii. **Proceedings...** Hawaii: [s.n.], 2001.
- PAPOULIS, A. **Probability, random variables, and stochastic processes**. New York: McGraw-Hill, 1984.
- PHILIP, P.; ROBERT, W.; MELLO, W. d. Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 - radial distribution systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. **Proceedings...** Seattle: [s.n.], 2000.
- QIAN, K.; ZHOU, C.; YUAN, Y.; SHI, X.; ALLAN, M. Analysis of the environmental benefits of distributed generation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2008, Pittsburg. **Proceedings...** Pittsburg: [s.n.], 2008.
- QUINTANA, V. H.; TEMRAZ, H. K.; HIPEL, K. W. Two-stage power syystem distribution planning algorithm. **IEE Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 140, n. 1, p. 17–29, Jan. 1993.
- RASHIDINEJAD, M.; SONG Y. H.; JAVIDI M. H. Contingency reserve pricing via a joint energy and reserve dispatching approach. **Energy Conversion and Management**, Amsterdam, v. 43, n. 4, p. 537–548, Mar. 2002.

- RAU, N. S.; WAN, Y. H. Optimal location of resources in distribution planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 4, p. 2014–2020, Nov. 1994.
- REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A survey of frequency and voltage control ancillary services-part I: technical features. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 350–357, Fev. 2007.
- REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A survey of frequency and voltage control ancillary services-part II: economic features. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 358–366, Fev. 2007.
- RENAN, S. M. **Avaliação da capacidade de transferência e alocação de perdas em sistemas de transmissão**. 2011. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.
- ROSIPAL, M.; KRAMER N. **Overview and recent advances in partial least squares**. Berlin: Springer-Verlag, 2006.
- KONOPINSKI, P.; VIJAYAN P.; AJJARAPU V. Extended reactive capability of DFIG wind parks for enhanced system performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 24, n. 3, p. 1346–1355, Jul. 2009.
- SHAHIDEHPOUR, M. **Market operation in electric power system**. New York: John Wiley & Sons, 2002.
- SHEIDAEI, F.; SHADKAM, M.; ZAREI, M. Optimal distributed generation allocation in distribution systems employing ant colony to reduce losses. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 43, 2008, Padova. **Proceedings...** Padova: [s.n.], 2008.
- SHENZHEN. **Photovoltaic modules**. Beijing: [s.n.], 2007. Disponível em: <http://www.shenzhenphotovoltaictechnology.com/pv_modules_series.html>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- SINGH, H. Auctions for ancillary services. **Decision Support Systems**, Amsterdam, v. 24, n. 4, p. 183–191, Jan. 1999.
- SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** Chicago: [s.n.], 2002.
- SOLAR AND WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT - SWERA. **Solar and wind energy resource assessment**. Paris: [s.n.], 2008. Disponível em: <<http://swera.unep.net/>>. Acesso em: 18 jan. 2009.
- SOROUDI, A.; EHSAN, M. Multi objective distributed generation planning in liberalized electricity markets. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2008, Chicago. **Proceedings...** Chicago: [s.n.], 2008.
- TANG, Y.; YUAN, F.; WAN, Q. A new method for assessing ancillary service of facts in congestion management. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: [s.n.], 2007.

- THONG, V. V.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Using distributed generation to support and provide ancillary services for the power system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER, 2007, Capri. **Proceedings...** Capri: [s.n.], 2007.
- TRIGGIANESE, M.; LICCARDO, F.; MARINO, P. Ancillary services performed by distributed generation in grid integration. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER, 2007, Capri. **Proceedings...** Capri: [s.n.], 2007.
- ULLAH, N. R.; BHATTACHARYAN, K.; THIRINGER, T. Wind farms as reactive power ancillary service providers - technical and economic issues. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 24, n. 3, p. 661–672, Set. 2009.
- VAN, T. V. **Impact of distributed generation on power system operation and control**. 2006. Tese (Doutorado) - Katholieke Universiteit, Leuven, 2006.
- VRIES DE, L. J. **Securing the public interest in electricity generation markets, the myths of the invisible hand and the copper plate**. Delft: Delft University of Technology Press, 2004.
- VU, T.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Interconnection of distributed generators and their influences on power system. **International Energy Journal**, Pathumthani, v. 6, n. 1, p. 127–140, Jun. 2005.
- VU, T.; DRIESEN, J.; BELMANS, R. Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources. **International Journal of Distributed Energy Resources**, Amsterdam, v. 1, n. 3, p. 227–240, Set. 2005.
- WALLING, R. A.; DUGAN, R. C.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, Jul. 2008.
- WANG, Y.; ZHANG, Y. Optimal algorithm of distribution network planning including distributed generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 3, 2008, Nanjuing. **Proceedings...** Nanjuing: [s.n.], 2008.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power generation, operation and control**. New York: John Wiley & Sons, 1996.
- WU, T. Pricing energy and ancillary services in integrated markets systems by an optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 1, p. 339–347, Fev. 2007.
- XU, Y.; TOLBERT, L. M.; RIZY, D. T.; KUECK, J. D. Nonactive-power-related ancillary services provided by distributed energy resources. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2007, Tampa. **Proceedings...** Tampa: [s.n.], 2007.
- ZADEH, L. A. Fuzzy sets. **Information and Control**, Amsterdam, v. 8, n. 4, p. 338–353, Nov. 1965.
- ZADEH, L. A. Fuzzy algorithms. **Information and Control**, Amsterdam, v. 12, n. 2, p. 94–102, Dez. 1968.
- ZAMMIT, M. A. B. Design ancillary service markets for power system security. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 9, p. 50–58, Fev. 2007.

ZITZLER, E. **Evolutionary algorithms for multiobjective optimization**: methods and applications. 1999. Tese (Doutorado) - Universität Shaker, Verlag, 1999.

ZITZLER, E. Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength pareto approach. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, New York, v. 3, n. 4, p. 257–271, Nov. 1999.

APÊNDICE A – Dados dos Sistemas Modificados (Equivalentes Monofásicos)

A.1 Dados do Sistema IEEE-34

Na Tabela A.1 são apresentados os dados do sistema teste modificado IEEE-34.

Tabela A.1 – Sistema teste IEEE-34.

Linha	Barra i	Barra j	Distância (km)	R_{ij} (Ω/km)	X_{ij} (Ω/km)	P_{Dj} (kW)	Q_{Dj} (kVar)
1	0	1	0,7864	1,0501	0,5224	9,1667	4,8333
2	1	2	0,5273	1,0501	0,5224	9,1667	4,8333
3	2	3	9,8237	1,0501	0,5224	2,6667	1,3333
4	3	4	1,7691	0,1423	0,3203	2,6667	1,3333
5	3	5	11,4300	1,0501	0,5224	0	0
6	5	6	9,0617	1,0501	0,5224	0	0
7	6	7	3	1,0501	0,5224	0	0
8	7	8	0,0945	1,0501	0,5224	0,8333	0,3333
9	8	9	0,5212	0,1423	0,3203	5,6667	2,8333
10	8	10	3112	1,0501	0,5224	8,1667	4
11	9	11	14,6761	0,1423	0,3203	28167	14,5000
12	10	12	256	1,0501	0,5224	1,8333	0,8333
13	10	13	0,9235	0,1423	0,3203	6,6667	3,3333
14	11	14	4188	0,1423	0,3203	22,5000	11,6667
15	12	15	6,2301	1,0501	0,5224	16167	7,1667
16	15	16	0,1585	1,0501	0,5224	0,6667	0,3333
17	16	17	11,2258	1,0501	0,5224	0	0
18	16	18	7111	0,1423	0,3203	0,6667	0,3333
19	17	19	3	1,0501	0,5224	2,5	1,1667
20	19	20	3,2187	696	0,5175	0	0
21	19	21	1,4935	1,0501	0,5224	8,1667	4,1667
22	20	22	3,2187	696	0,5175	150	75
23	21	23	1777	1,0501	0,5224	29,6667	15
24	21	24	0,4938	0,1423	0,3203	0,3333	0,1667
25	23	25	0,6157	1,0501	0,5224	58	35,3333
26	23	26	0,0853	1,0501	0,5224	1,5000	0,8333
27	25	27	0,8169	1,0501	0,5224	20,3333	10,5000
28	26	28	0,4115	1,0501	0,5224	144	109,6667
29	27	29	0,0853	1,0501	0,5224	4,6667	2,3333
30	27	30	0,2621	1,0501	0,5224	15,6667	10,3333
31	28	31	1,1095	1,0501	0,5224	11,3333	5,6667
32	29	32	1,4813	0,3697	0,3370	4,6667	2,3333
33	31	33	0,1615	1,0501	0,5224	23,8333	17,8333

A.2 Dados do Sistema IEEE-37

Na Tabela A.2 são apresentados os dados do sistema teste modificado IEEE-37.

Tabela A.2 – Sistema teste IEEE-37.

Linha	Barra i	Barra j	Distância (km)	R_{ij} (Ω/km)	X_{ij} (Ω/km)	P_{Dj} (kW)	Q_{Dj} (kVar)
1	0	1	0,5639	0,1412	0,1450	210	105
2	1	2	0,2926	0,1967	0,2047	0	0
3	2	3	0,1219	0,9867	0,3172	0	0
4	2	5	0,1097	0,5088	0,2902	28,3333	13,3333
5	2	4	0,4023	0,1967	0,2047	0	0
6	4	8	0,0732	0,9867	0,3172	14	7
7	4	9	0,1829	0,5088	0,2902	28,3333	13,3333
8	10	13	0,0244	0,9867	0,3172	12,6667	6
9	10	14	0,2438	0,5088	0,2902	28,3333	13,3333
10	3	6	0,0975	0,9867	0,3172	31	14,6667
11	3	7	0,0732	0,9867	0,3172	28,3333	13,3333
12	21	25	0,0853	0,9867	0,3172	14	7
13	22	27	0,2317	0,9867	0,3172	14	7
14	22	26	0,0366	0,9867	0,3172	53,6667	26,6667
15	18	24	0,0975	0,5088	0,2902	28,3333	13,3333
16	18	23	0,0975	0,9867	0,3172	14	7
17	12	17	0,1829	0,5088	0,2902	28,3333	13,3333
18	12	18	0,0975	0,5088	0,2902	0	0
19	29	32	0,0610	0,9867	0,3172	70,3333	34
20	29	31	0,3901	0,9867	0,3172	14	7
21	34	36	0,1219	0,5088	0,2902	14	7
22	34	35	0,0610	0,9867	0,3172	28,3333	13,3333
23	5	10	0,1585	0,5088	0,2902	0	0
24	13	20	0,1585	0,9867	0,3172	28,3333	13,3333
25	14	22	0,2804	0,9867	0,3172	0	0
26	14	21	0,1829	0,5088	0,2902	0	0
27	8	11	0,0853	0,5088	0,2902	14	7
28	9	12	0,0610	0,5088	0,2902	0	0
29	24	28	0,17069	0,508843	0,290163	14	7
30	28	30	0,19507	0,508843	0,290163	46,6667	23,3333
31	28	29	0,1585	0,986697	0,31721	0	0
32	30	33	0,12192	0,508843	0,290163	0	0
33	33	34	0,12192	0,508843	0,290163	0	0
34	11	16	0,06096	0,986697	0,31721	42	21
35	11	15	0,08534	0,986697	0,31721	14	7
36	12	19	0,18288	0,508843	0,290163	28,3333	13,3333