



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Campus de Ilha Solteira

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração Distribuída em um Ambiente Competitivo

Jesús María López Lezama

Ilha Solteira - SP, Fevereiro de 2011



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração
Distribuída em um Ambiente Competitivo

Jesús María López Lezama

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Coorientador: Javier Contreras Sanz

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP - Campus
de Ilha Solteira, para obtenção do
Título de *Doutor em Engenharia
Elétrica*.
Área de Conhecimento: Au-
tomação.

Ilha Solteira - SP Fevereiro /2011

FICHA CATALOGRÁFICA

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

- L925a López Lezama, Jesús María.
Avaliação de localização e preço de contrato de geração distribuída em um ambiente competitivo / Jesús María López Lezama. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2011.
128 f. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2011
- Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Co-orientador: Javier Contreras Sanz
Inclui bibliografia
1. Geração distribuída. 2. Programação binível. 3. Teoria dos jogos.
4. Energia elétrica – Distribuição.



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

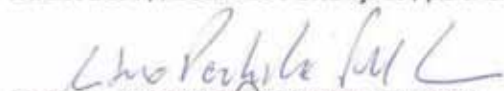
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração Distribuída em um Ambiente Competitivo

AUTOR: JESÚS MARÍA LÓPEZ LEZAMA

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



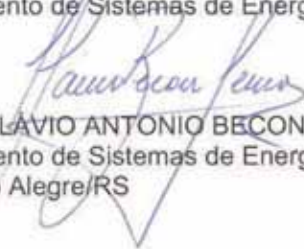
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



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. FLAVIO ANTONIO BECON LEMOS
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - Porto Alegre/RS

Data da realização: 16 de fevereiro de 2011.

Aos meus pais e à minha namorada Luisa, pelo amor e apoio nesta jornada.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me dar a força, paciência e sabedoria necessárias para realizar este trabalho.

Agradeço aos meus pais e a minha namorada Luisa Fernanda, pelo amor e constante apoio durante estes quatro anos.

Quero expressar meus mais sinceros agradecimentos ao professor Antonio Padilha, pela disposição, profissionalismo e empenho como orientador durante o doutorado.

Ao professor Javier Contreras Sanz da Universidade de Castilla La Mancha, pelas suas brilhantes ideias e contribuições, e aos companheiros do GSEE, em especial ao engenheiro David Pozo.

Aos professores e amigos do LaPSEE, pelos bons momentos compartilhados, amizade e ajuda. Aos meus amigos colombianos Lina, Galvis e Gallego que me acolheram desde minha chegada na Ilha e compartilharam comigo esta experiência desde o início.

Finalmente, agradeço a Universidade de Antioquia (UdeA), FEPISA e CAPES pelo apoio financeiro no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Nesta tese tem-se por objetivo a avaliação da alocação e preço de contrato de geração distribuída (GD) em ambientes competitivos. O trabalho apresentado é dividido em quatro temas principais. Na primeira parte deste trabalho é apresentado um modelo de despacho de GD com base em um fluxo de potência ótimo AC multiperíodo. A principal vantagem deste modelo é a avaliação, de forma implícita, do impacto da GD na rede da concessionária. No modelo proposto considera-se um modelo de mercado no qual a concessionária pode decidir comprar energia do mercado atacadista de energia através da subestação, ou alternativamente, das unidades de GD alocadas na sua rede, visando minimizar o pagamento no atendimento da demanda. Na segunda parte deste trabalho apresenta-se uma metodologia para calcular os preços de oferta de contrato da GD mediante programação binível. O modelo proposto considera a interação da concessionária e do proprietário da GD. De um lado, a concessionária procura minimizar o pagamento no atendimento da demanda. Para isto, utiliza-se um modelo de despacho simplificado similar ao apresentado na primeira parte deste trabalho. Por outro lado, o proprietário da GD procura maximizar seus lucros mediante a venda de energia. Ambos os agentes devem cumprir, com certas restrições, por exemplo, a concessionária deve atender toda a demanda respeitando os limites técnicos da rede, enquanto o proprietário da GD deve fornecer sua energia considerando os limites mínimos e máximos das unidades de GD. Os dois problemas de otimização são combinados em um problema de programação binível. A principal contribuição desta abordagem consiste na solução simultânea de dois problemas de otimização fornecendo preços de contrato que beneficiam a ambos os agentes. Na terceira parte deste trabalho é apresentado um Algoritmo Genético (AG) que permite determinar tanto a alocação quanto os preços de contrato ótimo das unidades de GD. Neste caso, utiliza-se novamente, um modelo de programação binível. Os possíveis preços de contrato são discretizados em um intervalo dado. As diferentes alternativas de alocação e preço de contrato fornecidas pelo AG são avaliadas usando o modelo de despacho desenvolvido na primeira parte deste trabalho. A principal vantagem do AG consiste em que não é necessário utilizar aproximações nas equações de fluxo de carga do despacho AC. Na última parte deste trabalho apresenta-se uma abordagem baseada na teoria dos jogos para calcular os preços de contrato da GD. Neste caso, considera-se um cenário em que as unidades de GD pertencem a diferentes proprietários, os quais concorrem entre eles para vender energia à concessionária. Os preços de contrato de energia resultantes desta concorrência são obtidos calculando os equilíbrios de Nash. Para isto, considera-se cada proprietário da GD como um jogador. As diferentes alternativas de ofertas de contrato são consideradas como as estratégias dos jogadores. Para todas as possíveis combinações de estratégias os lucros dos proprietários da GD são calculados usando o despacho ótimo desenvolvido na primeira parte deste trabalho. Os lucros são armazenados em uma matriz de pagamentos. Posteriormente, utiliza-se um software especializado para encontrar os equilíbrios de Nash desta matriz de pagamentos. Uma vantagem desta metodologia

consiste em que além dos preços, a alocação das unidades de GD também pode ser considerada como uma possível estratégia dos proprietários da GD.

Palavras-chave: Geração distribuída. Programação binível. Teoria de jogos.

ABSTRACT

This work aims to the theoretical analysis and computational implementation of the operation and planning of distributed generation (DG) in a competitive framework. This report is divided in four main topics. In the first part of this work a DG dispatch model, based on a multi-period AC optimal power flow is presented. The main advantage of this model lies in the fact that it implicitly considers the impact of DG in the network of the distribution company. The proposed model considers a market model in which the distribution company can decide to purchase energy from the wholesale energy market, through the substation, or alternatively, from the DG units within its network, aiming to minimize the payments incurred in attending the demand. In the second part of this work a methodology to calculate the contract price offers of the DG by means of bilevel programming is presented. The proposed model considers the interaction of the utility and the owner of the DG. On one hand, the distribution company procures the minimization of the payments incurred in attending the demand. For this a simplified dispatch model, similar to the one presented in the first part of this work, is used. On the other hand, the DG owner procures the maximization of his profits by the selling of energy. Both agents must accomplish with certain constraints, for instance, the distribution company must attend all its demand considering the technical limits of the network, and the owner of the DG must supply his energy considering minimum and maximum limits of the generation units. Both optimization problems are combined into a single bilevel optimization problem. The main contribution of this approach consists in the simultaneous solution of two optimization problems, providing contract prices that benefit both agents. In the third part of this work a Genetic Algorithm (GA) that allows to determine the optimal location and contract prices of the DG units is presented. In this case a bilevel programming model is used again. The possible contract prices are discretized within a specified range. The different alternatives of location and contract pricing provided by the GA are evaluated using the dispatch model developed in the first part of this work. The main advantage of the GA is that it is not necessary to use approximations on the power flow equations in the AC dispatch. In the last part of this work an approach based on game theory to compute the contract prices of DG is presented. In this case it is considered a scenario in which the DG units belong to different owners, which compete among them to sell energy to the distribution company. The resulting contract prices of this competition are obtained computing the Nash equilibria. For this, every DG owner is considered as a player. The different alternatives of contract price offers are the strategies of the players. For all possible combinations of strategies, the profits of the DG owners are calculated using the optimal dispatch developed in the first part of this work. The profits are stored in a payoff matrix. Subsequently, a specialized software is used to find the Nash equilibria of this payoff matrix. An advantage of this methodology is that besides the prices, the allocation of the DG units can also be considered as an strategy of the DG owners.

Keywords: Distributed generation. Bilevel programming. Game theory

LISTA DE FIGURAS

1	Concepção tradicional da indústria de fornecimento de energia elétrica. . .	7
2	Nova concepção da indústria de fornecimento de energia elétrica.	7
3	Configuração de uma Microrrede.	12
4	Principais divisões das tecnologias de GD.	13
5	Sistema de distribuição de 5 barras.	24
6	Perfil de tensões para diferentes cenários.	25
7	Perdas ativas para o sistema de distribuição de 5 barras da Figura 5. . . .	26
8	Perdas reativas para o sistema de distribuição de 5 barras da Figura 5. . .	26
9	Operação ilhada para um sistema de distribuição com GD.	27
10	GD como respaldo para uma carga.	28
11	Contribuição da GD na corrente de falta.	29
12	Modelo de mercado de comprador único.	34
13	Modelo de mercado de concorrência atacadista e no varejo.	35
14	Modelo de mercado com liberdade de escolha para todos os consumidores.	36
15	Ilustração de diferentes preços de energia para a concessionária.	37
16	Sistema de teste de 34 barras.	41
17	Distribuição de demanda na hora de pico.	41
18	Curva de carga do sistema de teste de 34 barras.	42
19	Preços da energia.	42
20	Perfil de tensões na hora de pico.	43
21	Preços marginais na hora 10.	43
22	Despacho programado da geração distribuída.	44

23	Perfil de tensões na hora de pico com e sem GD.	44
24	Preços marginais na hora 10 com e sem GD.	45
25	Perdas ativas com e sem GD.	45
26	Despacho programado considerando uma oferta de 72\$/MWh para ambas unidades de GD.	46
27	Despacho programado considerando uma oferta de 74\$/MWh para ambas unidades de GD.	47
28	Despacho programado considerando uma oferta de 76\$/MWh para ambas unidades de GD.	47
29	Despacho da GD considerando um contrato bilateral com preço fixo de energia.	48
30	Nova distribuição de demanda na hora de pico.	48
31	Despacho da GD considerando uma nova distribuição de demanda.	49
32	Perdas com e sem GD considerando uma nova distribuição de demanda.	49
33	Perdas do sistema para diferentes níveis de penetração da GD.	50
34	Diagrama de programação binível.	59
35	Sistema de distribuição de 34 barras.	64
36	Demanda agregada na subestação para as diferentes estações do ano.	65
37	Preços típicos da energia para as diferentes estações do ano.	65
38	Lucros para diferentes valores de contrato de GD1 e GD2.	66
39	Exemplo de curva de duração de demanda e sua aproximação.	67
40	Curvas de duração de demanda.	68
41	Curvas de duração de preços.	68
42	Preços marginais para os 5 primeiros patamares de carga do caso B.	70
43	Lucros para diferentes fatores de capacidade da unidade GD2 no caso A.	72
44	Codificação proposta para o AG.	79
45	Recombinação.	80

46	Fluxograma do AG proposto.	81
47	Sistema de distribuição de 34 barras.	82
48	Lucros para diferentes alocações de GD1 e GD2 considerando um preço de contrato fixo de 80\$/MWh.	83
49	Perdas de energia para diferentes alocações das unidades de GD considerando um preço de contrato fixo de 80\$/MWh.	84
50	Lucros para diferentes preços de contrato considerando uma alocação fixa das unidades de GD.	85
51	Desempenho do AG em três testes diferentes considerando três unidades de GD no caso C.	87
52	Lucros por MW instalado para os diferentes casos considerados.	88
53	Exemplo da forma extensiva de um jogo.	97
54	Sistema de distribuição de 10 barras.	102
55	Preços marginais para o sistema de distribuição de 10 barras.	102
56	Curva de duração de preços.	104
57	Curva de duração de carga.	105
58	Superfície de reação de GD1.	106
59	Superfície de reação de GD2.	107
60	Pagamentos da concessionária.	108
61	Rede de distribuição de 34 barras com 3 unidades de GD.	108
62	Comparação de preços de contrato com e sem concorrência para duas unidades de GD.	112
63	Comparação de preços de contrato com e sem concorrência para três unidades de GD.	114

LISTA DE TABELAS

1	Principais características dos motores de combustão interna.	14
2	Principais características das microturbinas.	15
3	Principais características dos motores stirling.	17
4	Principais características das células a combustível.	19
5	Principais características da energia eólica.	20
6	Principais características da energia solar fotovoltaica.	22
7	Dados de linha do sistema de 5 barras.	25
8	Dados das unidades de GD.	41
9	Operação com e sem GD.	46
10	Operação com e sem GD considerando uma nova distribuição de demanda.	48
11	Preços de contrato ótimo e lucros para o exemplo 1.	65
12	Pagamentos da concessionária com e sem GD para o exemplo 1.	66
13	Preços de contrato ótimo do exemplo 2.	67
14	Lucros por unidade de GD do exemplo 2.	67
15	Pagamentos da concessionária no exemplo 2.	69
16	Preços de contrato ótimo do exemplo 3.	69
17	Fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes casos considerados.	71
18	Alocação e preços de contrato para duas unidades de GD usando enumeração exaustiva.	84
19	Alocação e preços de contrato para duas unidades de GD mediante o AG.	86
20	Alocação e preços de contrato para três unidades de GD mediante o AG.	86

21	Alocação e preços de contrato para quatro unidades de GD mediante o AG.	86
22	Pagamentos da concessionária com e sem GD para os diferentes casos considerados.	87
23	Perdas de energia com e sem GD para os diferentes casos considerados. . .	88
24	Matriz de pagamentos para o dilema de prisioneiro.	94
25	Matriz de pagamentos do jogo do falcão e a pomba.	95
26	Matriz de pagamentos da batalha dos sexos.	96
27	Matriz de pagamentos para o caso 1.	103
28	Matriz de pagamentos para o caso 2.	104
29	Preços de equilíbrio de contrato de GD (em \$/MWh).	106
30	Lucros da GD considerando diferentes capacidades (em \$).	106
31	Preços de equilíbrio de contrato de GD (em \$/MWh).	109
32	Lucros da GD para diferentes capacidades (em \$).	109
33	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso A.	111
34	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso B.	111
35	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso C.	111
36	Pagos da concessionária com e sem concorrência entre os proprietários da GD, considerando duas unidades.	112
37	Lucros totais dos proprietários da GD considerando duas unidades com e sem concorrência.	113
38	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso A.	113
39	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso B.	113
40	Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso C.	114

41	Pagamentos da concessionária com e sem concorrência entre os proprietários da GD considerando três unidades.	114
42	Lucros totais dos proprietários da GD considerando três unidades com e sem concorrência.	115
43	Resumo dos diferentes modelos desenvolvidos.	118
44	Dados da demanda do sistema de 34 barras.	127
45	Dados de linhas do sistema de 34 barras.	128

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Metodologia	2
1.4	Estrutura do trabalho	3
1.5	Contribuições	4
2	Geração distribuída: considerações gerais	5
2.1	Introdução	5
2.2	A nova concepção da indústria de fornecimento de energia elétrica	6
2.3	Definição da geração distribuída	8
2.4	Benefícios da geração distribuída	9
2.5	Microrredes e Redes Inteligentes	10
2.6	Tecnologias de geração distribuída	13
2.6.1	Tecnologias de GD utilizando combustíveis fósseis	14
2.6.1.1	Motores de combustão interna	14
2.6.1.2	Microturbinas	15
2.6.1.3	Motores stirling	16
2.6.1.4	Células a combustível	18
2.6.2	Tecnologias de GD utilizando fontes renováveis	19
2.6.2.1	Energia eólica	19
2.6.2.2	Energia solar fotovoltaica	21

2.7	Impactos técnicos da geração distribuída	23
2.7.1	Perfil de tensão	23
2.7.2	Perdas elétricas	25
2.7.3	Confiabilidade	27
2.7.4	Estabilidade	29
3	Despacho ótimo de geração distribuída em sistemas de energia elétrica	31
3.1	Introdução	31
3.2	Principais modelos de mercados de energia elétrica	33
3.2.1	Modelo de mercado de comprador único	34
3.2.2	Modelo de mercado de concorrência atacadista e no varejo	35
3.2.3	Modelo de mercado com liberdade de escolha para todos os consumidores	35
3.3	Modelo de mercado considerado	36
3.4	Tecnologias de geração distribuída consideradas	38
3.5	Modelo de despacho ótimo	39
3.6	Testes e resultados	40
3.6.1	Operação sem geração distribuída	42
3.6.2	Operação com geração distribuída	43
3.6.2.1	Despacho ótimo considerando diferentes ofertas da GD	45
3.6.2.2	Despacho considerando contratos bilaterais	46
3.6.2.3	Despacho considerando uma distribuição diferente da demanda	47
3.7	Observações	50
4	Preço de contrato ótimo de geração distribuída mediante programação binível	51
4.1	Introdução	51

4.2	Fundamentos de programação binível	52
4.2.1	Transformação em um problema de um único nível	55
4.2.1.1	Problema equivalente de um nível usando as condições de KKT	55
4.2.1.2	Problema equivalente de um nível usando dualidade	57
4.3	Modelo de programação binível proposto	58
4.3.1	Problema do nível superior	59
4.3.2	Problema do nível inferior	60
4.3.3	Problema equivalente de um nível simples	62
4.4	Testes e resultados	64
4.4.1	Exemplo 1: Considerando curvas de demanda e preços sazonais	64
4.4.2	Exemplo 2: Considerando curvas de duração de demanda e preços	66
4.4.3	Exemplo 3: Considerando contratos de energia bilaterais	69
4.4.4	Exemplo 4: Considerando restrições de venda de energia	70
4.5	Observações	72
5	Alocação e preço de contrato ótimo da GD usando um algoritmo genético especializado	74
5.1	Introdução	74
5.2	Alocação ótima da GD	75
5.3	Modelo de programação binível proposto	76
5.4	AG especializado para determinar a alocação e preço de contrato ótimo da GD	77
5.4.1	Codificação	78
5.4.2	População inicial	79
5.4.3	Avaliação da função objetivo	79
5.4.4	Seleção	79
5.4.5	Recombinação	80

5.4.6	Mutação	80
5.4.7	Melhoria local da solução	80
5.4.8	Substituição da população	81
5.5	Testes e resultados	82
5.5.1	Solução por enumeração exaustiva	82
5.5.2	Solução através do AG proposto	85
5.6	Observações	88
6	Cálculo de preços de contrato e alocação da GD mediante teoria de jogos	90
6.1	Introdução	90
6.2	O que é teoria dos jogos?	91
6.3	As origens da teoria dos jogos	92
6.4	Definição formal de jogo	93
6.4.1	Exemplo 1 : O dilema do prisioneiro	93
6.4.2	Exemplo 2: O jogo do falcão e a pomba	95
6.4.3	Exemplo 3: A batalha dos sexos	96
6.5	Representação dos jogos	96
6.5.1	Forma normal	96
6.5.2	Forma extensiva	97
6.6	Tipos de Jogos	97
6.6.1	Jogos de n jogadores	97
6.6.2	Jogos simétricos e assimétricos	98
6.6.3	Jogos de soma zero e soma diferente de zero	98
6.6.4	Jogos simultâneos e sequenciais	98
6.6.5	Jogos com informação perfeita e informação imperfeita	98
6.7	Soluções de um jogo	99

6.7.1	Dominância	99
6.7.2	Equilíbrio de Nash	100
6.8	Teoria de jogos aplicada à determinação de preços de contrato e alocação da GD	100
6.8.1	Exemplo ilustrativo	101
6.8.1.1	Caso 1: GD1 na barra 2 e GD2 na barra 10	102
6.8.1.2	Caso 2: GD1 e GD2 na barra 10	103
6.9	Testes e resultados	104
6.9.1	Exemplo 1: Considerando duas unidades de GD	104
6.9.2	Exemplo 2: Considerando três unidades de GD	107
6.9.3	Exemplo 3: Considerando a alocação da GD como parte da estratégia109	
6.9.3.1	Caso1: Duas unidades de GD	110
6.9.3.2	Caso2: Três unidades de GD	112
6.10	Observações	115
7	Conclusões e trabalhos futuros	116
	Referências	119
	Apêndice A – Dados do sistema de distribuição de 34 barras	127

1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se uma breve introdução sobre a pesquisa desenvolvida, sendo apresentados a motivação para a escolha do trabalho, os objetivos, a metodologia e a estrutura do documento.

1.1 Motivação

O setor elétrico tem apresentado um renovado interesse pela geração distribuída (GD). Esse interesse tem sido motivado por diversos aspectos os quais incluem: a reestruturação dos mercados elétricos, novas políticas para a redução na emissão de gases poluentes, a busca pela eficiência energética e a diversificação da matriz energética. Consequentemente, é cada vez mais comum a presença de geração em pequena escala nas redes de distribuição. Este novo cenário traz novos desafios técnicos e econômicos já que as redes de distribuição não foram inicialmente planejadas para operar em conjunto com unidades de geração. A GD não é um conceito novo. De fato, no começo da era da eletricidade, toda a demanda era atendida de forma local mediante pequenos geradores de corrente contínua. Posteriormente, a corrente alternada começou a ser usada, e a indústria elétrica evoluiu, podendo transmitir potência a lugares cada vez mais distantes, o que levou à geração em larga escala. As economias de escala fizeram com que a geração distribuída fosse gradualmente substituída pela geração centralizada. Porém, na última década, a GD tornou-se competitiva diante da geração tradicional devido principalmente ao avanço das novas tecnologias de geração e à transição da indústria elétrica para um modelo competitivo.

O novo auge da GD tem motivado diversos tipos de pesquisa, os quais incluem a valoração do impacto na rede em termos de perdas, níveis de tensão, qualidade da energia e confiabilidade entre outros. Um tópico amplamente desenvolvido é a alocação e o dimensionamento ótimo da GD nas redes de distribuição. Neste sentido, na literatura especializada podem-se encontrar diferentes métodos que buscam calcular o nível ótimo

de penetração da GD na rede considerando fatores técnicos e econômicos. Um elemento comum na maioria dos estudos de GD é que a abordagem do problema é feita do ponto de vista da concessionária. Porém, nesta pesquisa é considerado o ponto de vista tanto da concessionária quanto do proprietário da GD. Para isto, utilizam-se conceitos de teoria de jogos e programação binível.

O foco principal desta pesquisa consiste na interação da GD em um contexto de mercado elétrico liberalizado que lhe permita ter uma participação mais ativa. Considera-se um cenário no qual a concessionária valoriza, de forma quantitativa, o impacto da GD na sua rede e utiliza esta avaliação na determinação do preço de contrato da energia. É considerado ainda o caso em que diferentes unidades de GD, pertencentes a diferentes proprietários, concorrem no atendimento da demanda. Em todos os casos de estudo considera-se que a concessionária tem opção de comprar energia no mercado atacadista de energia ou dos geradores distribuídos na sua rede.

1.2 Objetivos

Os objetivos desta tese são os seguintes:

- explorar metodologias que permitam calcular o preço de contrato de energia da GD em ambientes competitivos;
- determinar a alocação ótima de geração distribuída em redes de distribuição considerando ambientes competitivos.

1.3 Metodologia

Inicialmente, desenvolve-se um modelo de despacho ótimo de GD visando minimizar os pagamentos da concessionária na compra de energia. O modelo consiste basicamente em um fluxo de potência ótimo AC multiperíodo com variáveis contínuas e desacoplado no tempo. Neste modelo considera-se que a concessionária pode adquirir energia do mercado atacadista mediante contratos bilaterais com preços fixos ou variáveis. Alternativamente, a concessionária pode comprar energia das unidades de GD alocadas na sua rede. A compra de energia das unidades de GD constitui uma boa opção especialmente nas horas de pico, quando, dependendo do mercado, os preços da energia são maiores, e ao mesmo tempo as perdas da rede aumentam e o perfil de tensões diminui. O modelo de despacho é

desenvolvido em Matlab usando como base o software Matpower (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS,).

Posteriormente, é proposto um modelo de programação binível para determinar os preços de contrato da GD. Esse modelo considera ao mesmo tempo a minimização dos pagamentos da energia procurada pela concessionária e a maximização dos lucros procurada pelo proprietário da GD. O problema de otimização de dois níveis é transformado num problema de um único nível utilizando as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker e posteriormente é resolvido a través do software GAMS. A mesma estrutura de programação binível é também utilizada para calcular os preços de contrato e a alocação das unidades de GD mediante um Algoritmo Genético (AG).

Por último, apresenta-se uma metodologia baseada na teoria de jogos para determinar os preços de contrato da GD. Neste caso, considera-se um cenário no qual várias unidades de GD, pertencentes a diferentes proprietários, concorrem para vender energia à concessionária. Cada proprietário da GD é considerado como um jogador, sendo suas estratégias as possíveis ofertas de preço de contrato. Para todas as combinações de estratégias, os lucros dos proprietários da GD são armazenados em uma matriz de pagamentos e posteriormente os equilíbrios de Nash do jogo são calculados usando um software especializado. A alocação das unidades de GD também é modelada considerando o mesmo conceito de concorrência.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira: no Capítulo 2 apresentam-se considerações gerais relativas à GD e ao seu papel na nova estrutura do setor elétrico. Descrevem-se brevemente as principais tecnologias de GD junto com os seus impactos. No Capítulo 3 apresenta-se um modelo de despacho de GD que considera como objetivo a minimização dos pagamentos da concessionária pela compra de energia. Neste modelo, a concessionária deve decidir a quantidade de energia a comprar do mercado atacadista e da GD na sua rede. No Capítulo 4 apresenta-se um modelo de otimização binível para calcular os preços de contrato considerando os problemas de otimização da concessionária e do proprietário da GD. Por um lado, a concessionária busca a minimização dos pagamentos pela compra de energia, e por outro lado o proprietário da GD busca a maximização dos seus lucros pela venda da energia. O modelo proposto considera de forma implícita a melhor estratégia para ambos os agentes. No Capítulo 5 apresenta-se um AG que permite

calcular tanto os preços de contrato quanto a alocação das unidades de GD considerando um esquema de programação binível como o apresentado no Capítulo 4. No Capítulo 6 utiliza-se o modelo de despacho descrito no Capítulo 3 para calcular os lucros da GD e posteriormente, os preços de contrato de energia considerando concorrência são obtidos usando um software especializado. Para isso, utilizam-se conceitos de teoria de jogos. Finalmente, no Capítulo 7 apresentam-se as conclusões da pesquisa e as considerações para sua continuação.

1.5 Contribuições

A principal contribuição desta tese consiste na integração da GD em um ambiente de mercado competitivo. Inicialmente é desenvolvido um modelo de despacho ótimo de GD que permite à concessionária decidir quanta energia comprar da GD e quanta do mercado atacadista, visando a minimização dos pagamentos pela compra de energia. A principal contribuição desse modelo consiste em que o impacto da GD na rede é considerado de forma implícita no despacho, consequentemente, a concessionária não somente considera o preço de oferta da GD, mas também o impacto desta na rede. Posteriormente, são utilizados conceitos de programação binível para determinar tanto o preço quanto a alocação ótima de diferentes unidades de GD pertencentes a um único proprietário. A principal contribuição deste tipo de modelos consiste na combinação e solução simultânea de dois problemas de otimização: o problema de minimização de pagamentos da concessionária, e o problema de maximização de lucros por parte do proprietário da GD. Além do mais, uma abordagem binível garante o fornecimento de sinais econômicos claros para o investimento em GD. Finalmente, considera-se um cenário em que diferentes proprietários de GD concorrem entre eles para vender energia à concessionária. Esses agentes devem decidir tanto o preço de energia, quanto a alocação na rede que lhes garantam máximos lucros. Esse problema é abordado usando teoria de jogos. A principal contribuição consiste em uma abordagem baseada em jogos não-cooperativos que permite a integração da GD em um ambiente competitivo.

2 Geração distribuída: considerações gerais

2.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica existem há pouco mais de 120 anos. No seu início, a indústria elétrica caracterizava-se por pequenos geradores de corrente contínua localizados perto dos centros de consumo. A indústria elétrica iniciou sua história usando geração alocada na própria rede de distribuição perto da demanda. Pouco tempo depois, esta estrutura inicial foi substituída por um esquema centralizado, mediante construções de centrais geradoras próximas às fontes de energia primária (grandes rios, minas de carvão, etc). Essa mudança inicial aproveitava a propriedade da corrente alternada para transportar energia em grandes distâncias com baixas perdas. Durante mais de um século a indústria elétrica continuou desenvolvendo-se sob o mesmo paradigma. As centrais geradoras ficaram cada vez maiores aproveitando as economias de escala e os sistemas de transmissão elevaram sua tensão nominal para transportar energia a lugares cada vez mais afastados, permitindo a interconexão de grandes sistemas para usufruir as vantagens de maior segurança e economia. No entanto, nas últimas duas décadas diversos fatores têm voltado o interesse da indústria elétrica novamente para a geração a pequena escala perto dos consumidores. Esses fatores incluem (CHOWDHURY; CRESSLEY, 2009):

1. A reestruturação da indústria elétrica, com a consequente introdução da concorrência no setor elétrico. Essa reestruturação implica na mudança de um ambiente centralizado e regulamentado para um novo ambiente descentralizado, no qual a geração e a comercialização passam a desempenhar papéis competitivos na busca de eficiência econômica e qualidade no fornecimento da energia.
2. Preferência pela utilização de recursos renováveis diante dos combustíveis fósseis devido às políticas ambientalistas que visam uma redução nas emissões de gases poluentes. Como parte do protocolo de Kyoto, muitos países estão adotando políticas

para a redução das emissões de CO_2 e outros gases poluentes com o intuito de lutar contra a mudança climática e o efeito estufa.

3. O incremento na eficiência no processo global de geração nas aplicações de co-geração (produção combinada de energia elétrica e calor) nas quais a GD desempenha um papel fundamental.
4. O rápido incremento na demanda em regiões isoladas.
5. Avanços significativos em tecnologias de geração em pequena escala, como a energia eólica, solar, as microturbinas e as células a combustível.
6. As grandes centrais geradoras hidrelétricas, termelétricas convencionais ou nucleares, apresentam cada vez mais dificuldades para as suas construções devido aos impactos sócio-ambientais que inevitavelmente causam.
7. Restrições ambientais, políticas e geográficas na expansão de sistemas de geração, transmissão e distribuição.

2.2 A nova concepção da indústria de fornecimento de energia elétrica

Em quase todos os países do mundo, a integração e formação de monopólios tem sido consequência derivada do fato de que o montante ótimo dos investimentos em geração era tão grande, que somente podia ser pago pelos governos. Por esse motivo, na maioria dos países o Estado era o proprietário exclusivo e o encarregado de controlar os sistemas de potência. A maioria dos sistemas de potência atuais têm sido operados e planejados sob uma concepção tradicional. Essa concepção consiste em grandes centros de geração alocados em distâncias consideráveis do centro de consumo, e grandes redes de transporte que levam a energia aos consumidores. Nesse esquema, a produção de eletricidade dentro de uma indústria de fornecimento de energia elétrica consta de quatro atividades (geração, transmissão, distribuição e consumo), definindo quatro níveis como apresentado na Figura 1.

Como consequência do aumento sustentado da demanda, a indústria do fornecimento de energia elétrica é uma indústria em crescimento contínuo. Isso evidentemente faz com que a geração deve aumentar, de forma permanente, para cumprir com os novos requerimentos da demanda. Portanto, é frequente a instalação de novas usinas de geração

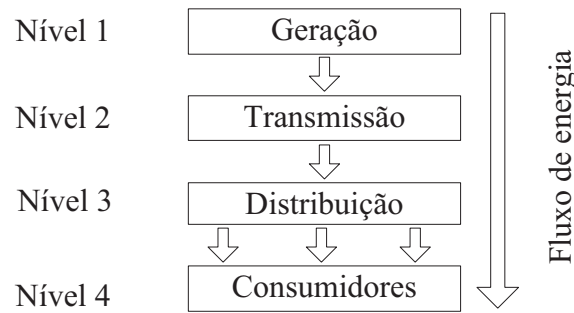


Figura 1: Concepção tradicional da indústria de fornecimento de energia elétrica.

exclusivamente no nível 1 da Figura 1, enquanto que as ampliações da rede de transmissão são menos frequentes. Um dos principais elementos dessa lógica de desenvolvimento do setor elétrico é que as decisões são tomadas de forma centralizada (STOFT, 2002).

Atualmente, existe uma nova concepção da indústria elétrica que tem sido impulsionada por vários fatores, os quais incluem: avanços tecnológicos na geração de pequena escala, a reestruturação do setor elétrico, novas políticas ambientais e a expansão do mercado financeiro. Esta nova concepção permite que a geração não seja exclusiva do nível 1, de modo que uma parte da demanda pode ser suprida localmente mediante geração distribuída como indicado na Figura 2.

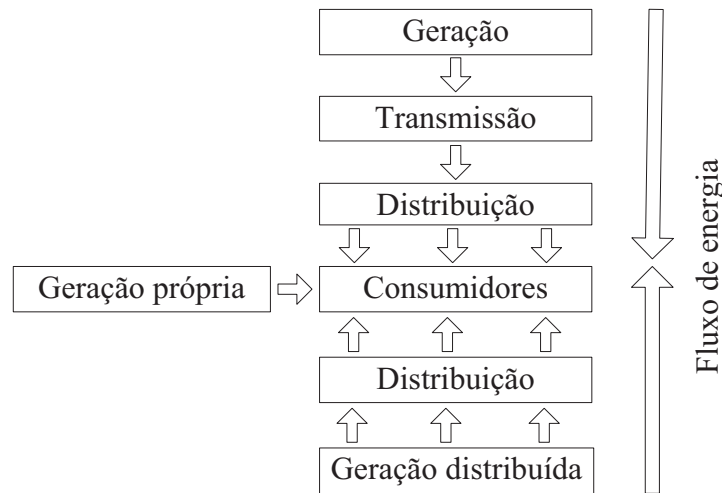


Figura 2: Nova concepção da indústria de fornecimento de energia elétrica.

2.3 Definição da geração distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração de energia elétrica realizada próxima dos consumidores. A importância da GD começou a se destacar nos últimos anos quando muitos países optaram pelo regime de competição no setor elétrico e passaram a incentivar a evolução de novas tecnologias de geração. Embora o conceito de GD seja simples, ainda não existe um consenso sobre sua definição. Existem várias definições específicas de GD, dependendo da capacidade de geração, o nível de tensão, tecnologia, impacto ambiental, etc. Apesar das diferenças nas definições, podem-se enumerar os seguintes atributos da GD (CHOWDHURY; CRESSLEY, 2009).

- Não é centralmente planejada nem despachada.
- Sua capacidade normalmente é menor do que 50MW.
- Usualmente é conectada no sistema de distribuição em níveis de tensão que podem variar entre 230/415 V até 145 kV.

A geração distribuída pode ser denominada também através dos termos de "geração embutida" ou "geração dispersa" e num contexto mais abrangente, como um componente dos "recursos distribuídos" os quais incluem, além da geração, o armazenamento de energia.

No trabalho de Ackermann, Andersson e Soder (2004) a GD é definida como uma fonte de geração conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor. Os autores, nesse mesmo trabalho, analisam questões referentes ao propósito, locação, tecnologia, impacto ambiental, modo de operação e capacidade de geração. Além do mais, a GD é classificada em micro, pequena, média e grande dependendo da sua capacidade. Para o EPRI (*Electrical Power Research Institute* - Instituto de Pesquisas em Energia Elétrica) as fontes distribuídas são pequenas gerações (de até 50MW) ou dispositivos de armazenamento de energia localizados perto dos consumidores ou das subestações de distribuição ou subtransmissão (EPRI, 2008). Para o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*), a geração descentralizada é uma geração suficientemente pequena para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor (SILVA; HADDAD, 2006). Por outro lado, existem também definições da GD independentes da capacidade instalada. Para o CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques* - Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos de Potência), por exemplo, a geração

distribuída é a geração que não é planejada nem despachada de forma centralizada independentemente da sua capacidade (VINICIUS; BOROTNI; HADDAD, 2005). Finalmente, a definição utilizada neste trabalho é a dada pelo PRODIST (Procedimentos da Distribuição) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o qual define a GD como "a geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)" (ANEEL, 2009).

2.4 Benefícios da geração distribuída

Nas pesquisas desenvolvidas pelo CIRED (*Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution* - Conferência Internacional das Redes Elétricas de Distribuição) (CIRED, 1997) e CIGRE (CIGRE, 1997), no final da década de 1990, foram identificados os aspectos mais relevantes da GD, os quais incluem: redução na produção de gases poluentes, redução nos custos de transmissão, diversificação das fontes energéticas, disponibilidade de usinas modulares, tempos de construção reduzidos e menor capital para pequenas usinas.

Embora todos os benefícios da GD possam ser expressos em termos monetários, alguns têm um componente eminentemente técnico, conseqüentemente, os benefícios da GD podem ser classificados em dois grupos: técnicos e econômicos (BROWN; FREEMAN,), (BROWN et al.,). Os principais benefícios técnicos são:

- possibilidade de redução das perdas elétricas;
- melhoria do perfil de tensão;
- redução de emissões poluentes;
- melhoria da confiabilidade para cargas críticas;
- melhoria da qualidade da potência; e
- redução de congestionamento na transmissão.

Os principais benefícios econômicos são:

- postergação de investimentos na transmissão e distribuição;

- redução nos requerimentos de reserva de geração;
- operação mais econômica devido a utilização da GD nas horas de pico; e
- redução nos custos de combustível.

É importante mencionar o fato de que os benefícios da GD dependem de fatores como da alocação e do dimensionamento das unidades; as características particulares da rede e do nível de penetração da GD. Por outro lado, existem alguns inconvenientes relacionados com o uso da GD, como por exemplo, o aumento nos níveis de curto-circuito, elevação do perfil de tensão e inconvenientes na coordenação de proteções (CHAITUSANEY; YOKOYAMA,). Além do mais, algumas fontes de GD dependem da variabilidade de fenômenos naturais como ventos ou incidência do sol, os quais introduzem um novo componente de incerteza na operação dos sistemas de energia elétrica.

2.5 Microrredes e Redes Inteligentes

Em muitos países as redes de distribuição encontram-se numa etapa de transição de redes passivas com fluxos unidirecionais para redes ativas com fluxos bidirecionais. As redes de distribuição sem GD são passivas, dado que recebem energia de uma única fonte (a subestação) para distribuir de forma unidirecional aos usuários da rede. Com a incorporação da GD a rede passa de ter uma única fonte a ter várias fontes de energia, tornando-se uma rede ativa com fluxos bidirecionais. Com o intuito de aproveitar os recursos distribuídos, as redes ativas precisam da incorporação de sistemas de controle flexíveis e inteligentes. Esse processo leva ao conceito de microrredes (*microgrids*) e redes inteligentes (*smart grids*) (AMIN; WOLLENBERG, 2005). O conceito de redes inteligentes envolve diferentes tecnologias e aplicações. Basicamente, uma rede inteligente pode ser considerada como uma rede ativa na qual podem estar integrados diferentes tipos de recursos energéticos distribuídos, os quais incluem GD e sistemas de armazenamento de energia. Uma das principais características das redes inteligentes é que permite a participação ativa dos consumidores. Por exemplo, um consumidor pode estar informado das mudanças da tarifa de energia em tempo real, e, conseqüentemente, reagir a estes preços mediante uma mudança no seu consumo. Tudo isso implica porém em um alto investimento em tecnologia da informação. Uma tentativa de definição do conceito de *smart grid* é apresentada em (EPRI, 2008): "A expressão *smart grid* pode ser entendida como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infraestrutura

de energia elétrica existente, para prover a informação correta para a entidade correta, no instante correto, para tomar a decisão correta. É um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, é autorrecuperável, e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes”. Algumas das características das redes inteligentes são (WANG et al., 2009):

- auto-recuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- participação ativa do consumidor: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- tolerância aos ataques externos: capacidade de mitigar e resistir aos ataques físicos e ciber-ataques;
- qualidade de energia: capacidade de prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- redução do impacto ambiental: a redução do impacto ambiental é logrado mediante a utilização de geração renovável e a redução de perdas; e
- participação no mercado: capacidade de participar e beneficiar-se dos mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração.

Por outro lado, o conceito de microrrede se enquadra na concepção geral de uma Smart Grid. A ideia fundamental das microrredes deriva da expansão da utilização da GD. A geração empregada numa microrrede é usualmente renovável e encontra-se no nível de tensão da distribuição. Do ponto de vista operacional, as unidades de geração devem estar equipadas com interfaces eletrônicas que lhes permitam flexibilidade e controlabilidade. Numa microrrede o grupo de geradores distribuídos, e respectivos grupos de cargas associadas, são vistos como um subsistema elétrico independente. Esse subsistema elétrico opera, normalmente, conectado na rede de uma concessionária, com um fluxo de energia positivo ou negativo, correspondente à compra ou venda de energia. Durante perturbações da rede, a microrrede pode desconectar-se da mesma e continuar alimentando parcial ou totalmente sua carga própria. Uma microrrede pode fornecer energia para uma pequena comunidade, por exemplo, uma escola ou universidade, uma área comercial ou residencial, etc. A Figura 3 ilustra um exemplo de uma microrrede.

Tanto as redes inteligentes quanto as microrredes dependem em grande medida da inovação tecnológica nas seguintes áreas:

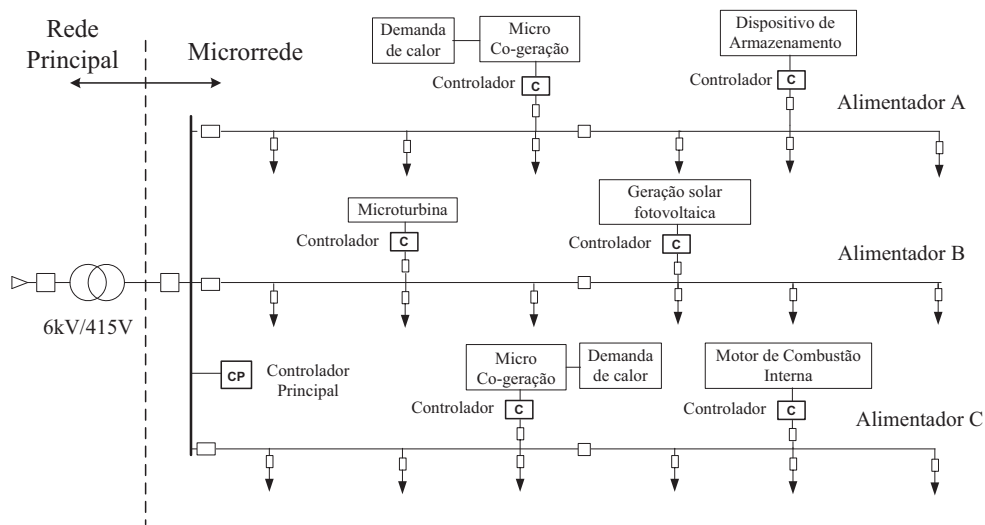


Figura 3: Configuração de uma Microrrede.

- automação e controle digital da rede elétrica, mediante controles eletrônicos inteligentes;
- introdução de medição inteligente com a capacidade de funcionar como um portal inteligente do consumidor que permita a disponibilização de sinais de preço e outras informações;
- integração de um grande número de fontes de geração e armazenamento de energia de pequena e média capacidade, intermitentes ou contínuas, permitindo ao consumidor comprar e vender energia da rede;
- dispositivos de eletrônica de potência capazes de controlar o sistema de energia elétrica com a velocidade e precisão dos microprocessadores, porém atuando num nível de potência muito maior;
- geração distribuída e microgeração com potencial para melhorar a confiabilidade e segurança de comunidades e consumidores individuais;
- dispositivos de armazenamento de energia que permitam melhorar o suprimento a carga sensíveis às flutuações na qualidade de energia da rede;
- sistema integrado de comunicação que permita a comunicação instantânea entre todos os equipamentos críticos do sistema, permitindo o monitoramento e controle;
- e
- redes de sensores inteligentes.

A incorporação de redes inteligentes e microrredes precisa de uma nova filosofia no gerenciamento dos sistemas de energia elétrica, além de uma maior sensibilização por parte dos consumidores, os quais se tornam agentes ativos (IPAKCHI; ALBUYEH, 2009).

2.6 Tecnologias de geração distribuída

Existem diferentes tecnologias que podem ser utilizadas para geração em pequena escala. As fontes primárias de energia da GD podem ser categorizadas como renováveis e não-renováveis. As tecnologias renováveis incluem: solar, fotovoltaica ou térmica; eólica; biomassa; geotérmica; e, oceânica. As tecnologias não-renováveis incluem: motores de combustão interna; ciclo combinado; turbina de combustão; microturbinas; e células a combustível (dependendo da fonte primária, estas duas últimas podem ser consideradas no primeiro grupo). A Figura 4 ilustra as divisões dos tipos e tecnologias de geração distribuída (EL-KHATTAN; SALAMA, 2004). Uma descrição detalhada das diferentes tecnologias de GD está fora do âmbito deste trabalho. Portanto, esta seção estará focada em apresentar sucintamente os aspectos gerais das principais tecnologias de GD. Para uma leitura mais aprofundada pode-se consultar (JENKINS et al., 2000), (BORBELY; KREIDER, 2001) e (WILLIS; SCOTT, 2001).

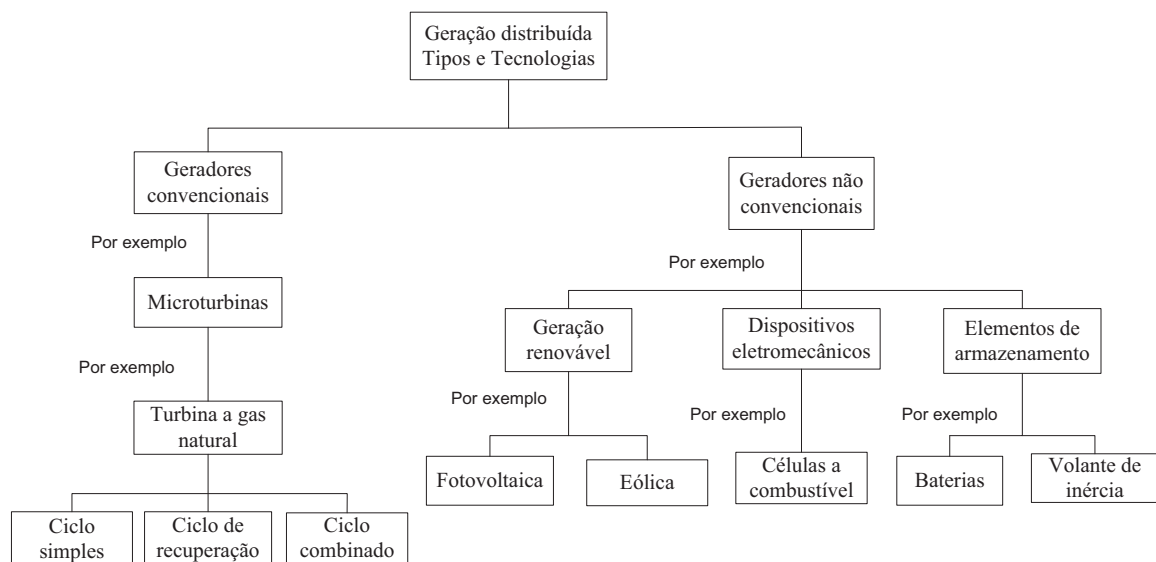


Figura 4: Principais divisões das tecnologias de GD.

2.6.1 Tecnologias de GD utilizando combustíveis fósseis

2.6.1.1 Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna são a tecnologia mais desenvolvida de GD. O custo das unidades é o menor de todas as tecnologias. Porém, o custo de manutenção encontra-se entre os maiores. Esses motores podem ser classificados em dois grupos principais: motores de ignição por centelha ou motores Otto, e motores de ignição por compressão ou motores Diesel (SILVA; HADDAD, 2006). Ambos os tipos de motores podem operar com uma grande variedade de combustíveis como: gás natural, propano, butano, óleo diesel, etc. Os motores alternativos de combustão interna constituem uma tecnologia promissora para sistemas de GD. O custo de motor-gerador para esse tipo de geração é aproximadamente a metade em comparação com uma usina a vapor centralizada (DORF, 2001). Por outro lado, além de custos competitivos, esses motores oferecem uma alta flexibilidade operativa podendo operar com bom desempenho em ciclos de carga contínua ou intermitente. Na Tabela 1 descrevem-se as principais características dos motores de combustão interna.

Tabela 1: Principais características dos motores de combustão interna.

Faixa de capacidade	5kW-30MW
Combustíveis	Gás natural, propano, butano, diesel, etc.
Eficiência	25 a 45%
Custo de capital (\$/kW)	200-350
Custo de operação e manutenção (\$/kW)	0,01
Emissões de NO _x (lb/Btu)	0,01 (gás natural)- 3,7 (diesel)
Disponibilidade comercial	Amplamente disponível

As principais vantagens dos motores de combustão interna são:

- o seu custo de capital encontra-se entre os menores das tecnologias de GD;
- apresenta boa eficiência (25-45%), sendo os motores a diesel mais eficientes do que os motores a gás natural devido a que os primeiros operam com maior relação de compressão (KEHLHOFER, 1997);
- pode servir em aplicações de cogeração onde sua eficiência pode ultrapassar 80%;
- pode ser utilizado em geração na base, no pico e geração isolada;
- apresenta bom desempenho em condições de cargas parciais;

- existe uma grande disponibilidade de motores em uma ampla faixa de capacidades;
- pode utilizar uma ampla variedade de combustíveis;
- pode ser utilizado para fornecimento de energia de back-up em aplicações residenciais, comerciais e industriais; e
- apresenta alta tolerância aos arranques e paradas, além de um tempo de arranque curto (entre 0,5 e 15 minutos) (BOYCE, 2002).

As principais desvantagens dos motores de combustão interna são:

- alto custo de manutenção devido ao grande número de peças móveis;
- as emissões de NOx estão entre as maiores das tecnologias de GD; e
- o ruído é mais frequente e mais difícil de controlar comparado com as outras tecnologias de GD.

2.6.1.2 Microturbinas

As microturbinas são pequenas turbinas de combustão na faixa de 20 a 250 kW que funcionam com elevadas velocidades de rotação e utilizam diferentes combustíveis tais como gás natural, propano ou diesel. As microturbinas foram desenvolvidas inicialmente para aplicações de transporte (turbo alimentação de caminhões e sistemas auxiliares de aviação). Porém, atualmente, podem ser utilizadas em aplicações de cogeração, aproveitamentos de biomassa e sistemas isolados. Apesar da sua baixa capacidade, estas podem ser operadas em paralelo para obter capacidades de geração de até 1,5MW. Na Tabela 2 descrevem-se as principais características das microturbinas (SILVA; HADDAD, 2006).

Tabela 2: Principais características das microturbinas.

Faixa de capacidade	25kW- 250 kW
Combustíveis	Gás natural, propano, hidrogênio, diesel.
Eficiência	29 a 42%
Custo de capital (\$/kW)	450-1000
Custo de operação e manutenção (\$/kW)	0,005-0,0065
Emissões de NOx (lb/Btu)	0,1 (gás)-0,17(diesel)
Disponibilidade comercial	Limitado

As principais vantagens das microturbinas são:

- podem funcionar com uma ampla variedade de combustíveis;
- por ter inversores ou conversores podem gerar energia elétrica de boa qualidade, sem harmônicas nem distorções;
- são sistemas com uma grande simplicidade, com somente uma parte móvel, o que reduz os custos e a frequência da manutenção;
- não utilizam líquidos para refrigeração nem lubrificantes;
- apresentam uma alta confiabilidade;
- em sistemas com cogeração sua eficiência pode ultrapassar 80%;
- podem operar em paralelo com a rede, como sistemas de back-up ou de forma independente em sistemas isolados;
- o seu controle pode ser totalmente automatizado podendo ser operadas através de um computador ou remotamente;
- apresentam um índice mínimo de emissão de poluentes;
- apresentam tempos de arranque muito rápidos;
- apresentam baixos níveis de ruído e vibração; e
- simplicidade na instalação, podendo ser instaladas em locais cobertos ou ao ar livre.

As principais desvantagens das microturbinas são:

- apresentam custos de investimento altos;
- ainda constituem uma tecnologia pouco difundida;
- não apresentam boa eficiência a carga parcial; e
- apresentam ruído de alta frequência, porém este é fácil de controlar.

2.6.1.3 Motores stirling

Os motores stirling são motores alternativos de combustão externa. Eles são compostos de um sistema selado que possui um fluido de trabalho inerte, o qual pode ser hélio ou hidrogênio. O motor stirling consiste de duas câmaras em diferentes temperaturas

que aquecem e esfriam o fluido de trabalho de forma alternada, provocando expansão e contração cíclicas, o que faz movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. Existem três configurações básicas deste tipo de motor:

- Alfa: com cilindros em V;
- Beta: com êmbolos coaxiais num mesmo cilindro; e
- Gama: com cilindros em linha.

As primeiras aplicações do motor stirling datam de 1816 quando chegou a ser bastante popular, pois comparado com as máquinas à vapor daquela época era muito mais seguro. Logo, com o aperfeiçoamento da máquina à vapor e dos motores de combustão interna acabou perdendo mercado. Na atualidade, o interesse nesta tecnologia tem ressurgido especialmente para aplicações de geração distribuída. As principais características dos motores stirling são apresentadas na Tabela 3 (SILVA; HADDAD, 2006).

Tabela 3: Principais características dos motores stirling.

Faixa de capacidade	1kW- 25 kW
Combustíveis	Quase todo tipo de combustíveis.
Eficiência	15 a 30%
Custo de capital (\$/kW)	2000-2500
Disponibilidade comercial	Limitado

As principais vantagens dos motores stirling são:

- pouco poluentes, pois a combustão é contínua, e não intermitente como nos motores de combustão interna;
- muito silenciosos e apresentam baixa vibração;
- podem ser utilizados com praticamente qualquer fonte energética: gasolina, etanol, metanol, gás natural, óleo diesel, biogás, calor geotérmico, etc;
- precisam de pouca manutenção e apresentam alta confiabilidade; e
- podem ser utilizados em aplicações de micro-cogeração residencial.

As principais desvantagens dos motores stirling são:

- a partida dos motores stirling é lenta, e além disso apresentam dificuldade para variar sua velocidade de rotação rapidamente;
- por ser uma tecnologia pouco difundida, os motores stirling são mais caros do que os motores de combustão interna tanto na aquisição quanto na manutenção; e
- apresentam baixa eficiência.

2.6.1.4 Células a combustível

Uma célula a combustível é um dispositivo no qual o hidrogênio e oxigênio são combinados sem combustão para produzir eletricidade na presença de um catalisador. Uma célula a combustível é semelhante a uma bateria no sentido em que uma reação eletroquímica é usada para criar corrente elétrica. As baterias tradicionais possuem internamente uma provisão limitada de energia e devem ser recarregadas porque os reagentes esgotam-se. As células a combustível, pelo contrário, não precisam ser recarregadas, uma vez que os reagentes são fornecidos continuamente. As células a combustível podem empregar gás natural, metanol, gás de carvão e outros. Esses combustíveis são inicialmente submetidos a uma reação com o vapor para produzir hidrogênio. Em seguida, o hidrogênio reage com o oxigênio no interior da célula produzindo principalmente água, energia térmica e energia elétrica, sem a ocorrência de combustão. Comparado com o processo de combustão tradicional, esse processo se realiza com eficiência significativamente mais elevada. Apesar do fato de terem sido desenvolvidas há mais de um século as células a combustível ainda não têm atingido um status comercial que seja competitivo com as outras tecnologias de GD. As células a combustível diferem entre si de acordo com o tipo de eletrólito empregado, as reações eletroquímicas envolvidas e pelas temperaturas de operação. Existem quatro tecnologias de células a combustível em desenvolvimento atualmente:

- Células a combustível de ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cells* - PAFC);
- Células a combustível de carbonato fundido (*Molten Carbonate Fuel Cells* - MCFC);
- Células a combustível de óxido sódico (*Solid Oxide Fuel Cells* - SOFC); e
- Células a combustível com membrana para troca de prótons (*Proton Exchange Membrane Fuel Cells* - PEMFC).

Dado que as células a combustível encontram-se ainda em processo de demonstração e pesquisa, as necessidades de manutenção e a confiabilidade destes sistemas ainda precisam ser comprovadas, através da sua utilização a longo prazo. As principais características das células a combustível são descritas na Tabela 4 em que C.C significa custo de capital (NEHRIR; SHAW, 2006).

Tabela 4: Principais características das células a combustível.

Tipo	Disponibilidade	C.C (\$/kW)	Eficiência (%)	Capacidade
PAFC	Comercial	1275-1400	42-47	100-200kW
PEMFC	Pré-comercial	1450-1900	40-45	3-250kW
MCFC	Demonstração	1600-1900	50-55	0,25-10MW
SOFC	Pesquisa	1250-1400	40-45	1kW-10MW

As principais vantagens das células a combustível são:

- baixo ruído e vibração;
- alta eficiência;
- emissões desprezíveis;
- podem ser usadas em aplicações de co-geração atingindo eficiências que ultrapassam 80%; e
- baixos custos de manutenção.

As principais desvantagens das células a combustível são:

- apresentam um alto custo de investimento;
- a confiabilidade ao longo prazo necessita ser comprovada; e
- a maioria delas ainda não atingiram um status comercial.

2.6.2 Tecnologias de GD utilizando fontes renováveis

2.6.2.1 Energia eólica

A geração eólica consiste na produção de eletricidade utilizando o vento. A energia eólica é considerada como uma das mais promissoras, principalmente porque é renovável, não produz emissões de gases poluentes e pode ser utilizada tanto em conexão com redes

elétricas quanto em sistemas isolados. Devido a baixa densidade energética da energia eólica, por unidade de superfície, é necessário um grande número de aerogeradores para o aproveitamento dos recursos disponíveis. Um conjunto de vários aerogeradores dispostos numa região e conectados na rede mediante a mesma linha é conhecido como fazenda eólica. A geração eólica é uma das tecnologias de GD mais amplamente utilizadas no mundo, sendo os países pioneiros no desenvolvimento e utilização desta tecnologia os Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Dinamarca (WWEA, 2009).

A tecnologia de geração eólica tem evoluído significativamente nas últimas duas décadas. O custo de produção da eletricidade pela ação do vento na Europa diminuiu nos últimos 15 anos aproximadamente em 80%. Essas reduções de custo foram conseguidas devido ao desenvolvimento de turbinas eólicas mais seguras e mais eficientes em combinação com a expansão do mercado. Durante os últimos dez anos o preço das turbinas eólicas diminuiu em 5% a cada ano, enquanto que ao mesmo tempo o rendimento aumentou em 30% (WWEA, 2009). No entanto, os custos de produção da energia eólica são, ainda, mais altos que os de produção de energia a partir de combustíveis fósseis. Na atualidade, o mercado europeu domina claramente o mercado eólico mundial com mais de 70% da capacidade total instalada (WWEA, 2009). As principais características da geração eólica são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Principais características da energia eólica.

Faixa de capacidade	150kW-3MW
Custo de capital (\$/kW)	1000-1500
Custo de operação e manutenção (\$/kW)	0,006-0,01
Disponibilidade comercial	Amplamente disponível

As principais vantagens da geração eólica são:

- o custo de combustível é zero;
- não produz emissões de gases poluentes nem resíduos contaminantes; Além do mais não consome outros bens naturais como a água;
- pode ser instalada em lugares não aptos para outros fins. Por exemplo, zonas desérticas, próximas ao litoral, ou muito inclinadas para serem cultivadas;
- pode conviver com outros usos do solo como lavoura ou pastagem;
- a sua instalação é rápida (de 6 meses a 1 ano);

- sua inclusão no sistema interligado permite, quando as condições do vento são adequadas, a redução do consumo de combustíveis nas centrais térmicas e/ou de água nas centrais hidroelétricas; e
- pode ser utilizada em lugares isolados ou conectada à rede.

As principais desvantagens da geração eólica são:

- é altamente intermitente;
- para transportar a eletricidade produzida nas fazendas eólicas é necessária a construção de linhas de transmissão;
- apesar do baixo ruído das turbinas eólicas, este pode criar problemas em áreas rurais especialmente tranquilas, sobretudo se as turbinas estão situadas perto das casas;
- o vento apresenta uma baixa densidade energética, sendo necessária uma grande área para a instalação de fazendas eólicas;
- dependendo de sua alocação, pode ocasionar a morte de aves migratórias;
- o impacto visual sobre a paisagem é um elemento importante na decisão de instalar novas fazendas eólicas, especialmente em lugares com alto valor ecológico.

2.6.2.2 Energia solar fotovoltaica

A geração fotovoltaica consiste em converter a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica. Esta tecnologia é altamente modular, não produz emissões poluentes e nem ruído. Além do mais, durante seu funcionamento, tem baixa ou nenhuma manutenção. Ao longo das últimas três décadas, a tecnologia solar fotovoltaica tem experimentado uma redução substancial dos seus custos de produção (WILLIS; SCOTT, 2001). No entanto, o custo da energia solar fotovoltaica apresenta-se competitivo somente em aplicações isoladas, devido que, por um lado, em aplicações conectadas à rede, a geração centralizada é muito mais barata. Por outro lado, o mercado e a indústria fotovoltaica estão em uma fase inicial, tornando-se difícil obter economia de escala. Neste sentido, numerosos governos têm adotado políticas que incluem a adoção de tarifas favoráveis e a concessão de subsídios ao investimento inicial. As principais características da energia solar fotovoltaica são apresentadas na Tabela 6 (WILLIS; SCOTT, 2001).

As principais vantagens da geração fotovoltaica são:

Tabela 6: Principais características da energia solar fotovoltaica.

Faixa de capacidade	1kW-1MW
Eficiência	6 a 19%
Custo de capital (\$/kW)	2000-3000
Custo de operação e manutenção (\$/kW)	0,001-0,004
Disponibilidade comercial	Amplamente disponível

- o custo de combustível é zero, além do mais o "combustível" não precisa ser transportado;
- esta tecnologia pode ser utilizada em lugares remotos ou de difícil acesso pois sua instalação em pequena escala não precisa de investimentos em linhas de transmissão;
- não apresenta emissões de poluentes;
- apresenta baixo custo de manutenção;
- devido à sua localização, em países tropicais como no Brasil, a utilização desta tecnologia é viável em praticamente todo o território;
- sendo uma tecnologia modular elimina a necessidade de capacidade instalada ociosa; e
- apresenta curtos prazos de instalação, como consequência, as inovações tecnológicas podem ser prontamente utilizadas, ao contrário do que ocorre com grandes usinas centralizadas.

As principais desvantagens da geração fotovoltaica são:

- altos custos de investimento;
- a produção de energia é intermitente;
- em locais com latitudes médias e altas apresentam-se quedas bruscas na produção durante os meses de inverno, sendo economicamente inviável em muitos casos;
- a quantidade de energia necessária na fabricação de um painel solar pode ser maior do que a energia produzida por ele (BERKELEY, 2008); e
- em aplicações isoladas, para fornecer energia à noite é necessário combinar a geração solar fotovoltaica com um sistema de armazenamento de energia.

2.7 Impactos técnicos da geração distribuída

As redes de distribuição foram originalmente concebidas para fornecer energia aos consumidores através da subestação de forma unidirecional. Esses tipos de rede são chamadas de redes passivas, sendo que possuem uma única fonte de alimentação. No entanto, a presença cada vez maior de GD nas redes de distribuição faz com que estas redes se convertam em redes ativas com fluxos bidirecionais. Essa mudança traz importantes impactos técnicos e econômicos nos sistemas de energia elétrica. Nesse cenário, é preciso desenvolver novas estratégias para mitigar os possíveis impactos negativos da GD como dano aos equipamentos dos consumidores, diminuição na qualidade de energia, etc. Como também aproveitar os impactos positivos como a redução das perdas, o melhoramento do perfil de tensão, o aumento da confiabilidade, etc. A seguir descrevem-se os principais impactos técnicos da GD.

2.7.1 Perfil de tensão

O fluxo de corrente, através dos transformadores e linhas de transmissão, produz quedas de tensão, reduzindo a magnitude da tensão nas cargas. As concessionárias devem garantir um nível de tensão dentro de uma faixa especificada para os consumidores. Isto é possível mediante soluções fixas como a seleção do diâmetro do condutor ou bancos de capacitores fixos; ou mediante uso de equipamentos de controle de tensão como controle automático de taps de transformadores, reguladores de tensão e capacitores chaveados. O dimensionamento dos alimentadores está baseado na hipótese de que os perfis de carga geralmente apresentam um padrão previsível fazendo com que a tensão diminua ao longo do alimentador desde a subestação. Os dispositivos de controle de tensão monitoram constantemente as tensões e correntes de carga para ajustar as posições dos taps. Os capacitores fornecem corrente reativa e reduzem as quedas de tensão. Porém, se a corrente do capacitor for maior do que a carga reativa, a tensão resultante poderia ser maior do que a requerida. Quando se instala GD na rede de distribuição esta pode interagir com os dispositivos de controle de tensão e mudar significativamente o perfil de tensões da rede.

Na maioria dos países, as normas estabelecem que a GD não deve ser empregada como um dispositivo de regulação de tensão (DUGAN,). Em geral, uma tentativa por parte da GD para regular a tensão pode entrar em conflito com os esquemas de regulação de tensão de outros dispositivos da rede. Especialmente quando estes dispositivos estão programados para regular a tensão no mesmo ponto, ou em um ponto próximo, a um

nível diferente de tensão. Porém, mesmo que a GD não pretenda controlar a tensão da rede, esta pode causar um incremento ou decremento nas tensões dependendo da potência fornecida, dos parâmetros da rede e da demanda. Em geral, em situações nas quais a GD é alocada em alimentadores sobrecarregados e afastados da subestação, esta pode contribuir no melhoramento do perfil de tensão. Isso ocorre porque a demanda líquida da subestação será reduzida, reduzindo também a magnitude da corrente no alimentador. A GD pode absorver ou gerar potência reativa dependendo da tecnologia e o modo de operação. Os geradores de indução, por exemplo, retiram reativos da rede sendo necessário na maioria das aplicações o uso de capacitores fixos ou chaveados para compensar a potência reativa consumida pelo gerador. Os geradores síncronos podem produzir ou consumir potência reativa. Quando esses geradores são utilizados em aplicações de GD eles podem ser controlados para manter um fator de potência constante na operação. Embora as normas não recomendem o uso da GD como dispositivo de controle de tensão, esta pode ser empregada para tal fim sempre que exista mútuo acordo com a concessionária (WALLING et al., 2008). Os efeitos da GD nos níveis de tensão podem ser um fator limitante para sua inserção como descrito em (MASTERS, 2002), (SCOTT; ATKINSON; MORRELL, 2002) e (BORGES; FALCÃO, 2006b).

Para ilustrar o efeito da geração distribuída no perfil de tensão considera-se o sistema de 5 barras ilustrado na Figura 5. Para cada uma das barras, as demandas ativa e reativa consideradas são 2MW e 0,5MVAR, respectivamente. Os dados das linhas são apresentados na Tabela 7. Consideram-se quatro diferentes cenários: No cenário 1 o sistema opera sem GD, no cenário 2 a GD opera com fator de potência unitário fornecendo 1MW, no cenário 3 a GD opera fornecendo potência reativa (1,5MVAR) e no cenário 4 a GD opera consumindo potência reativa (1,5MVAR).

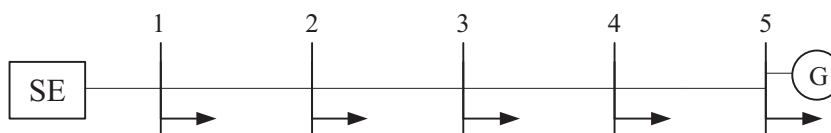
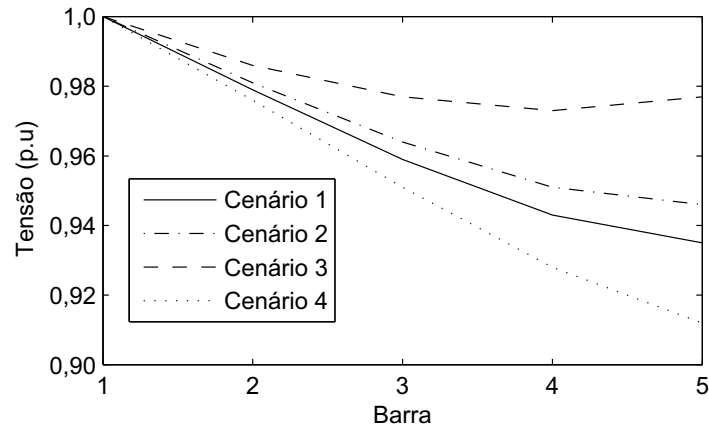


Figura 5: Sistema de distribuição de 5 barras.

As tensões resultantes para cada um dos cenários são apresentadas na Figura 6. Pode-se observar que nos cenários 2 e 3 (quando a GD opera com fator de potência unitário e quando fornece suporte de potência reativa ao sistema, respectivamente), o perfil de tensões da rede melhora consideravelmente. Porém, quando a GD absorve potência reativa do sistema, as tensões diminuem.

Tabela 7: Dados de linha do sistema de 5 barras.

Linha	Resistência (ohm)	Reactância (ohm)
1-2	0,0018	0,0025
2-3	0,0022	0,0035
3-4	0,0025	0,0045
4-5	0,0030	0,0045

**Figura 6:** Perfil de tensões para diferentes cenários.

2.7.2 Perdas elétricas

Dado que a geração distribuída altera os fluxos de potência nas redes, esta também muda as perdas do sistema. Em geral, se um gerador pequeno é alocado perto de uma grande carga, então as perdas do sistema serão reduzidas já que parte da demanda ativa e reativa da carga será fornecida pelo gerador. Por outro lado, se um gerador grande é alocado longe das cargas, é provável que as perdas aumentem. O impacto da GD nas perdas também depende do modo de operação do gerador. Nas Figuras 7 e 8 ilustram-se as perdas ativas e reativas do sistema de 5 barras apresentado na Figura 5 para os mesmos 4 cenários. Pode-se observar que o fato do gerador distribuído estar no final do alimentador não garante a redução das perdas. No cenário 4, por exemplo, quando o gerador está consumindo reativos, tanto as perdas ativas quanto as reativas aumentam. Por outro lado, quando o gerador está operando com fator de potência unitário (cenário 2) e quando está fornecendo potência reativa (cenário 3) as perdas ativas e reativas do sistema são reduzidas consideravelmente.

O impacto da GD nas perdas dos sistemas de distribuição tem sido amplamente pesquisado. Chiradeja () desenvolveu uma expressão analítica para determinar o impacto da GD nas perdas do sistema de distribuição. Nesse caso, a demanda é representada

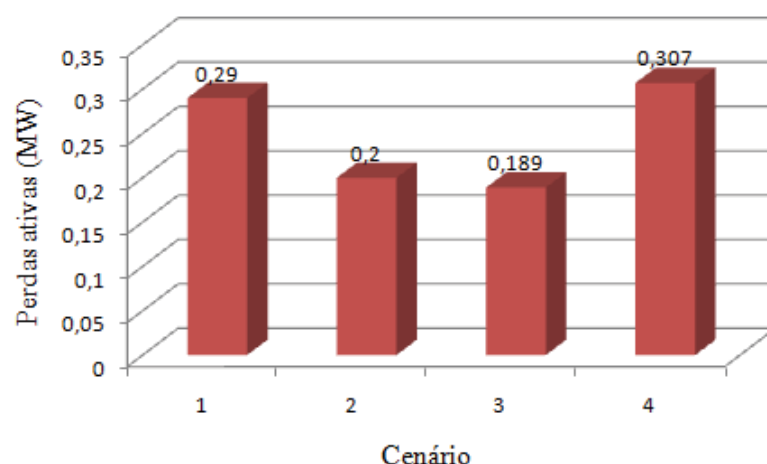


Figura 7: Perdas ativas para o sistema de distribuição de 5 barras da Figura 5.

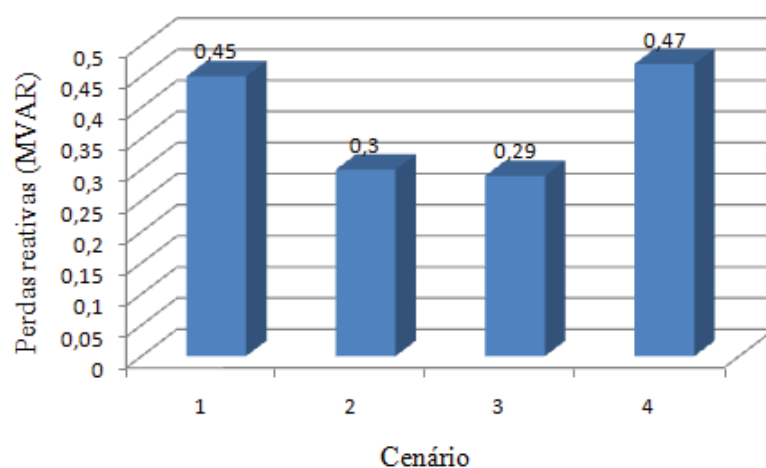


Figura 8: Perdas reativas para o sistema de distribuição de 5 barras da Figura 5.

como uma única carga alocada no final do alimentador. Victor, Abbad e Roman (2006) apresentam uma análise do impacto da GD nas perdas do sistema considerando diferentes tecnologias e níveis de penetração da GD. Nesse artigo, são calculadas as variações anuais de perdas de energia as quais inicialmente diminuem para baixos níveis de GD no sistema e, posteriormente, aumentam na medida em que o nível de GD ultrapassa um patamar ótimo o qual depende dos parâmetros da rede e da alocação da GD. Soder () apresenta uma análise da variação das perdas devido a GD. O autor propôs uma metodologia baseada em sensibilidades de segunda ordem para avaliar essas variações. Porém, este método somente é válido para variações pequenas da penetração da GD no sistema. Mutale et al. (2000); Costa e Matos (2004) propõem diferentes métodos para calcular as perdas marginais locais e assim fornecer sinais econômicos para a GD e para os consumidores. Hoff e Shugar (1995) apresentam uma metodologia para calcular a mudança nas perdas

quando se conecta geração fotovoltaica na rede de distribuição. Por outro lado, o impacto do controle de potência reativa sob as perdas do sistema é analisado por Persaud, Fox e Flynn (2000) e por Liew e Strbac (2002). Considerando que as concessionárias podem aumentar os seus lucros mediante a redução das perdas, diversos estudos têm surgido visando a sua minimização através da alocação e dimensionamento ótimo de GD (CELLI et al., 2005), (CELLI; PILO,), (GANDOMKAR; VAKILIAN; EHSAN,), (NARA et al.,), (BORGES; FALCÃO, 2006b).

2.7.3 Confiabilidade

A GD pode aumentar os níveis de confiabilidade da rede de distribuição fornecendo parte da demanda da rede em caso de faltas. Dependendo da alocação e tamanho do gerador distribuído, este pode ser utilizado para operar de forma ilhada para fornecer uma quantidade considerável de energia em caso de falta, como se mostra na Figura 9; ou simplesmente como geração de reserva para um consumidor como se ilustra na Figura 10. Em ambos os casos a GD está contribuindo para aumentar o nível de confiabilidade da rede e diminuindo o desabastecimento esperados após uma falta (WASEEM; PIPATTANASOMPOR; RAHMAN,). Porém, existem alguns autores que discordam (MCDERMOTT; DUGAN, 2003), argumentando que a GD nem sempre pode estar disponível nestas situações. Além do mais, devido a presença da GD, a concessionária pode não perceber o crescimento real da demanda, consequentemente, quando a GD não estiver disponível, o sistema teria de atender uma demanda maior do que aquela para a qual ele foi planejado, o que pode levar a possíveis racionamentos de energia (DUGAN,).

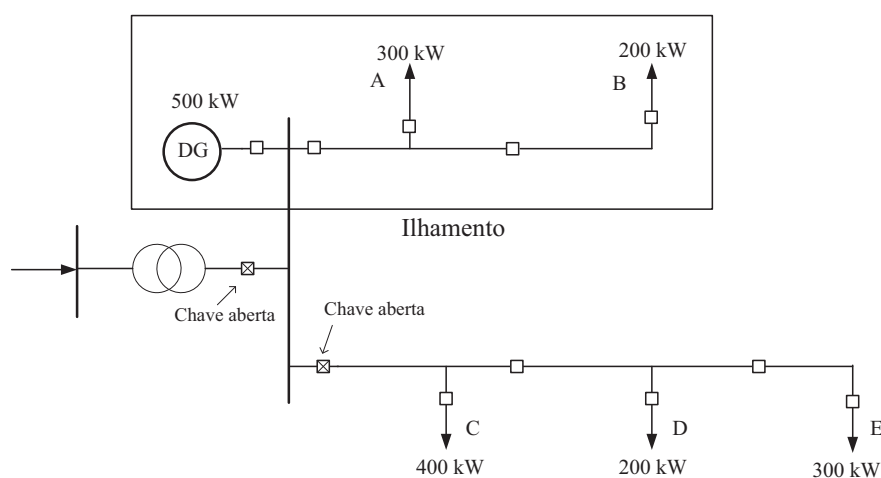


Figura 9: Operação ilhada para um sistema de distribuição com GD.

Por outro lado, a operação ilhada de parte do sistema deve ser coordenada em forma

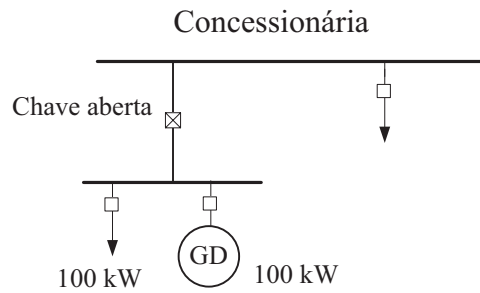


Figura 10: GD como respaldo para uma carga.

conjunta pela concessionária e a GD. No Brasil, por exemplo, as normas estabelecem que as distribuidoras de energia, em comum acordo com os produtores de energia e o Operador Nacional do Sistema, podem operar de forma ilhada ante uma eventual contingência (ANEEL, 2009).

Na literatura especializada encontram-se vários estudos que visam analisar o impacto da geração distribuída na confiabilidade dos sistemas de energia elétrica. Borges e Falcão (2006a) desenvolvem um modelo computacional partindo de representação probabilística da geração de fazendas eólicas para estudos de confiabilidade. O modelo combina as características estatísticas da velocidade do vento e as informações de taxa de falha e reparo de geradores, representado através de um modelo de Markov. Mcdermott e Dugan () estudam o impacto da GD em diferentes índices de confiabilidade e qualidade da potência. Nesse estudo conclui-se que a GD pode reduzir o número e a frequência das interrupções sempre que existam interruptores automáticos que permitam a operação ilhada do sistema. Porém, dado que a presença da GD nas redes atuais ainda é reduzida, somente uns poucos usuários podem se beneficiar deste tipo de operação. Outros estudos do impacto da GD na confiabilidade dos sistemas de distribuição são apresentados em (BAE; KIM, 2007), (JAHANGIRI; FOTUHI-FIRUZABAD,), e (ATWA; EL-SAADANY, 2009).

Um dos aspectos mais relevantes nos estudos do impacto na confiabilidade, por parte da GD, é a sua contribuição nos níveis de falta e o seu efeito nos dispositivos de proteção. Em geral, a contribuição nos níveis de falta de um gerador pequeno não é considerável. Porém, quando se tem muitas unidades de GD ou uma unidade grande, estes alteram os níveis de curto-circuito causando a perda da coordenação dos elementos de proteção dos sistemas. A Figura 11 ilustra a contribuição de dois geradores distribuídos na corrente de falta de um sistema de distribuição. Por outro lado, a GD pode diminuir o alcance dos dispositivos de proteção, o qual é determinado pela corrente mínima que o dispositivo detectará. Nesse caso, haverá um aumento do risco de que as faltas com alta resistência

possam não ser detectadas a tempo.

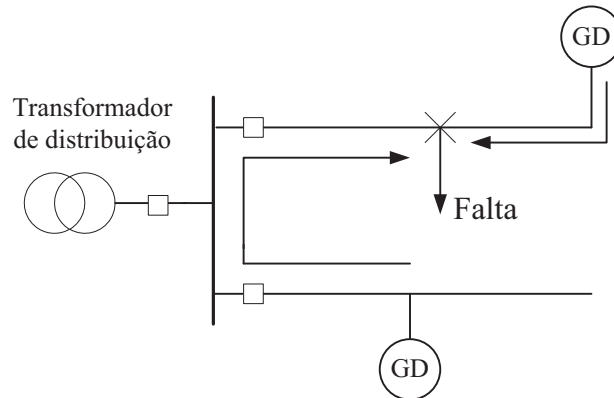


Figura 11: Contribuição da GD na corrente de falta.

2.7.4 Estabilidade

A maioria das tecnologias de GD é de capacidade consideravelmente menor do que os geradores síncronos convencionais. Ademais, muitos tipos de GD são baseados em tecnologias diferentes ao gerador síncrono, por exemplo, geradores de indução ou geradores que operam a grandes velocidades, e que são conectados na rede através de interfaces de eletrônica de potência. Em geral, quando esses geradores são conectados em pequena escala, o impacto da GD na estabilidade do sistema é desprezível. Portanto, nos estudos de dinâmica e estabilidade de sistemas de potência eles são modelados como uma demanda negativa e a sua dinâmica e controles não são considerados (AZMY; ERLICH,). Contudo, quando o nível de penetração da DG é considerável, a GD pode influenciar no comportamento dinâmico do sistema (SLOOTWEG; KLING, a).

O impacto da GD na estabilidade do sistema depende do tipo de gerador, interface com a rede e nível de penetração desta. Um dos inconvenientes no estudo do impacto da GD na estabilidade dos sistemas de potência é o fato de não ter modelos apropriados para as novas tecnologias. Algumas contribuições na modelagem de fazendas eólicas em estudos de estabilidade são apresentadas por Slootweg et al. (2003) e por Slootweg e Kling (b), enquanto que uma modelagem das tecnologias de armazenamento de energia é proposta por Slootweg et al. (2002).

Azmy e Erlich () apresentam um estudo do impacto da GD na estabilidade transitória dos sistemas de energia elétrica. Neste caso, é modelado um sistema de potência considerando geração centralizada (máquinas síncronas) no nível de transmissão, e dois

tipos de GD (microturbinas e células a combustível) no nível de distribuição. O estudo foi desenvolvido considerando diferentes níveis de penetração da GD. Encontrou-se que a GD pode melhorar a estabilidade do sistema dependendo do seu tipo e alocação. No caso da estabilidade angular a GD melhora o amortecimento dos modos eletromecânicos, e aumenta levemente a sua frequência, além do mais, a constante de inércia do sistema é menor devido a redução da potência entregue pelas máquinas síncronas quando se tem uma alta penetração da GD. Outros estudos de estabilidade considerando diferentes equipamentos de controle e tecnologias de GD são apresentados em (MARWALI; JIN-WOO; KEYHANI, 2007), (MARWALI; DAI; KEYHANI, 2006) e (LISERRE; TEODORESCU; BLAABJERG, 2006).

3 *Despacho ótimo de geração distribuída em sistemas de energia elétrica*

3.1 Introdução

Como mencionado no Capítulo 2, a definição de GD utilizada nesta tese é a dada pelo PRODIST da ANEEL, o qual define a GD como "a geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo ONS". Neste capítulo, apresenta-se um modelo de despacho ótimo de GD com base em um fluxo de potência ótimo AC multiperíodo. Dada a natureza do modelo proposto, somente tecnologias de GD despacháveis são consideradas.

As tarifas fixadas pelos órgãos reguladores exercem uma grande pressão sobre as concessionárias de energia elétrica, as quais devem tratar de obter o máximo rendimento no seu funcionamento com o intuito de manter uma relação razoável entre o que pagam os consumidores e o custo do fornecimento da energia. Nesse contexto, as concessionárias devem operar, de forma eficiente, garantindo a qualidade e continuidade de energia aos seus clientes e, ao mesmo tempo, minimizando os custos de fornecimento desta energia. Uma forma de minimizar os custos de fornecimento de energia é poder comprar esta energia de diferentes fontes, beneficiando-se da concorrência entre os fornecedores. Com o crescimento da oferta da GD isso pode ser possível. No contexto desta pesquisa, é considerado um cenário em que existem várias unidades de GD, conectadas à rede da concessionária, as quais podem vender energia a esta. Além das unidades de GD, a concessionária pode obter energia do mercado atacadista. Esta energia é fornecida através das subestações da rede. Fixados os preços do mercado atacadista, e as ofertas de venda de energia das unidades de GD, a concessionária pode decidir a quantidade de energia a ser comprada de ambos. Esse tipo de estrutura de mercado foi proposta por Palma-Behnke

et al. (2005), na qual os autores também incluem contratos de interrupções.

Uma forma de se proteger contra a volatilidade dos preços do mercado atacadista consiste em adquirir contratos bilaterais de energia com um preço fixo. Esse tipo de contrato também foi considerado no presente estudo, como alternativa na compra de energia no mercado atacadista. Em um mercado de energia como o descrito anteriormente, a concessionária precisa de uma ferramenta que lhe permita decidir os níveis ótimos de energia a serem comprados do mercado atacadista e da GD, para minimizar os pagamentos efetuados no fornecimento da demanda. Um raciocínio lógico consiste em comprar energia do fornecedor mais barato; ou seja, se os geradores distribuídos ofertam energia a um preço menor do que o preço do mercado atacadista, então, toda a energia disponível dos geradores distribuídos deveria ser comprada. Uma vez feito isso, se faltar energia para cumprir com a demanda, a quantidade que falta poderia ser comprada no mercado atacadista. Embora este raciocínio seja lógico, está baseado em uma premissa econômica simplista que desconsidera o impacto técnico da GD na rede. Uma forma de considerar este impacto é mediante uma metodologia que incorpore um fluxo de potência ótimo AC. A função objetivo, neste caso, consiste na minimização dos pagamentos efetuados pela concessionária na compra de energia, sujeita ao atendimento da demanda e às restrições da rede.

Esse tipo de modelo permite à concessionária avaliar o custo da energia da GD com o impacto que esta energia tem no nível de tensão e nas perdas do sistema. Por exemplo, se a potência injetada por um gerador distribuído contribui para o melhoramento do perfil de tensão e/ou tem um impacto positivo na redução das perdas. Então, é provável que a energia deste gerador seja comprada pela concessionária, mesmo que o seu preço esteja um pouco acima do preço do mercado atacadista. Por outro lado, se a potência injetada por um gerador distribuído prejudica a concessionária aumentando as perdas ou diminuindo excessivamente as tensões do sistema, esta energia não será contratada, mesmo que o preço seja mais barato do que o preço da energia no mercado atacadista.

O modelo de despacho apresentado neste capítulo permite à concessionária decidir a quantidade de energia que deve comprar da GD e do mercado atacadista. O modelo AC considera, de forma implícita, o impacto da GD na rede de distribuição, fornecendo sinais econômicos claros à concessionária. O modelo será utilizado posteriormente nas metodologias propostas para determinar os preços ótimos de contratos de energia da GD, e sua alocação, usando conceitos de teoria dos jogos e algoritmos genéticos.

3.2 Principais modelos de mercados de energia elétrica

Migrando de um ambiente verticalizado e regulamentado para um ambiente mais liberalizado, a reestruturação do setor elétrico, em diversos países, tem originado alterações profundas nas organizações. A filosofia dos mercados elétricos está baseada na concepção da energia elétrica como um bem de consumo. Deste modo, o produto (a energia elétrica) é separado dos serviços (transmissão, distribuição e controle). Na concepção tradicional da indústria elétrica uma empresa é encarregada de gerar, transmitir, distribuir e comercializar energia elétrica. Porém, o novo modelo divide essas quatro atividades como independentes, introduzindo concorrência nas atividades de geração e comercialização, e mantendo a transmissão e distribuição como monopólios naturais regulamentados. A regra básica na separação destas atividades consiste em que uma empresa não deve realizar simultaneamente atividades reguladas e atividades em concorrência. Com a introdução dos mercados elétricos criam-se novas instituições e modificam-se as já existentes. As três instituições básicas nos mercados elétricos são o Operador do Mercado (OM), o Operador do Sistema (OS) e o Regulador Independente (RI). No Brasil estas instituições correspondem à CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o ONS (Operador Nacional do Sistema) e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), respectivamente.

Dependendo das características particulares da infraestrutura elétrica e de políticas internas de cada país, os mercados elétricos podem ter um modelo de despacho baseado em ofertas ou baseado em custos. Em um modelo de despacho baseado em custos existe um organismo que tem informação completa dos custos de geração de todas as unidades da rede, e efetua o planejamento da operação do sistema de modo a minimizar o custo total no fornecimento da energia. Esse tipo de despacho efetua-se nos mercados do Brasil, Chile, Bolívia, Peru e alguns países da América Central. Por outro lado, em um modelo de despacho baseado em ofertas, os produtores e consumidores participam em um leilão, no qual, oferecem quantidades e preços de energia a serem gerados e consumidos, respectivamente. Posteriormente, um organismo estabelece o despacho mediante um mecanismo de ajuste de mercado maximizando o benefício social líquido. Esse tipo de despacho é efetuado nos mercados de Argentina, Colômbia, Europa Ocidental, diversos mercados dos Estados Unidos, Austrália e Nova Zelândia, entre outros. Sob condições de informação e concorrência perfeita ambos os mecanismos de despacho atingem o mesmo resultado (BERTRAND, 1995).

Dependendo do nível de liberação, os mercados de energia podem ser classificados em três tipos: modelo de comprador único, modelo de concorrência atacadista e no varejo, e modelo com liberdade de escolha para todos os consumidores. A seguir descrevem-se brevemente esses modelos. Uma descrição mais detalhada pode ser consultada em Fernandez (2002) e em Rosehart e Nowicki ().

3.2.1 Modelo de mercado de comprador único

Na Figura 12, ilustra-se um esquema de mercado de comprador único. Este modelo pode ser considerado como o primeiro passo à liberação dos mercados. Neste modelo existe um único agente que compra energia dos geradores disponíveis, de tal forma que somente existe concorrência na geração. Neste modelo ainda podem existir uma ou várias companhias verticalmente integradas, porém, é permitida a existência de geradores independentes. O agente comprador age como um monopólio nas atividades de transporte e distribuição e os consumidores finais são cativos. O comprador único também tem geradores da sua propriedade e pode ser o mesmo operador da rede de transmissão, o que constitui uma desvantagem, dado que os geradores da concorrência podem ser tratados de forma discriminatória pelo comprador único. Em geral, este tipo de modelo é transitório, constituindo uma primeira etapa no processo de liberação do mercado.

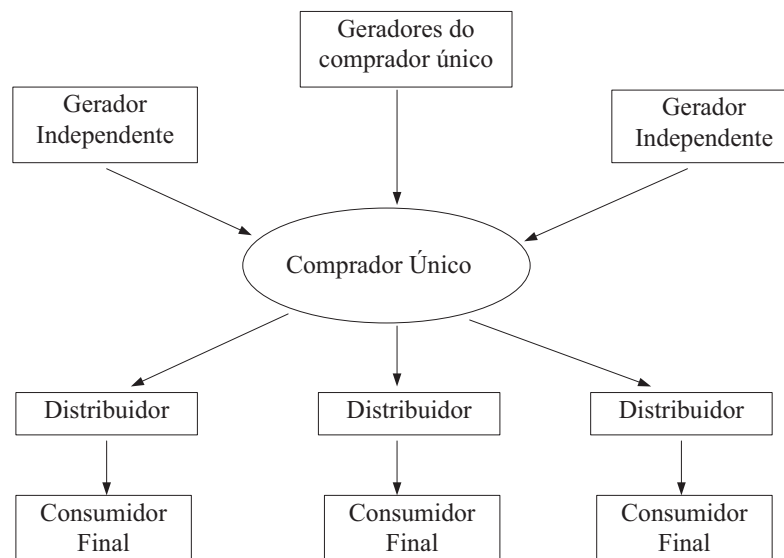


Figura 12: Modelo de mercado de comprador único.

3.2.2 Modelo de mercado de concorrência atacadista e no varejo

Na Figura 13, ilustra-se o esquema de mercado de concorrência atacadista e no varejo. Este modelo permite a concorrência, tanto na geração, quanto na comercialização da energia aos consumidores finais, os quais seguem sendo cativos. As concessionárias, podendo comprar energia no mercado atacadista, ou diretamente dos agentes geradores através de contratos bilaterais, seguem mantendo um monopólio local, e vendem esta energia aos consumidores cativos. Neste modelo de mercado, os agentes geradores têm livre acesso à rede, sendo possível a presença de pequenos produtores (geração distribuída). Adicionalmente, os riscos nos investimentos na geração são trasladados do Estado para agentes privados, melhorando a eficiência econômica do mercado.

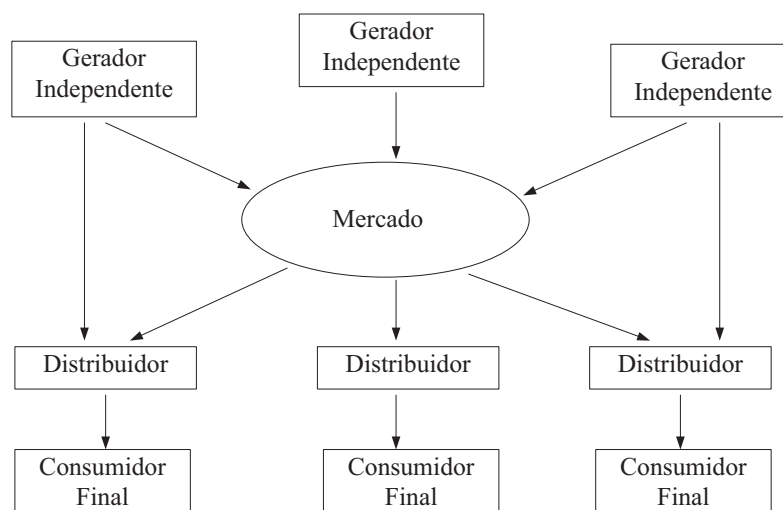


Figura 13: Modelo de mercado de concorrência atacadista e no varejo.

3.2.3 Modelo de mercado com liberdade de escolha para todos os consumidores

Na Figura 14, ilustra-se o modelo de mercado com liberdade de escolha para todos os consumidores. Este modelo é similar ao anterior, porém há concorrência em todos os níveis do setor. É normal no processo de liberação do setor que a concorrência seja feita de forma gradual, e os últimos consumidores em ter liberdade de escolher o seu fornecedor sejam também os de menor consumo. Neste tipo de mercado, os consumidores têm liberdade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica, exercendo uma participação mais ativa. Idealmente, e com a regulamentação adequada que minimize as imperfeições do mercado, este modelo otimiza a eficiência econômica. Os preços de geração diminuem, e a existência da concorrência aumenta a quantidade e a qualidade dos serviços ofertados

aos consumidores, que devem ser, finalmente, os principais beneficiários da implantação deste modelo. O êxito deste modelo de mercado consiste não somente na percentagem de consumidores finais que têm liberdade de escolha, mas também, na percentagem de consumidores que exercem esta liberdade.

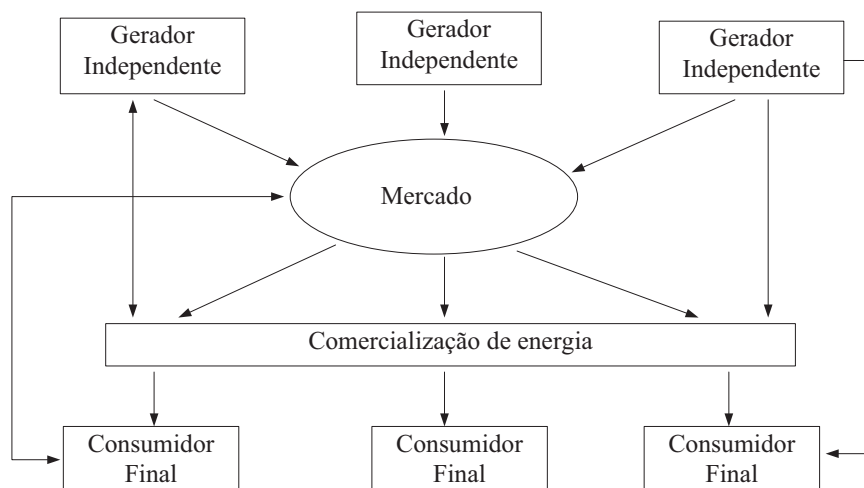


Figura 14: Modelo de mercado com liberdade de escolha para todos os consumidores.

3.3 Modelo de mercado considerado

O tipo de mercado considerado nesta pesquisa consiste em um modelo de concorrência atacadista e no varejo, com alta presença de geração distribuída. Além do mais, considera-se que o mercado atacadista de energia de curto prazo é baseado em ofertas. Nesse tipo de mercado, o preço da energia do dia seguinte é determinado através de um leilão e mediante um procedimento de ajuste de mercado efetuado pelo OM.

O ajuste de mercado, dependendo da regulamentação de cada país, é calculado de forma diferente. Na maioria dos casos, o OM recebe as ofertas de compra e venda de energia dos agentes consumidores e geradores, respectivamente. De posse destas ofertas, e visando maximizar o benefício social líquido, o OM determina os preços da energia mediante um procedimento de otimização.

O preço resultante do ajuste de mercado pode ser diferente para cada hora do dia. Adicionalmente, se as restrições de rede são consideradas no procedimento de ajuste de mercado, os preços resultantes também serão diferentes em cada uma das barras do sistema. Esses preços são conhecidos na literatura especializada como preços *spot* ou preços marginais locais (SCHWEPPE et al., 1998) e correspondem às variáveis duais associadas com a equação de balanço de potência no ponto de solução. O preço marginal local,

para uma barra em particular, indica o custo de fornecer um MW adicional nesta barra. Esses preços consideram de forma implícita os custos das perdas e o congestionamento das linhas de transmissão.

As redes de distribuição conectam-se às redes de transmissão por meio de subestações. Se a rede da concessionária está interligada com o sistema de transmissão através de diferentes barras. Então para cada subestação há um preço de energia diferente. Na Figura 15 a rede da concessionária encontra-se interligada com o sistema de transmissão através de duas subestações A e B, nas quais, considerando o modelo de mercado descrito anteriormente, o preço da energia pode ser diferente. Por outro lado, considera-se que a GD pode vender energia à concessionária. Para isso, o proprietário da GD oferta à concessionária um preço de venda e uma capacidade disponível. Em termos gerais, vender energia no mercado atacadista não é atraente para a GD, isso ocorre porque geralmente a GD não é competitiva frente à geração centralizada (WILLIS,). Além do mais, para concorrer no mercado atacadista precisa-se de uma capacidade importante de geração, a qual, normalmente, não é o caso da GD.

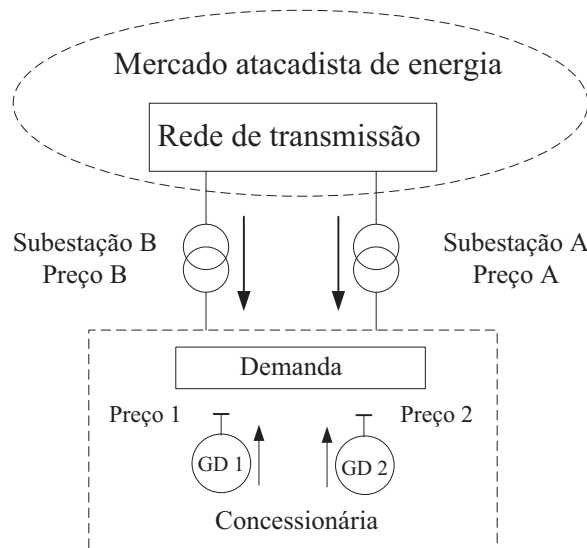


Figura 15: Ilustração de diferentes preços de energia para a concessionária.

A principal vantagem da GD que é explorada neste trabalho, é a sua alocação próxima aos consumidores. Embora a GD não seja competitiva frente à geração centralizada, encontra-se mais perto da demanda e pode ter uma influência positiva em alguns fatores técnicos da rede de distribuição. Por exemplo, no melhoramento do perfil de tensões e na redução das perdas. Se esses fatores são considerados de forma implícita pela concessionária na oferta de preço de energia da GD, então, comprar energia da GD pode ser uma opção atraente para a concessionária. Para isso, precisa-se aplicar o conceito de preços

marginais de energia nas redes de distribuição. A utilização destes preços para redes de distribuição com geração distribuída foi proposta por Stotkiewicz e Vignolo (2006).

Na concepção tradicional da indústria elétrica, as perdas são assumidas completamente pelos usuários. No entanto, com a reestruturação do setor elétrico e a introdução dos mercados, as perdas se tornaram uma responsabilidade compartilhada entre os usuários e a concessionária. Nesse contexto, a metodologia proposta no presente capítulo é adequada para qualquer mercado de eletricidade em que as perdas de energia (ou uma percentagem destas) são assumidas pela concessionária. Este é o caso da maioria dos países com mercados liberalizados de electricidade, nos quais há mecanismos de incentivos impostos pelo regulador com o intuito de reduzir as perdas de potência. Por exemplo, no Reino Unido as perdas acima de uma meta estabelecida pelo regulador (dada em percentagem) são penalizadas com uma taxa específica e recompensadas na mesma taxa se estas estão abaixo da meta. Por outro lado, no Brasil existe uma política para reduzir a percentagem de perdas na distribuição de forma gradual com o intuito estimular a eficiência das concessionárias.

3.4 Tecnologias de geração distribuída consideradas

Devido as particularidades do modelo apresentado somente são consideradas tecnologias despacháveis. Dentro dessas tecnologias encontram-se os motores e turbinas que usam diesel ou outros combustíveis fósseis. Estas unidades se caracterizam por ter custos de capital baixos, uma ampla faixa de operação e partidas rápidas (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER,). No caso do Brasil, uma tecnologia de GD despachável consiste nas usinas que usam bagaço de cana ou outro tipo de biomassa na produção de eletricidade. Dependendo da interface com a rede, essas tecnologias podem, ou não, fornecer potência reativa. O fornecimento de potência reativa por parte da GD para controlar tensões é um assunto que tem causado controvérsia, já que a responsabilidade de manter um nível de tensão adequado é exclusiva da concessionária (DUGAN; MCDERMOTT, 2002). Por outro lado, o fornecimento de potência reativa por parte de um gerador distribuído pode implicar em uma diminuição na sua capacidade de produção de potência ativa. No modelo apresentado, por simplicidade, considera-se que a GD opera com fator de potência unitário.

3.5 Modelo de despacho ótimo

O modelo de despacho ótimo proposto é apresentado nas equações (3.1)-(3.8). Considera-se um modelo monofásico da rede de distribuição. Além do mais, dado que as tecnologias de geração consideradas apresentam partidas rápidas, as restrições de rampas de partida e parada dos geradores distribuídos não foram incluídas no modelo, limitando o problema de despacho a um fluxo ótimo AC multiperíodo, com variáveis contínuas e desacoplado no tempo.

A função objetivo apresenta dois termos, sendo o primeiro o custo da energia fornecida através das subestações, e o segundo, o custo da energia fornecida pelos geradores distribuídos. A partir de uma previsão de demanda, e de posse das ofertas de preço de energia da GD, e dos preços do mercado atacadista, a concessionária deve decidir a quantidade de energia a comprar da GD e do mercado atacadista, visando minimizar os pagamentos e cumprir com as restrições da rede.

O problema de otimização está sujeito às restrições de balanço de potências ativa e reativa dadas pelas equações (3.2) e (3.3), aos limites de geração de potência ativa e reativa dados pelas inequações (3.4) a (3.6), e aos limites de magnitude das tensões e fluxo de potência nas linhas dados pelas inequações (3.7) e (3.8), respectivamente. A seguir apresenta-se o modelo de despacho:

$$\text{Min}_{P_{DGj}(t), P_{SEk}(t)} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \Delta_t \rho_{SEk}(t) P_{SEk}(t) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t \lambda_{GDj} P_{GDj}(t) \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$P_{Gn}(t) - P_{Dn}(t) - P_n(t) = 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (3.2)$$

$$Q_{Gn}(t) - Q_{Dn}(t) - Q_n(t) = 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (3.3)$$

$$P_{SEk}^{Min} \leq P_{SEk}(t) \leq P_{SEk}^{Max}; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (3.4)$$

$$P_{GDj}^{Min} \leq P_{GDj}(t) \leq P_{GDj}^{Max}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$Q_{SEk}^{Min} \leq Q_{SEk}(t) \leq Q_{SEk}^{Max}; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$V_n^{Min} \leq V_n(t) \leq V_n^{Max}; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$-S_{lnm}^{Max} \leq S_{lnm}(t) \leq S_{lnm}^{Max}; \quad \forall l_{mn} \in L, \quad \forall t \in T \quad (3.8)$$

Em que, T , K , J , N e L correspondem ao conjunto de intervalos de tempo, subestações, unidades de GD, nós do sistema e linhas, respectivamente. Δ_t corresponde

ao comprimento do intervalo de tempo t , $\rho_{SEk}(t)$ corresponde ao custo da energia na subestação k no intervalo de tempo t , $P_{SEk}(t)$ corresponde à potência fornecida pela subestação k no intervalo de tempo t , λ_{GDj} corresponde ao preço de oferta de venda de energia do gerador distribuído j , $P_{Gn}(t)$ e $P_{Dn}(t)$, $P_n(t)$ correspondem às potências ativa gerada, demandada e calculada na barra n no intervalo de tempo t respectivamente. $Q_{Gn}(t)$, $Q_{Dn}(t)$ e $Q_n(t)$ correspondem às potências reativa gerada, demandada e calculada na barra n no intervalo de tempo t , respectivamente. $V_n(t)$ corresponde à magnitude da tensão na barra n no intervalo de tempo t , e $S_{lmn}(t)$ corresponde ao fluxo de potência aparente na linha l_{mn} no intervalo de tempo t . As potências ativa e reativa calculadas em cada barra são dadas pelas equações (3.9)-(3.10).

$$P_n = V_n \sum_{m \in N} V_m \left[g_{n,m} \cos(\theta_{n,m}) + b_{n,m} \sin(\theta_{n,m}) \right] \quad (3.9)$$

$$Q_n = V_n \sum_{m \in N} V_m \left[g_{n,m} \sin(\theta_{n,m}) - b_{n,m} \cos(\theta_{n,m}) \right] \quad (3.10)$$

Em que $\theta_{n,m}$ corresponde à abertura angular entre as barras n, m , e $g_{n,m}$ e $b_{n,m}$ correspondem às partes real e imaginária do elemento m, n da matriz de admitância nodal (STEVENSON, 1997).

O fluxo de potência aparente S_{lmn} é dado pelos seus componentes de potência ativa e reativa como se apresenta nas equações (3.11)-(3.13).

$$S_{lmn} = P_{lmn} + jQ_{lmn}, \quad (3.11)$$

$$P_{lmn} = V_n^2 g_{n,m} - V_n V_m g_{n,m} \cos(\theta_{n,m}) - V_n V_m b_{n,m} \sin(\theta_{n,m}) \quad (3.12)$$

$$Q_{lmn} = -V_n^2 b_{n,m} + V_n V_m b_{n,m} \cos(\theta_{n,m}) - V_n V_m g_{n,m} \sin(\theta_{n,m}) \quad (3.13)$$

3.6 Testes e resultados

O modelo de despacho apresentado foi testado com um sistema de distribuição de 34 barras. A implementação computacional do modelo foi desenvolvida em Matlab. Para isso foi modificado o software Matpower 3.2 (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS,).

Na Figura 16, apresenta-se um sistema similar em topologia ao sistema teste IEEE

de 34 barras. Porém, os dados do sistema foram alterados para contemplar a análise monofásica. Os novos dados de linha e demandas são apresentados no apêndice A. Na Figura 17, ilustra-se a distribuição da carga do sistema usando como base uma demanda pico de 10MW. Considera-se que existem dois geradores distribuídos alocados nas barras 19 e 34. Os dados de capacidade e preço ofertado de energia ilustram-se na Tabela 8. Considera-se também que o limite de potência da subestação é de 15MVA, e que as tensões podem variar entre 1,05 e 0,93 p.u. Em todas as simulações considera-se que a GD opera com fator de potência unitário.

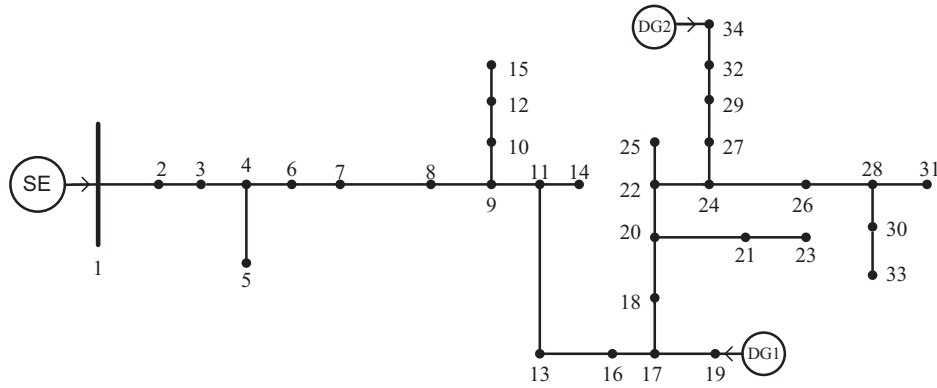


Figura 16: Sistema de teste de 34 barras.

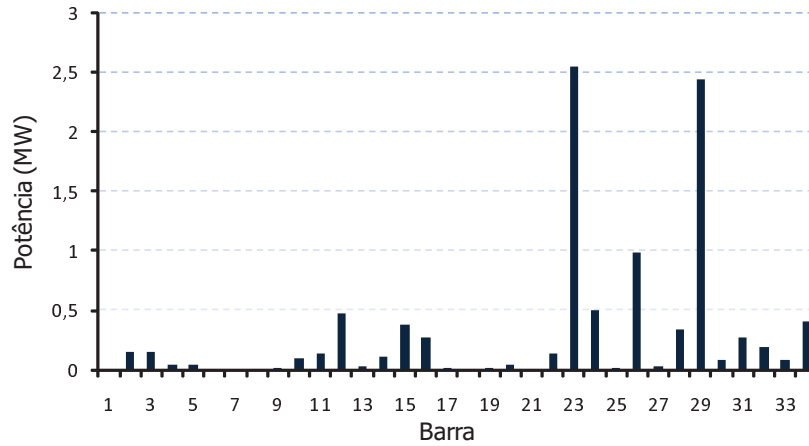


Figura 17: Distribuição de demanda na hora de pico.

Tabela 8: Dados das unidades de GD.

Gerador	Capacidade (MW)	Preço ofertado (\$/MWh)
GD1	1,0	65,0
GD2	1,5	67,0

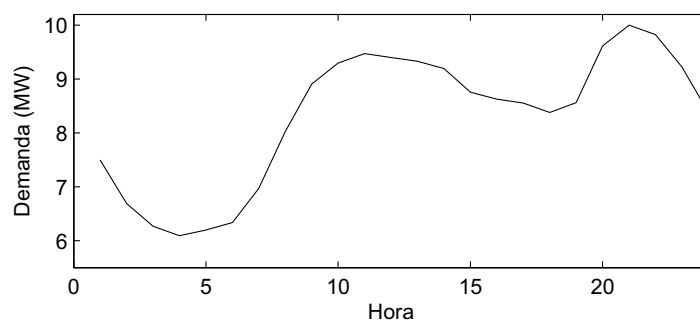


Figura 18: Curva de carga do sistema de teste de 34 barras.

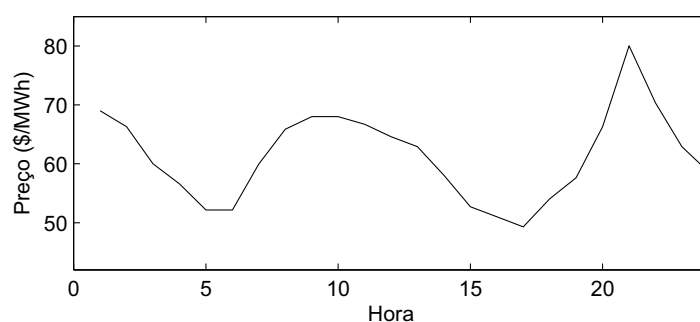


Figura 19: Preços da energia.

Na Figura 18, apresenta-se a curva de demanda de potência ativa agregada de todo o sistema para cada uma das 24 horas do horizonte de planejamento. Esta curva representa o comportamento típico da demanda em um setor residencial.

Na Figura 19, ilustra-se a curva de preços horária resultante do procedimento de ajuste de mercado. Os preços representados nesta curva são típicos do Mercado Elétrico da Península Ibérica (OMEL, 2008) e são dados em Dollars/MWh. Pode-se observar que existe uma correlação entre as curvas de demanda e preços. Em geral os preços do mercado são maiores nas horas de pico e menores nas horas fora de pico.

3.6.1 Operação sem geração distribuída

Inicialmente, considera-se que não existe GD na rede da concessionária. Consequentemente, toda a energia é fornecida através da subestação e comprada ao preço do mercado atacadista. Na Figura 20, apresenta-se o perfil de tensões na hora de pico. Pode-se observar que, mesmo ajustando a tensão na subestação no máximo permitido (1,05 pu), as tensões nas últimas barras encontram-se muito perto do limite inferior de operação.

Na Figura 21, apresentam-se os preços marginais na hora 10. Esses preços correspon-

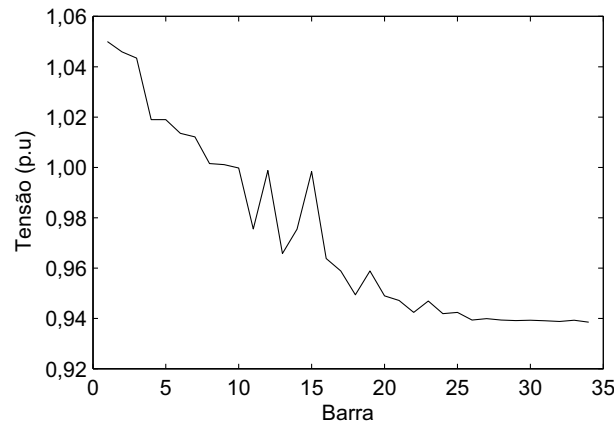


Figura 20: Perfil de tensões na hora de pico.

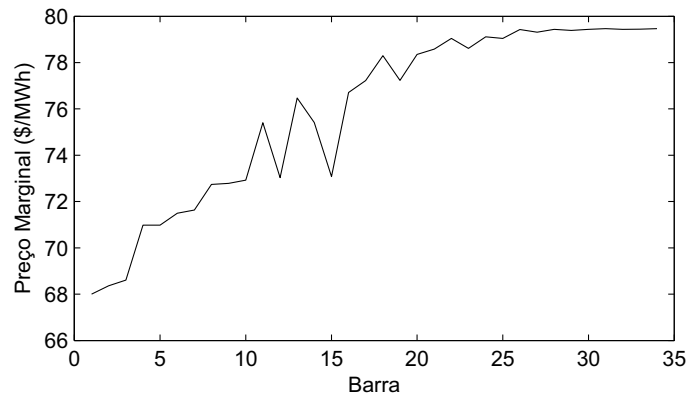


Figura 21: Preços marginais na hora 10.

dem aos valores dos multiplicadores de Lagrange associados com as restrições de balanço de potência ativa dadas pela equação (3.2). Pode-se observar que embora o preço da energia na subestação na hora 10 é de 68\$/MWh, fornecer um MW adicional na barra 34 tem um custo de 79,46\$/MWh. Dado que o fenômeno de congestionamento não está sendo considerado (todas as linhas operam dentro de seus limites de fluxo de potência), a diferença de preços entre os nós é devido às perdas no sistema. A energia consumida na barra 34 deve ser fornecida pela subestação, e para isso, tem de passar por toda a rede, produzindo um incremento nas perdas.

3.6.2 Operação com geração distribuída

Os resultados do despacho considerando GD ilustram-se na Figura 22. Pode-se observar que a GD é utilizada nas horas que apresentam os maiores preços de energia. Na Figura 23, ilustra-se o perfil de tensões na hora de pico com e sem GD. Pode-se observar

que no caso da operação com GD todas as tensões encontram-se acima de 0,95 p.u. Isso mostra que, embora a GD opere com fator de potência unitário, esta pode contribuir de forma significativa no melhoramento do perfil das tensões. Neste caso, a concessionária, mesmo sem pagar por um serviço ancilar obtém uma melhoria na tensão como ganho indireto. A Figura 24, ilustra os preços marginais da energia na hora 10 para os casos com e sem GD. Pode-se observar que os preços marginais diminuem devido à presença da GD. Isso ocorre porque a demanda líquida vista pela subestação diminui, o que faz com que os fluxos nas linhas, e as perdas, também diminuam.

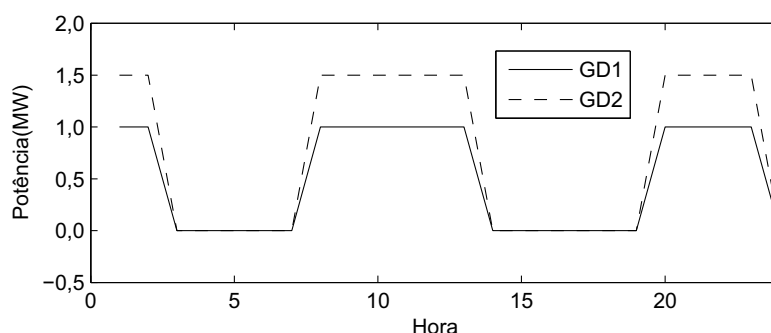


Figura 22: Despacho programado da geração distribuída.

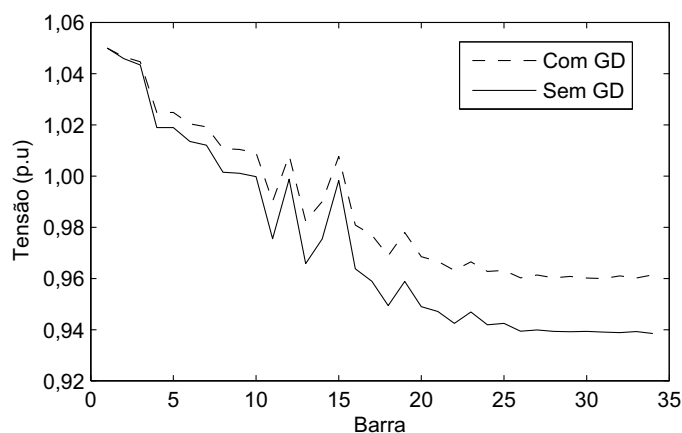


Figura 23: Perfil de tensões na hora de pico com e sem GD.

Na Figura 25, ilustram-se as perdas do sistema com e sem GD. Pode-se observar que quando a GD é utilizada, as perdas diminuem de forma considerável. Na Tabela 9, apresentam-se os dados numéricos das perdas, tensão mínima e pagamentos da concessionária com e sem GD. Neste caso, a GD contribui com uma redução do 23,46% das perdas de energia, e economiza à concessionária \$288,33 nos pagamentos efetuados pela compra de energia.

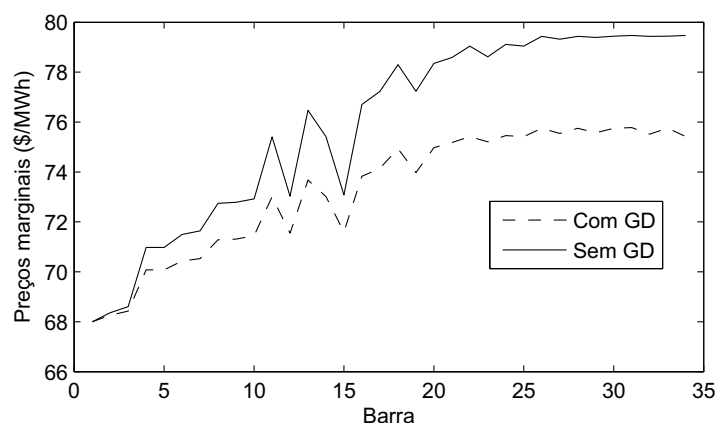


Figura 24: Preços marginais na hora 10 com e sem GD.

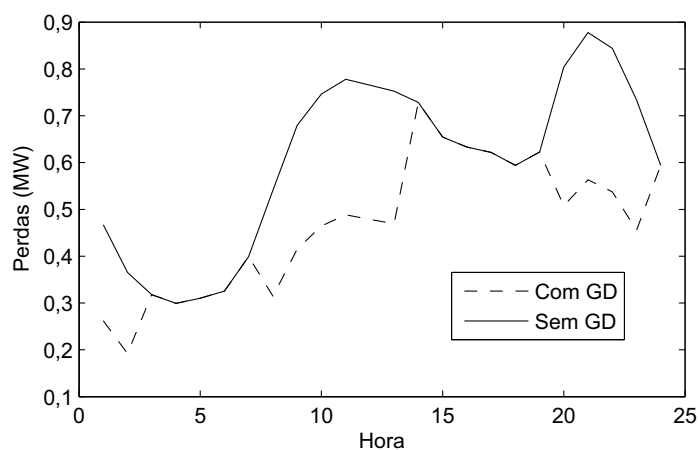


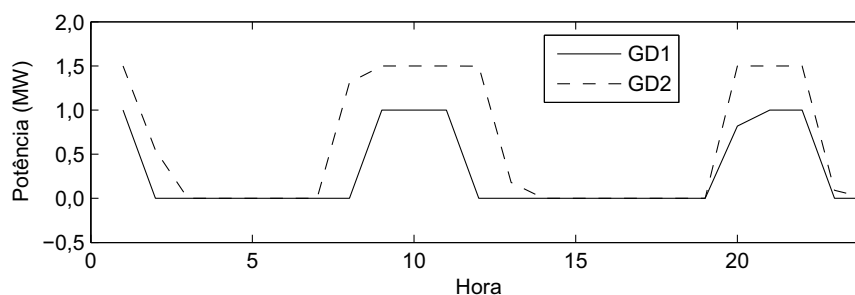
Figura 25: Perdas ativas com e sem GD.

3.6.2.1 Despacho ótimo considerando diferentes ofertas da GD

Nas Figuras 26, 27, 28 apresenta-se o despacho programado das unidades de GD considerando ofertas para ambas unidades de 72, 74 e 76\$/MWh, respectivamente. Pode-se observar que, à medida que as ofertas das unidades de GD aumentam, o despacho destas é modificado, sendo programadas para operar principalmente nas horas de maior demanda, as quais coincidem com as horas de maior preço do mercado atacadista. Nas Figuras 26, 27, 28, observa-se que, mesmo quando as duas unidades ofertam ao mesmo preço, a unidade GD2 é utilizada durante um maior número de horas. Isso ocorre porque a unidade GD2 encontra-se mais afastada da subestação, e, conseqüentemente, a sua contribuição para a redução das perdas é maior. Portanto, a concessionária prefere comprar mais energia de GD2 do que GD1.

Tabela 9: Operação com e sem GD.

Cenário	Perdas (MWh)	Tensão mínima (p.u)	Pagamentos (\$)
Sem GD	16,1732	0,9385	13.362,44
Com GD	12,3679	0,9600	13.074,11

**Figura 26:** Despacho programado considerando uma oferta de 72\$/MWh para ambas unidades de GD.

3.6.2.2 Despacho considerando contratos bilaterais

Uma forma de se proteger contra a volatilidade dos preços do mercado atacadista é mediante contratos bilaterais de longo prazo que garantam um preço fixo da energia. Esses contratos podem ser realizados entre a concessionária e um agente comercializador de energia. Neste exemplo, considera-se que existe um contrato bilateral da concessionária com um agente comercializador que garante um preço fixo na subestação de 60\$/MWh. Observe-se que o preço da energia, garantido mediante o contrato bilateral, é menor do que os preços de oferta da GD apresentados na Tabela 8. Mesmo assim, comprar energia da GD ainda é lucrativo para a concessionária, devido aos benefícios obtidos desta. Na Figura 29, ilustra-se o resultado do despacho. Pode-se observar que a unidade GD1 é utilizada durante quase todo o dia, enquanto a unidade GD2 que oferta a sua energia um pouco mais cara, é utilizada principalmente durante os períodos de maior demanda do sistema.

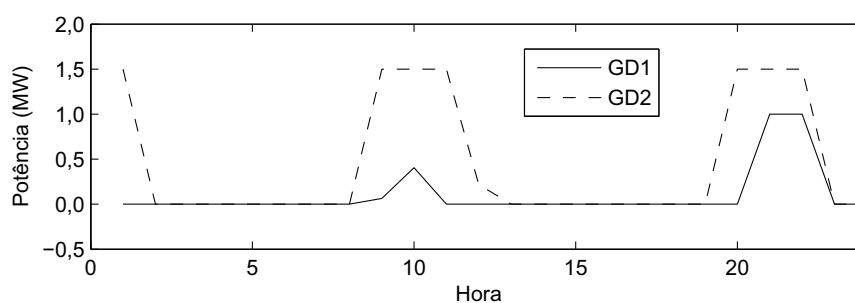


Figura 27: Despacho programado considerando uma oferta de 74\$/MWh para ambas unidades de GD.

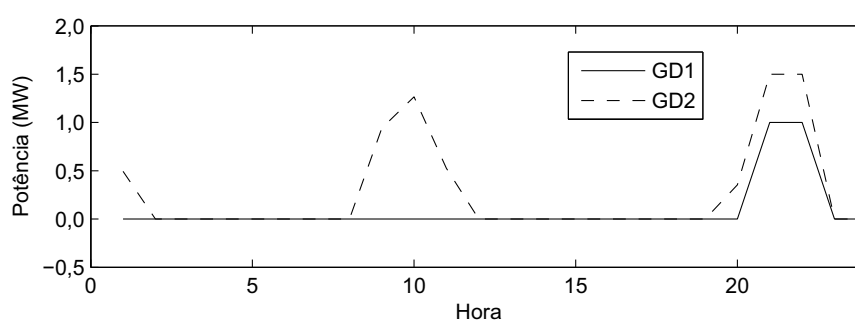


Figura 28: Despacho programado considerando uma oferta de 76\$/MWh para ambas unidades de GD.

3.6.2.3 Despacho considerando uma distribuição diferente da demanda

No exemplo apresentado anteriormente, observou-se que a GD pode contribuir na redução das perdas do sistema. Porém, a sua contribuição na redução das perdas depende dos parâmetros da rede, da distribuição da demanda e da alocação e dimensionamento da GD. Em alguns casos, a GD pode não contribuir na redução das perdas, ou inclusive, aumentá-las. Para ilustrar esta ideia, considere-se novamente o sistema de distribuição apresentado na Figura 16. Neste caso, utiliza-se a demanda e preços do mercado atacadista ilustrados nas Figuras 18 e 19, respectivamente, mas desta vez, com uma distribuição de demanda como apresentada na Figura 30.

Neste caso é considerada uma unidade de GD alocada na barra 31 com capacidade de 5,5MW e oferta de venda de 60\$/MWh. Na Figura 31, apresenta-se o despacho da unidade de GD. Observa-se que esta unidade é utilizada nas horas de maior demanda e maiores preços do mercado atacadista. Na Figura 32, ilustram-se as perdas com e sem GD. Pode-se observar que as perdas aumentam quando a unidade de GD é despachada. Isso acontece devido à nova distribuição de demanda, na qual as maiores cargas encontram-se perto da subestação e afastadas da unidade de GD.

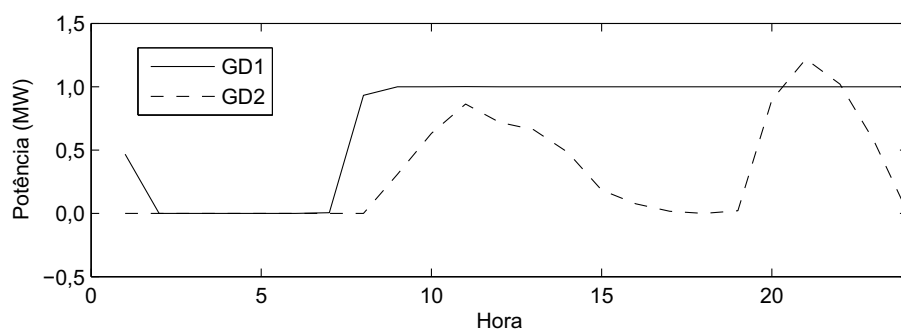


Figura 29: Despacho da GD considerando um contrato bilateral com preço fixo de energia.

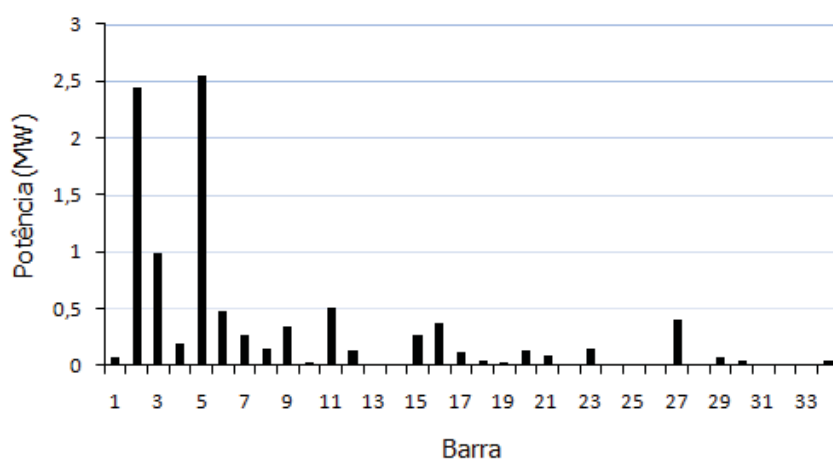


Figura 30: Nova distribuição de demanda na hora de pico.

Na Tabela 10, apresentam-se os dados numéricos das perdas, tensão mínima e pagamentos da concessionária com e sem GD. Observa-se que as perdas aumentam devido à operação da GD, porém, os pagamentos da concessionária pela compra de energia são menores quando a GD é utilizada. Isto mostra que a concessionária está disposta a aumentar um pouco as perdas do sistema para minimizar os pagamentos totais. As tensões mínimas em ambos casos estão em valores aceitáveis devido à distribuição da carga.

Tabela 10: Operação com e sem GD considerando uma nova distribuição de demanda.

Cenário	Perdas (MWh)	Tensão mínima (p.u)	Pagamentos (\$)
Sem GD	2,438	0,995	12.503,50
Com GD	2,717	1,005	12.026,22

Na Figura 33, ilustra-se o comportamento das perdas para diferentes níveis de penetração da GD. Para este exemplo, utiliza-se uma distribuição de carga como ilustrada na Figura 30, e uma unidade de GD alocada na barra 31 com oferta de venda de ener-

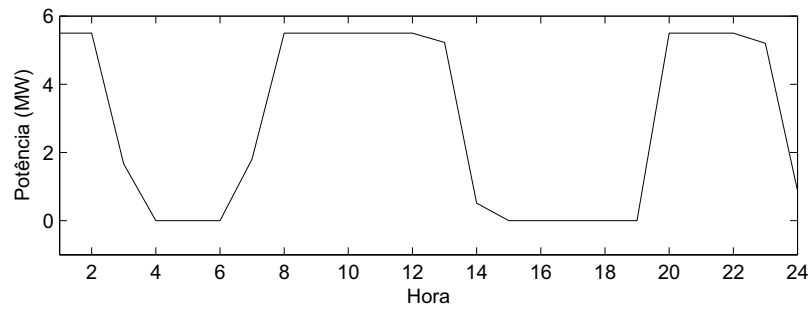


Figura 31: Despacho da GD considerando uma nova distribuição de demanda.

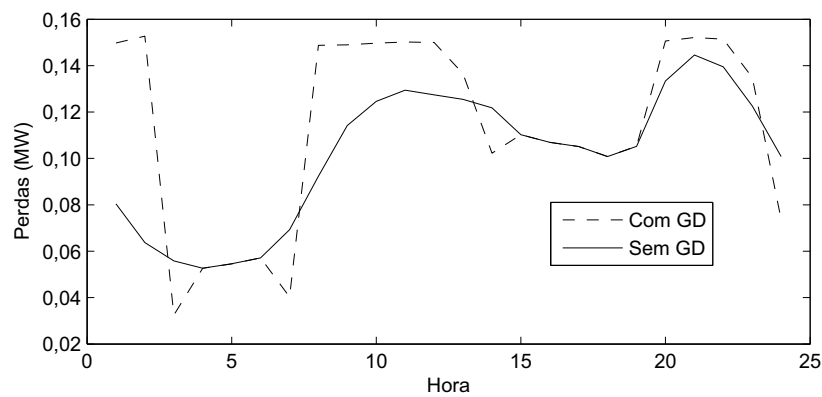


Figura 32: Perdas com e sem GD considerando uma nova distribuição de demanda.

gia de 60\$/MWh. Inicialmente, as perdas do sistema diminuem com a presença da GD, porém a partir de aproximadamente um 25% de penetração da GD, as perdas aumentam novamente. Para um 50%, as perdas com e sem GD são aproximadamente iguais, e para percentagens de penetração da GD maiores do 50%, as perdas aumentam consideravelmente.

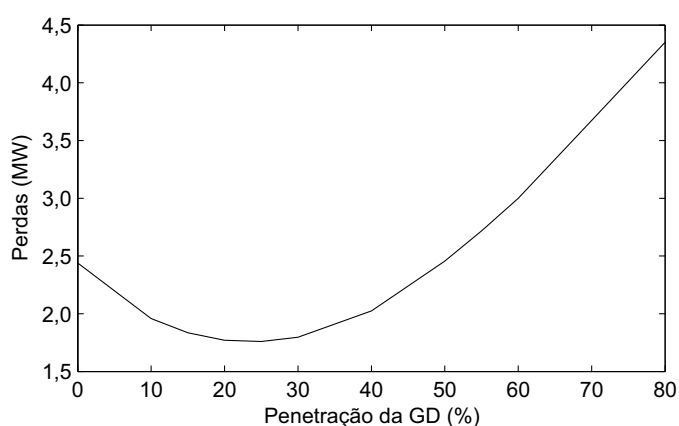


Figura 33: Perdas do sistema para diferentes níveis de penetração da GD.

3.7 Observações

Neste capítulo foi apresentado um modelo de despacho ótimo de GD. A principal vantagem do modelo proposto é que considera de forma implícita o impacto da GD na rede da concessionária. O modelo foi testado considerando um modelo de mercado de concorrência atacadista e no varejo, no qual a concessionária pode comprar energia do mercado atacadista e/ou das unidades de GD alocadas na sua rede. Os resultados obtidos mostram que a GD contribui na redução dos preços marginais locais, na redução das perdas de energia e na melhoria do perfil de tensões.

Os testes realizados permitiram concluir que para a concessionária é lucrativo comprar energia da GD, mesmo quando o preço de oferta desta é um pouco maior que o preço do mercado atacadista. Isso acontece devido ao fato de que a GD fornece energia perto dos consumidores, o que reduz os fluxos nas linhas da rede, e consequentemente as perdas. No entanto, também foi mostrado que uma alocação e dimensionamento inadequados da GD pode aumentar as perdas do sistema.

Dada a natureza do problema, o modelo de despacho somente considera tecnologias de GD despacháveis. Porém o modelo ainda pode ser aperfeiçoado para incluir outros tipos de tecnologias de GD, como a eólica. Nesse caso, seria necessário considerar incertezas na geração.

4 *Preço de contrato ótimo de geração distribuída mediante programação binível*

4.1 Introdução

No modelo de despacho apresentado no Capítulo 3 anterior, a concessionária recebe ofertas de preço de venda de energia dos geradores distribuídos na sua rede e, além do mais, conhece os preços da energia do mercado atacadista. Com essa informação, e visando minimizar os pagamentos pela compra da energia, a concessionária decide a quantidade de energia a ser comprada da GD e do mercado atacadista. Neste capítulo, considera-se o problema do proprietário da GD o qual deseja encontrar o preço de oferta de venda de energia que maximize o seu lucro. Para encontrar esse preço, é desenvolvido um modelo de programação binível.

No modelo proposto consideram-se dois agentes: a concessionária e o proprietário da GD. A concessionária busca minimizar os pagamentos pela compra de energia; o proprietário da GD busca maximizar o lucro obtido pela venda de energia. Cada um dos agentes deve cumprir certas restrições. O proprietário da GD deve considerar os limites das suas unidades, enquanto a concessionária deve considerar as restrições impostas pelos limites técnicos da rede e o balanço de potências em cada uma das barras do sistema.

Embora os dois agentes considerados sejam diferentes e tenham diferentes objetivos, o comportamento de um deles influencia o comportamento do outro. Por exemplo, a quantidade de energia que a concessionária compra da GD depende da oferta de preço que o proprietário da GD faz. Se o proprietário da GD oferece sua energia a um preço muito baixo, ele venderá toda a energia disponível. Porém, os seus lucros serão muito baixos. Por outro lado, se ele oferece sua energia a um preço muito alto, corre o risco de que a concessionária não compre sua energia e, portanto, não tenha lucro algum. Além do mais, como foi explicado no capítulo anterior, a decisão da concessionária de comprar

ou não energia da GD é influenciada não somente pelo preço de oferta mais também pelo impacto que a injeção dessa energia pode ter na rede.

Para conhecer o preço de oferta de energia que garanta a maximização do seu lucro, o proprietário da GD deve considerar, de forma implícita, a reação da concessionária. Isso pode ser feito incorporando o problema de otimização da concessionária como uma restrição do problema de otimização do proprietário da GD, o que leva ao conceito de programação binível.

Como o próprio nome sugere, em um problema de programação binível existem dois níveis de otimização, chamados de nível superior e nível inferior. Esses níveis modelam os problemas de otimização de dois tipos de agentes chamados de líder e seguidor. O nível superior corresponde ao problema do agente líder o qual é o primeiro em tomar uma decisão, enquanto o nível inferior corresponde ao problema do agente seguidor o qual otimiza sua função objetivo uma vez conhecida a decisão do agente líder.

No modelo de programação binível proposto, o problema de otimização superior corresponde ao problema do proprietário da GD, o qual busca maximizar o seu lucro. Esse problema é restrito por um problema de otimização inferior o qual corresponde ao problema de otimização da concessionária (descrito no Capítulo 3), a qual busca minimizar os pagamentos na compra de energia. O modelo permite considerar simultaneamente a interação da GD e da concessionária. Esse modelo é transformado posteriormente em um problema de otimização não-linear de um nível simples substituindo o problema do nível inferior pelas condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KUHN; TUCKER, 1951). O problema de um nível simples equivalente é resolvido mediante o software de otimização GAMS usando o solver de programação não linear CONOPT3 (DRUD, 2008).

4.2 Fundamentos de programação binível

Um problema de otimização binível consiste em um problema de otimização no qual uma das suas restrições é outro problema de otimização. Inicialmente, esses tipos de problemas eram chamados simplesmente de "problemas de otimização com restrições de otimização" (KOLSTAD; LASDON, 1990). Os primeiros trabalhos com programação binível datam da década de 1970. Porém, foi somente na década de 1980 que esses tipos de problemas foram incorporados na modelagem de processos de decisão hierárquica e em aplicações de engenharia.

Sendo geralmente não-convexos e não-diferenciáveis, os problemas de programação

binível são intrinsecamente difíceis de resolver. Por esse motivo, a maioria das pesquisas que abordam problemas de programação binível utilizam uma modelagem linear nas funções objetivo e restrições. Porém, existem estudos que incluem a introdução de variáveis discretas e programação não-linear (DEMPE, 2003), (MARCOTTE; SAVARD; SEMET, 2004).

Para entender o conceito de programação binível, é preciso considerar o problema de dois pontos de vista ao mesmo tempo: por um lado, como uma extensão da programação matemática e, por outro lado, como a generalização de um problema particular da teoria de jogos: jogo de Stackelberg (BERTRAND, 1995). Do ponto de vista da programação matemática, um problema de programação binível é considerado um MPEC (*Mathematical Problem with Equilibrium Constraints*). As restrições de equilíbrio desse problema resultam da substituição do problema do nível inferior por um sistema equivalente de equações. Do ponto de vista da teoria de jogos um problema de programação binível é considerado como um jogo sequencial não-cooperativo de uma jogada. O jogo de Stackelberg é um jogo de dois grupos de agentes com informação perfeita. O primeiro agente a jogar é chamado de líder, o qual escolhe uma estratégia de jogo antecipando-se às reações dos outros jogadores. Seguidamente, os outros jogadores escolhem suas estratégias, as quais dependem da estratégia estabelecida pelo líder.

De forma geral, os problemas que envolvem relações hierárquicas entre dois níveis de decisão podem ser modelados mediante programação binível. Esses tipos de problema são encontrados em campos tão diversos como a regulamentação ambiental, políticas energéticas, transporte de materiais perigosos, planejamento econômico, controle ótimo, etc.

A formulação geral de um problema de programação binível é apresentada em (4.1)-(4.4).

$$\text{Min}_{x \in X, y} F(x, y) \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$G(x, y) \leq 0 \quad (4.2)$$

$$\min_{y \in Y} f(x, y) \quad (4.3)$$

sujeito a:

$$g(x, y) \leq 0 \quad (4.4)$$

Em que $x \in R^{n1}$ e $y \in R^{n2}$. As variáveis do problema (4.1)-(4.4) são divididas em dois grupos, as do nível superior $x \in R^{n1}$ e as do nível inferior $y \in R^{n2}$. Igualmente, as funções $F : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ e $f : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ correspondem às funções objetivo do nível superior e inferior, respectivamente. Os vetores $G : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m1}$ e $g : R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m2}$ correspondem às restrições do nível superior e inferior, respectivamente.

O agente do nível superior controla as variáveis de decisão $x \in X$. Esse agente, considerando as decisões feitas no nível inferior, maximiza sua função objetivo $F(x, y)$. Além do mais, o agente do nível superior conhece a função objetivo do nível inferior $f(x, y)$. Por outro lado, o agente do nível inferior controla as variáveis de decisão $y \in Y$. Esse agente reage às decisões tomadas no nível superior de forma a minimizar a função objetivo $f(x, y)$. O agente do nível inferior não conhece a função objetivo do nível superior e não considera as consequências que suas decisões podem ter no outro nível. Pode-se observar que as variáveis x e y podem aparecer nos dois níveis de otimização, tanto nas funções objetivo, quanto nas restrições.

O problema relaxado associado com (4.1)-(4.4) corresponde ao problema dado por (4.5)-(4.7) e sua solução ótima corresponde a uma cota inferior do problema de programação binível original.

$$\text{Min}_{x \in X, y \in Y} F(x, y) \quad (4.5)$$

sujeito a:

$$G(x, y) \leq 0 \quad (4.6)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (4.7)$$

A região factível do problema (4.5)-(4.7) é dada pela equação 4.8.

$$\Omega = \{(x, y) : x \in X, y \in Y, G(x, y) \leq 0, g(x, y) \leq 0\} \quad (4.8)$$

Para um valor fixo de x ($\hat{x} \in X$), o conjunto de factibilidade do nível inferior é dado por (4.9).

$$\Omega(\hat{x}) = \{y : y \in Y, g(\hat{x}, y) \leq 0\} \quad (4.9)$$

Por outro lado, o conjunto de reação do nível inferior é dado por (4.10).

$$R(\hat{x}) = \{y : y \in \operatorname{argmin}\{f(\hat{x}, \bar{y}) > \bar{y} \in \Omega(\hat{x})\}\} \quad (4.10)$$

em que todo $y \in R(\hat{x})$ é uma resposta racional. Finalmente, o conjunto que agrupa os pontos factíveis do problema de programação binível é dado por (4.11).

$$IR = \{(x, y) : x \in X, G(x, y) \leq 0, y \in R(x)\} \quad (4.11)$$

O conjunto dado por (4.11) é chamado de região induzida e representa o conjunto de factibilidade do líder. Essa região é usualmente não-convexa e pode ser vazia quando se consideram as restrições do nível superior. Um problema de programação binível pode não ter solução, se para um x fixo ($\hat{x} \in X$) o agente do nível inferior é indiferente com relação a sua função objetivo.

4.2.1 Transformação em um problema de um único nível

Os problemas de programação binível são intrinsecamente difíceis de resolver. Inclusive na sua versão mais simples, considerando funções objetivo e restrições lineares, os problemas de programação binível são NP (*nondeterministic polynomial time*) difíceis (COLSON; MARCOTTE; SAVARD, 2007). Alguns autores, considerando a geometria da região induzida, têm proposto condições de otimalidade para esses problemas. Porém, essas condições somente são aplicáveis quando o problema do nível inferior é estritamente convexo (DEMPE, 1992).

Sob certas condições de convexidade e diferenciabilidade, é possível converter um problema de PBN em um problema de programação matemática padrão. Essa transformação é feita substituindo o problema do nível inferior pelas condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT). Além do mais, se o problema de otimização inferior é linear, pode-se usar também o problema dual e o conceito de dualidade forte para essa transformação (EDMUNDS; BARD, 1991).

4.2.1.1 Problema equivalente de um nível usando as condições de KKT

Considere-se o problema do nível inferior, de forma geral, como um problema de otimização com N restrições de igualdade e M restrições de desigualdade, como apresentado em (4.12)-(4.14). As variáveis duais λ e μ , associadas com as restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente, são indicadas do lado destas, separadas por dois pontos:

$$\text{Min}_y \quad f(x, y) \quad (4.12)$$

sujeito a:

$$g_n(x, y) = 0 : \lambda_n \quad n = 1, \dots, N \quad (4.13)$$

$$h_m(x, y) \leq 0 : \mu_m \quad m = 1, \dots, M \quad (4.14)$$

As condições de otimalidade de KKT do problema anterior estão dadas pelas equações (4.15)-(4.18).

$$\nabla_y f(x, y) - \sum_{n=1}^N \lambda_n \nabla_y g_n(x, y) - \sum_{m=1}^M \mu_m \nabla_y h_m(x, y) = 0 \quad (4.15)$$

$$g_n(x, y) = 0, \quad n = 1, \dots, N \quad (4.16)$$

$$0 \leq \mu_m \perp h_m(x, y) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (4.17)$$

$$\lambda_n \text{ irrestrito} \quad n = 1, \dots, N \quad (4.18)$$

Em que $\perp$ corresponde ao operador de complementaridade, o que significa que, se $h_m(x, y) = 0$, então $\mu_m \geq 0$; e se $h_m(x, y) < 0$, então $\mu_m = 0$. A equação (4.15) corresponde à condição de estacionalidade do Lagrangeano. A equação (4.16) corresponde à condição de factibilidade primal. A equação (4.17) é conhecida como à condição de complementaridade. Substituindo as condições de KKT do problema de otimização inferior no problema original de programação binível, obtém-se o problema padrão mostrado nas equações (4.19)-(4.24).

$$\text{Min}_{x \in X, y, \lambda, \mu} \quad F(x, y) \quad (4.19)$$

sujeito a:

$$G(x, y) \leq 0 \quad (4.20)$$

$$\nabla_y f(x, y) - \sum_{n=1}^I \lambda_n \nabla_y g_n(x, y) - \sum_{m=1}^M \mu_m \nabla_y h_m(x, y) = 0 \quad (4.21)$$

$$g_n(x, y) = 0, \quad n = 1, \dots, N \quad (4.22)$$

$$0 \leq \mu_m \perp h_m(x, y) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (4.23)$$

$$\lambda_n \text{ irrestrito} \quad n = 1, \dots, N \quad (4.24)$$

Mesmo sob condições de convexidade das funções F e G o problema de otimização dado por (4.19)-(4.24) não é fácil de resolver. Isso é devido, principalmente, à não convexidade das restrições de complementaridade. No entanto, a restrição de estacionalidade do Lagrangeano é linear em alguns casos (funções lineares ou quadráticas). Por outro lado, as condições de complementaridade são intrinsecamente combinatoriais. Para resolver este problema, as restrições de complementaridade podem ser substituídas por um conjunto de equações lineares inteiras mistas como proposto por Fortuny-Amat e McCarl (1981). Um inconveniente dessa transformação consiste que tanto o número de equações, como o número de variáveis, aumentam com relação ao problema original.

4.2.1.2 Problema equivalente de um nível usando dualidade

Quando o problema do nível inferior é linear em y , pode-se utilizar o conceito de dualidade para transformar o problema de programação binível em um problema de otimização de um nível simples. Nesse caso, o problema do nível inferior pode ser substituído por:

- as restrições do problema do nível inferior;
- as restrições do problema dual associado;
- as restrição de igualdade das funções objetivo dos problemas primal e dual.

A vantagem principal frente ao uso das condições de KKT é que desaparecem as condições de complementaridade. Porém, aparecem não-linearidades na restrição de igualdade das funções objetivos dos problemas primal e dual.

Seja o problema do nível inferior dado por (4.25)-(4.27):

$$\text{Min}_z \quad p^T z \quad (4.25)$$

sujeito a:

$$Qz \geq m \quad (4.26)$$

$$z \geq 0 \quad (4.27)$$

O dual do problema de otimização anterior está dado pelas equações (4.28)-(4.30):

$$\text{Max}_{\sigma} \quad m^T \sigma \quad (4.28)$$

sujeito a:

$$Q^T \sigma \leq p \quad (4.29)$$

$$\sigma \geq 0 \quad (4.30)$$

A condição de dualidade forte estabelece que as soluções ótimas do problema primal z^* e do problema dual σ^* são iguais, como se mostra na equação (4.31).

$$p^T z^* = m^T \sigma^* \quad (4.31)$$

O problema do nível inferior é substituído pelas restrições do problema inferior, o problema dual e a condição de igualdade das soluções dos problemas primal e dual, obtendo-se o problema equivalente de um nível dado pelas equações (4.32)-(4.38).

$$\text{Max}_{x \in X, y, \sigma} \quad F(x, y) \quad (4.32)$$

sujeito a:

$$G(x, y) \leq 0 \quad (4.33)$$

$$Qy \geq m \quad (4.34)$$

$$y \geq 0 \quad (4.35)$$

$$Q^T \sigma \leq p \quad (4.36)$$

$$\sigma \geq 0 \quad (4.37)$$

$$p^T y = m^T \sigma \quad (4.38)$$

4.3 Modelo de programação binível proposto

A seguir, apresenta-se o modelo de programação binível proposto para calcular o preço de contrato ótimo da GD. O agente líder é o proprietário da GD, o qual estabelece uma oferta de preço de contrato de energia antecipando-se à resposta da concessionária, a qual, avalia essa proposta utilizando um modelo de despacho baseado em um fluxo de potência ótimo. Dado que se consideram, de forma implícita e, ao mesmo tempo, os dois problemas de otimização (da concessionária e do proprietário da GD), o modelo de

programação binível encontra uma solução que beneficia ambos os agentes. Na Figura 34, ilustra-se o problema de programação binível proposto.

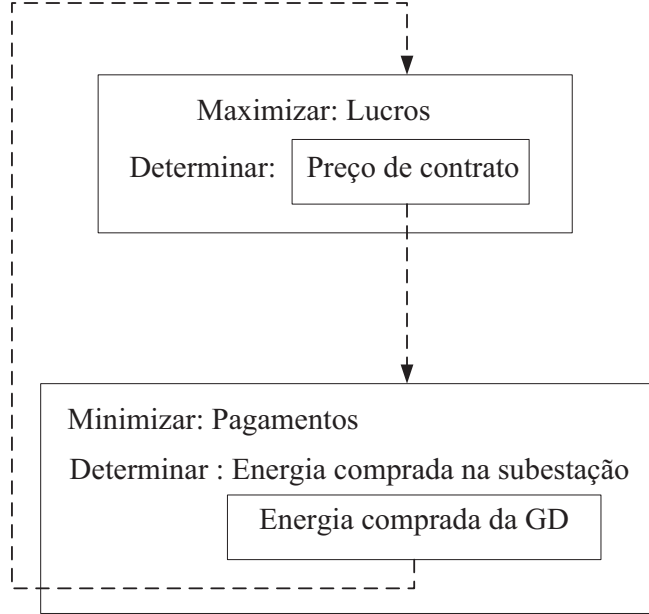


Figura 34: Diagrama de programação binível.

4.3.1 Problema do nível superior

Como foi mencionado anteriormente, o problema do nível superior consiste na maximização do lucro do proprietário da GD. Esse problema está dado pelas equações (4.39)-(4.41).

$$\text{Max}_{\lambda_{GDj}} \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t (\lambda_{GDj} - c_{GDj}) P_{GDj}(t) \quad (4.39)$$

sujeito a:

$$P_{GDj}^{Min} \leq P_{GDj}(t) \leq P_{GDj}^{Max}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.40)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t P_{GDj}(t) \geq E_{GD}^{Min}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.41)$$

Neste caso λ_{GDj} corresponde ao preço de contrato da energia da GD a ser determinado, c_{GDj} é o custo de operação da unidade de GD j , $P_{GDj}(t)$ corresponde à potência fornecida pelo gerador distribuído j no intervalo de tempo t , J corresponde ao conjunto de unidades de GD, E_{GD}^{Min} corresponde à energia mínima fornecida pelas unidades de GD, e T corresponde ao conjunto de intervalos de tempo considerado. Pode-se observar que

o problema está sujeito aos limites de potência das unidades de GD dado pela equação (4.40). Além do mais, o proprietário da GD pode determinar uma quantidade mínima de energia a ser vendida, esta restrição está dada pela equação (4.41).

4.3.2 Problema do nível inferior

O problema do nível inferior consiste na minimização dos pagamentos efetuados pela concessionária na compra de energia, sendo dado pelas equações (3.1)-(3.8) descritas no Capítulo 3. Porém, neste capítulo, apresenta-se uma simplificação do modelo considerando somente as tensões e as potências ativas como variáveis de otimização. Essa simplificação foi desenvolvida com o intuito de reduzir a complexidade do problema resultante, e de evitar problemas de não-convexidade presentes na formulação AC completa quando esta é substituída pelas condições de otimalidade de KKT. Uma das vantagens adicionais do modelo simplificado diante do modelo AC completo consiste na facilidade de obter as condições de KKT considerando limites de fluxo nas linhas. As simplificações são similares às apresentadas por El-Khattam et al. (2004). Essas aproximações são válidas para sistemas de distribuição radiais, com fator de potência próximo do unitário e uma baixa relação de X/R .

O fluxo de potência ativa P_{nm} na linha que une as barras n , m pode ser dado por:

$$P_{nm} \cong \frac{V_n \cdot (V_n - V_m)}{Z_{nm}} \quad (4.42)$$

em que V_n e V_m correspondem às magnitudes da tensão nas barras n e m , respectivamente. Z_{nm} corresponde à magnitude da impedância na linha nm .

Por outro lado, as perdas de potência ativa podem ser calculadas como a soma dos fluxos em ambas direções, como se mostra em (4.43):

$$P_{nm}^{loss} = P_{nm} + P_{mn} \quad (4.43)$$

Substituindo (4.42) em (4.43) e simplificando, obtém-se a seguinte expressão para as perdas ativas na linha mn :

$$P_{nm}^{loss} = \frac{(V_n - V_m)^2}{Z_{nm}} \quad (4.44)$$

As aproximações de fluxo de carga consideradas no modelo proposto estão entre um

modelo AC completo e um modelo DC. Por um lado, sob um abordagem de programação binível, uma formulação AC completa pode levar a problemas de convergência. Por outro lado, um modelo DC simplifica demais o problema devido ao fato de que considera um perfil de tensão plano e não inclui as perdas de energia. Considerando as simplificações propostas, o problema de otimização do nível inferior é dado pelas equações (4.45) - (4.54). As variáveis duais associadas com cada uma das restrições estão colocadas do lado da correspondente equação seguida de dois pontos.

$$\text{Min}_{P_{DGj}(t), P_{SEk}(t)} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \Delta_t \rho_{SEk}(t) P_{SEk}(t) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t \lambda_{GDj} P_{GDj}(t) \quad (4.45)$$

sujeito a:

$$\sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m > n}} \frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} + \sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m < n}} \frac{V_m(t) \cdot (V_m(t) - V_n(t))}{Z_{nm}} - \sum_{m \in \Omega_n} \frac{(V_n(t) - V_m(t))^2}{Z_{nm}} + P_{Gn}(t) - P_{Dn}(t) = 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T : \pi_p(n, t) \quad (4.46)$$

$$\frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} - P_{nm}^{Max} \leq 0; \quad \forall l_{mn} \in L, \quad \forall t \in T : \bar{\phi}(l_{mn}, t) \quad (4.47)$$

$$- \frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} - P_{nm}^{Max} \leq 0; \quad \forall l_{mn} \in L, \quad \forall t \in T : \underline{\phi}(l_{mn}, t) \quad (4.48)$$

$$V_n(t) - V_n^{Max} \leq 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T : \bar{\omega}(n, t) \quad (4.49)$$

$$- V_n(t) + V_n^{Min} \leq 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T : \underline{\omega}(n, t) \quad (4.50)$$

$$P_{GDj}(t) - P_{GDj}^{Max}(t) \leq 0; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T : \bar{\beta}(j, t) \quad (4.51)$$

$$- P_{GDj}(t) + P_{GDj}^{Min}(t) \leq 0; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T : \underline{\beta}(j, t) \quad (4.52)$$

$$P_{SEk}(t) - P_{SEk}^{Max}(t) \leq 0; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T : \bar{\delta}(k, t) \quad (4.53)$$

$$- P_{SEk}(t) + P_{SEk}^{Min}(t) \leq 0; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T : \underline{\delta}(k, t) \quad (4.54)$$

A equação (4.46) corresponde ao balanço de potência ativa em cada barra do sistema. Pode-se observar que essa equação considera de forma explícita as perdas ativas nas linhas. As equações (4.47) e (4.48) correspondem aos limites de fluxo nas linhas. As equações (4.49) e (4.50) correspondem aos limites de magnitude da tensão nas barras do sistema, e as equações (4.51) a (4.54) correspondem aos limites mínimos e máximos das potências fornecidas pelas unidades de GD e as subestações, respectivamente. $\rho_{SEk}(t)$ corresponde ao custo da energia na subestação k , no intervalo de tempo t ; $P_{SEk}(t)$ corresponde à potência fornecida pela subestação k , no intervalo de tempo t ; $P_{Gn}(t)$ e $P_{Dn}(t)$ correspondem as potências geradas e demandadas na barra n no intervalo de tempo t ,

respectivamente. P_{nm}^{Max} corresponde ao limite máximos de fluxo de potência ativa na linha l_{nm} , $\pi_p(n, t)$ corresponde ao custo marginal da potência ativa na barra p no intervalo de tempo t ; este custo é decisivo na hora de decidir comprar energia da GD ou da subestação. $\bar{\phi}(l_{mn}, t)$ e $\underline{\phi}(l_{mn}, t)$ correspondem às variáveis duais associadas com as restrições de fluxo de potência nas linhas, $\underline{\omega}(n, t)$ e $\bar{\omega}(n, t)$ correspondem às variáveis duais associadas com os limites mínimos e máximos de voltagem nas barras, respectivamente, $\underline{\beta}(j, t)$ e $\bar{\beta}(j, t)$ correspondem às variáveis duais associadas com os limites mínimos e máximos da potência fornecida pelo gerador distribuído j , respectivamente. E, finalmente, $\underline{\delta}(k, t)$ e $\bar{\delta}(k, t)$ correspondem às variáveis duais associadas com os limites mínimos e máximos da potência fornecida pela subestação k , respectivamente.

4.3.3 Problema equivalente de um nível simples

Os problemas de otimização do proprietário da GD e da concessionária podem ser incorporados em um modelo de programação binível como se mostra em (4.55)-(4.58).

$$\text{Max}_{\lambda_{GDj}} \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t (\lambda_{GDj} - c_{GDj}) P_{GDj}(t) \quad (4.55)$$

sujeito a:

$$P_{GDj}^{Min} \leq P_{GDj}(t) \leq P_{GDj}^{Max}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.56)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t P_{GDj}(t) \geq E_{GD}^{Min}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.57)$$

$$\text{Min}_{P_{GDj}(t), P_{SEk}(t)} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \Delta_t \rho_{SEk}(t) P_{SEk}(t) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t \lambda_{GDj} P_{GDj}(t) \quad (4.58)$$

sujeito a:

$$\text{Equações} \quad (4.46) - (4.54)$$

Substituindo o problema de otimização do nível inferior pelas condições de otimalidade de KKT, o problema de otimização equivalente de um nível, dado pelas equações (4.59) - (4.72) é obtido.

$$\text{Max}_{P_{GDj}(t), P_{SEk}(t), \lambda_{GDj}} \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t (\lambda_{GDj} - c_{GDj}) P_{GDj}(t) \quad (4.59)$$

sujeito a:

$$\sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t P_{GDj}(t) \geq E_{GD}^{Min}; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.60)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m > n}} \frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} + \sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m < n}} \frac{V_m(t) \cdot (V_m(t) - V_n(t))}{Z_{nm}} \\ & - \sum_{m \in \Omega_n} \frac{(V_n(t) - V_m(t))^2}{Z_{nm}} + P_{Gn}(t) - P_{Dn}(t) = 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (4.61) \\ & \sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m > n}} \frac{(V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} + \sum_{\substack{m \in \Omega_n \\ m < n}} \frac{V_m(t)}{Z_{nm}} + \sum_{m \in \Omega_n} \frac{(V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} + \bar{\omega}(n, t) \\ & - \underline{\omega}(n, t) + \bar{\phi}(l_{nm}, t)_{n < m} \cdot \frac{(V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} - \bar{\phi}(l_{nm}, t)_{n > m} \cdot \frac{V_m(t)}{Z_{nm}} \\ & - \underline{\phi}(l_{nm}, t)_{n < m} \cdot \frac{(V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} + \underline{\phi}(l_{nm}, t)_{n > m} \cdot \frac{V_m(t)}{Z_{nm}} = 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (4.62) \end{aligned}$$

$$\lambda_{GDj} - \pi_p(n, t) + \bar{\beta}(j, t) - \underline{\beta}(j, t) = 0; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.63)$$

$$\rho_{SEk}(t) - \pi_p(n, t) + \bar{\delta}(k, t) - \underline{\delta}(k, t) = 0; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (4.64)$$

$$0 \leq \bar{\omega}(n, t) \perp (V_m(t) - V_n^{Max}) \leq 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (4.65)$$

$$0 \leq \underline{\omega}(n, t) \perp (-V_m(t) - V_n^{Min}) \leq 0; \quad \forall n \in N, \quad \forall t \in T \quad (4.66)$$

$$0 \leq \bar{\beta}(j, t) \perp (P_{GDj}(t) - P_{GDj}^{Max}) \leq 0; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.67)$$

$$0 \leq \underline{\beta}(j, t) \perp (-P_{GDj}(t) + P_{GDj}^{Min}) \leq 0; \quad \forall j \in J, \quad \forall t \in T \quad (4.68)$$

$$0 \leq \bar{\delta}(k, t) \perp (P_{SEk}(t) - P_{SEk}^{Max}) \leq 0; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (4.69)$$

$$0 \leq \underline{\delta}(k, t) \perp (-P_{SEk}(t) + P_{SEk}^{Min}) \leq 0; \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (4.70)$$

$$0 \leq \bar{\phi}(l_{mn}, t) \perp \left(\frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} - P_{nm}^{Max} \right) \leq 0; \quad \forall l_{mn} \in L, \quad \forall t \in T \quad (4.71)$$

$$0 \leq \underline{\phi}(l_{mn}, t) \perp \left(-\frac{V_n(t) \cdot (V_n(t) - V_m(t))}{Z_{nm}} - P_{nm}^{Min} \right) \leq 0; \quad \forall l_{mn} \in L, \quad \forall t \in T \quad (4.72)$$

A equação (4.60) corresponde ao limite mínimo de energia fornecida pelas unidades de GD. A equação (4.61) corresponde à restrição de balanço de potência, as equações (4.62) - (4.64) correspondem à condição de estacionalidade do Lagrangeano dado por (4.15), e finalmente, as equações (4.65) - (4.72) correspondem as condições de complementaridade.

4.4 Testes e resultados

4.4.1 Exemplo 1: Considerando curvas de demanda e preços sazonais

Considere um sistema de distribuição de 34 barras com duas unidades de GD alocadas nas barras 11 e 24 como ilustrado na Figura 35. Cada unidade tem uma capacidade de 2MW e um custo de operação e manutenção (incluindo custo de combustível) de $60\$/MWh$. Esse valor corresponde ao custo de operação e manutenção, típico de uma unidade de geração a gás, o qual pode variar entre $45\$/MWh$ e $65\$/MWh$, (SIANO et al., 2009), (EL-KHATTAM; HEGAZY; SALAMA, 2005). Deseja-se encontrar o preço de contrato ótimo para um ano. Para isso, consideram-se curvas de demanda agregadas típicas para cada uma das estações do ano como se apresenta na Figura 36. Além do mais, como se apresenta na Figura 37, considera-se que existem, para cada uma das estações do ano, preços típicos da energia no mercado atacadista. Esses preços estão baseados em preços reais do mercado atacadista de energia ibérico para o ano 2008 (OMEL, 2008).

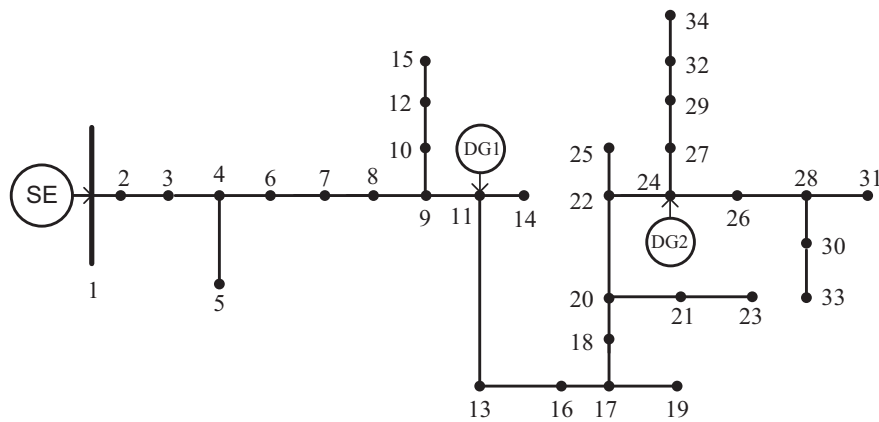


Figura 35: Sistema de distribuição de 34 barras.

Na Tabela 11, mostram-se os preços de contrato ótimos obtidos aplicando o modelo de programação binível proposto. Pode-se observar que a unidade de GD mais afastada da subestação (GD2 na barra 24) apresenta um preço de contrato ótimo maior, assim como também maiores lucros. Isso é porque, em geral, os preços marginais são maiores nas barras mais afastadas da subestação. Vale a pena salientar que, neste caso, não se procura a alocação ótima das unidades de GD. Ao invés disso, supõe-se que a alocação das unidades já foi previamente obtida através de um outro processo de otimização. Por outro lado, o uso da GD também traz benefícios à concessionária. Na Tabela 12, ilustram-se os pagamentos da concessionária para cada uma das estações do ano com e sem GD. Pode-se

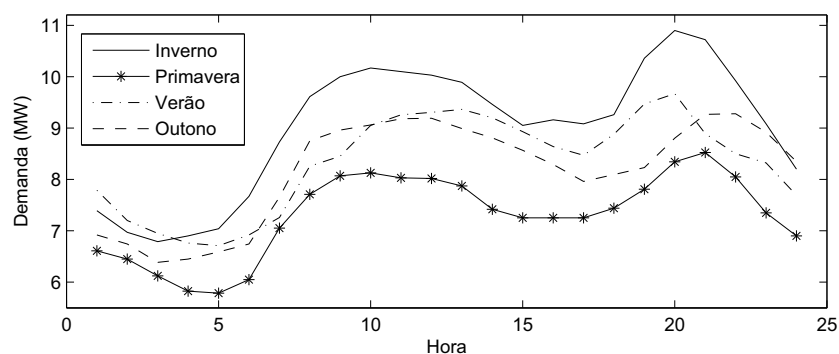


Figura 36: Demanda agregada na subestação para as diferentes estações do ano.

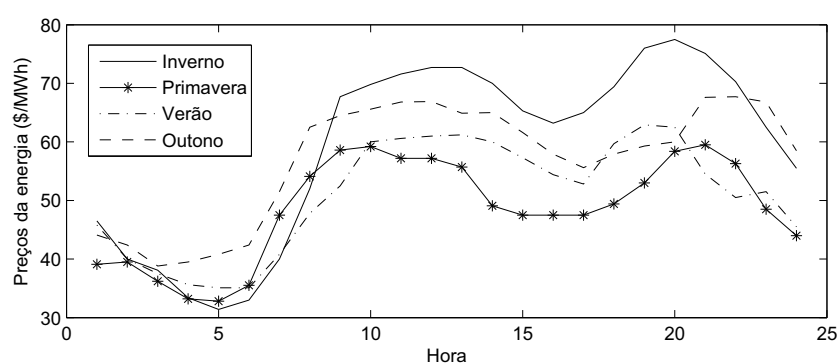


Figura 37: Preços típicos da energia para as diferentes estações do ano.

observar que as maiores economias são obtidas no inverno, a estação na qual tanto os preços do mercado atacadista, quanto a demanda são maiores.

Tabela 11: Preços de contrato ótimo e lucros para o exemplo 1.

Unidade	Barra	Preço de contrato (\$/MWh)	Lucro (\$)
GD1	11	70,612	37.867,31
GD2	24	72,583	67.831,03

Na Figura 38, ilustram-se os lucros que o proprietário pode obter das unidades de GD considerando diferentes preços de contrato. Pode-se observar que existe uma única combinação de preços de contrato de GD1 e GD2 que garante lucros máximos; qualquer outra combinação de preços de contrato faz com que os lucros obtidos sejam menores.

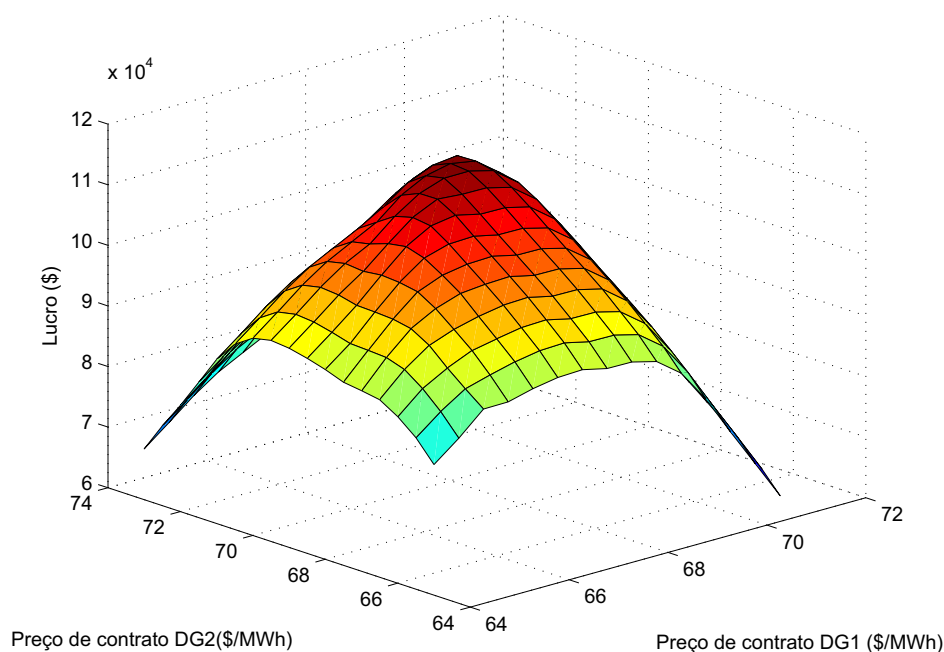


Figura 38: Lucros para diferentes valores de contrato de GD1 e GD2.

Tabela 12: Pagamentos da concessionária com e sem GD para o exemplo 1.

	Inverno	Primavera	Verão	Outono
Sem GD (\$)	1.308.425,01	995.528,16	843.543,22	1.119.456,31
Com GD (\$)	1.190.234,78	963.245,15	829.205,55	1.048.727,05
Economias (\$)	118.190,23	32.283,01	14.337,67	70.729,26

4.4.2 Exemplo 2: Considerando curvas de duração de demanda e preços

O modelo de programação binível proposto também pode ser usado considerando curvas de duração de demanda e preços. Na Figura 39, ilustra-se uma curva de duração de carga típica e sua aproximação por meio de degraus.

Neste exemplo, consideram-se vários casos de preços e demanda como ilustrados nas Figuras 40 e 41. Na Figura 40, ilustram-se três curvas de duração de demanda que consideram baixa, média e alta demanda, chamados de casos A, B e C, respectivamente. Na Figura 41, ilustram-se as correspondentes curvas de duração de preços. Pode-se observar que existe uma correlação entre as curvas de duração de preços e demanda, no sentido de que para maiores demandas consideram-se preços maiores e vice-versa.

Novamente é considerado o sistema de distribuição apresentado na Figura 35, mas

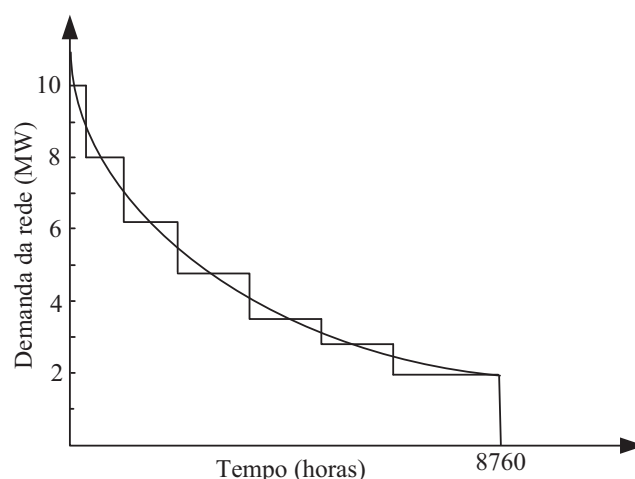


Figura 39: Exemplo de curva de duração de demanda e sua aproximação.

desta vez, com três unidades de GD chamadas de GD1, GD2 e GD3, alocadas nas barras 9, 19 e 34, respectivamente. O custo de operação considerado para todas as unidades é 55\$/MWh, e a capacidade, 1,5MW. Neste caso, é usada a mesma distribuição de demanda apresentada na Figura 17 no Capítulo 3. Os preços de contrato ótimo e lucros por unidade obtidos, usando o modelo de programação binível proposto, são apresentados nas Tabelas 13 e 14, respectivamente. Finalmente, os pagamentos da concessionária para cada caso são apresentados na Tabela 15.

Tabela 13: Preços de contrato ótimo do exemplo 2.

Unidade	Caso A (\$/MWh)	Caso B (\$/MWh)	Caso C (\$/MWh)
GD1	73,00	76,93	79,63
GD2	75,23	78,41	80,34
GD3	76,29	79,09	81,53

Tabela 14: Lucros por unidade de GD do exemplo 2.

Unidade	Caso A (\$)	Caso B (\$)	Caso C (\$)
GD1	59.130,02	96.053,45	125.399,56
GD2	66.450,34	111.295,06	182.642,32
GD3	69.864,56	118.577,87	195.911,15

Na Tabela 13, observa-se que, para todos os casos considerados, o preço de contrato ótimo obtido pelo modelo de PBN proposto é maior para as unidades mais afastadas da subestação. Esse mesmo comportamento foi observado no exemplo 1. Dada a configuração de demanda do sistema utilizado (as maiores cargas encontram-se alocadas nas

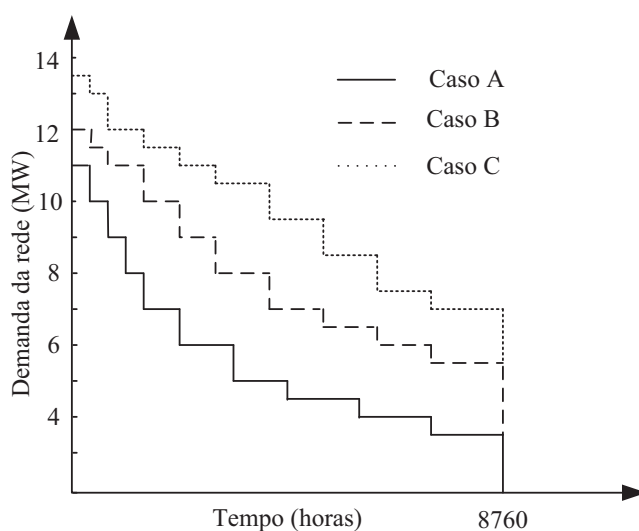


Figura 40: Curvas de duração de demanda.

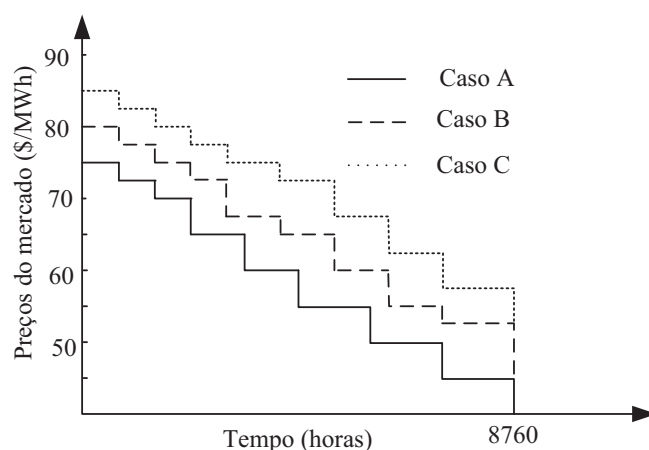


Figura 41: Curvas de duração de preços.

últimas barras), as unidades de GD alocadas nas últimas barras podem contribuir mais para a redução das perdas do que as unidades alocadas perto da subestação. Isso faz com que a concessionária esteja disposta a pagar um pouco mais pela energia fornecida por GD3 (na barra 34) do que pela energia fornecida pelas outras unidades. Consequentemente, os menores preços de contrato correspondem à unidade GD1 alocada mais perto da subestação do que as outras unidades.

Na Tabela 14, são apresentados os lucros obtidos por unidade de GD para cada um dos casos considerados. Observa-se que, para todos os casos, as unidades mais afastadas da subestação geram lucros maiores. Apesar de todas as unidades de GD serem iguais, a unidade GD3 gera lucros de 18,15%, 23,4% e 56,2% acima dos lucros obtidos pela unidade

Tabela 15: Pagamentos da concessionária no exemplo 2.

Unidade	Caso A	Caso B	Caso C
Sem GD (\$)	3.051.047,22	4.958.245,32	6.721.739,56
Com GD (\$)	2.984.327,28	4.861.777,80	6.612.195,60
Economias (\$)	66.719,94	96.467,52	109.543,96

GD1 nos casos A, B e C, respectivamente. Isso mostra o quão importante é o papel da alocação da GD com respeito aos lucros que pode obter o proprietário desta.

Na Tabela 15, apresentam-se os pagamentos da concessionária com e sem GD para os diferentes casos considerados. Mostra-se que, em todos eles, a concessionária pode economizar nos pagamentos comprando energia das unidades de GD. As maiores economias são obtidas no caso C, que corresponde ao de maior demanda e maiores preços no mercado atacadista.

4.4.3 Exemplo 3: Considerando contratos de energia bilaterais

Com o intuito de se proteger contra a volatilidade dos preços da energia, a concessionária pode negociar a sua compra mediante contratos bilaterais com um comercializador que lhe garanta um preço fixo. Esses tipos de contrato também podem ser introduzidos no modelo de programação binível proposto. Para o caso B, considera-se que a concessionária pode obter toda a energia necessária para fornecer a demanda através de um contrato bilateral com um preço fixo. Na Tabela 16, apresentam-se os resultados dos preços de contrato ótimo das unidades de GD considerando que a concessionária pode comprar a energia na subestação mediante contratos bilaterais CB1, CB2 e CB3 de 55, 65 e 75\$/MWh, respectivamente.

Tabela 16: Preços de contrato ótimo do exemplo 3.

Unidade	CB1 (55\$/MWh)	CB2 (65\$/MWh)	CB3 (75\$/MWh)
GD1	57,51	70,52	76,90
GD2	60,31	74,38	78,80
GD3	62,15	76,36	80,17

Observa-se que os preços ótimos de contrato das unidades de GD são maiores do que os preços dos contratos bilaterais. Ou seja, para a concessionária é mais atraente comprar energia perto da demanda a um preço um pouco maior do que comprar na subestação. Isso é devido às perdas que atuam como se fossem um custo de transporte da energia. Para ilustrar essa ideia, na Figura 42, apresentam-se os preços marginais para os primeiros

5 patamares da curva de duração de demanda do caso B (ver Figura 40). Neste caso, considera-se a existência de um contrato bilateral que permite à concessionária adquirir energia por um valor de 55\$/MWh na subestação.

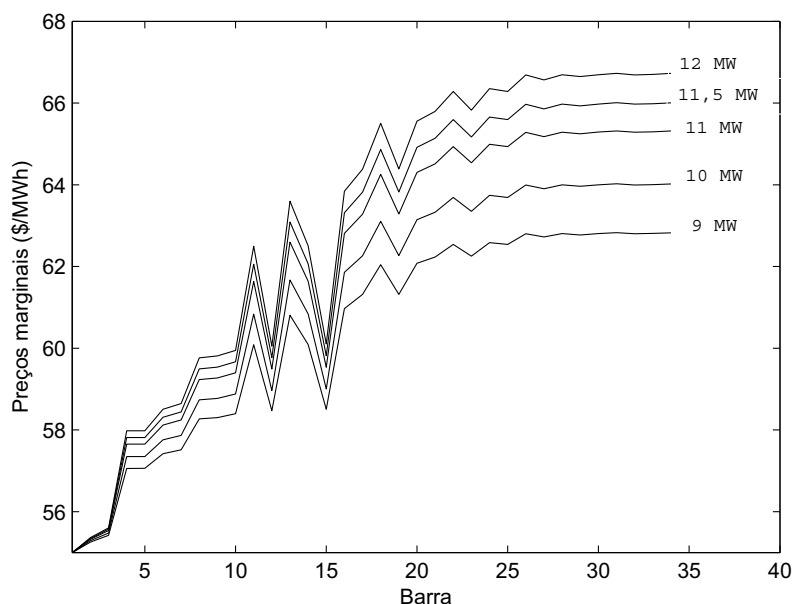


Figura 42: Preços marginais para os 5 primeiros patamares de carga do caso B.

Pode-se observar que, para a demanda máxima de 12MW, os preços marginais da energia nas barras mais distantes da subestação superam o valor de 66\$/MWh. Portanto, se a unidade GD3, alocada na barra 34, oferta sua energia por um valor de 66\$/MWh, a concessionária estaria disposta a comprar essa energia. Porém, o valor ótimo do preço de contrato obtido para GD3 é 62,15\$/MWh (ver Tabela 16). Isso ocorre porque, para um preço de venda muito alto, a unidade GD3 somente seria utilizada no horário de ponta. Por conseguinte, a unidade GD3 oferece sua energia a um preço menor (62,15\$/MWh) de forma a garantir que seja despachada durante um período maior de tempo e, dessa forma, maximizar o seu lucro.

4.4.4 Exemplo 4: Considerando restrições de venda de energia

No modelo de programação binível proposto, o proprietário da GD pode estabelecer uma quantidade mínima de energia para vender à concessionária. Essa restrição é dada pela equação (4.60) que pode ser aplicada para todas as unidades em conjunto ou para qualquer unidade de GD em particular. Em geral, se o proprietário da GD deseja vender mais energia, ele deve reduzir os preços de contrato e vice-versa. Consequentemente, fixar

uma quantidade de energia muito alta, mediante a equação (4.60), não necessariamente garante lucros máximos. Isso ocorre porque os lucros não dependem somente da energia vendida, mas também dos preços de contrato. Na Tabela 17, ilustram-se os fatores de capacidade de cada uma das unidades de GD para os três casos considerados no exemplo 2. O fator de capacidade define-se como a proporção entre a produção de uma unidade de geração, no período de tempo sob estudo (neste caso um ano), e a capacidade total máxima neste mesmo período.

Tabela 17: Fatores de capacidade das unidades de GD para os diferentes casos considerados.

Unidade	Caso A (%)	Caso B (%)	Caso C (%)
GD1	0,3750	0,5000	0,5000
GD2	0,3750	0,5000	0,6872
GD3	0,3746	0,4997	0,6875

No caso A, as unidades GD1 e GD2 apresentam fatores de capacidade iguais, enquanto a unidade GD3 apresenta um fator de capacidade um pouco menor. Isso significa que, no caso A, as unidades GD1 e GD2 vendem a mesma quantidade de energia, enquanto GD3 vende um pouco menos. Pode-se observar que o mesmo acontece no caso B. Portanto, a diferença nos lucros obtidos pelas diferentes unidades nos casos A e B é devido principalmente às diferenças nos preços de contrato e não à quantidade de energia vendida. Por outro lado, pode ser observado que os maiores fatores de capacidade apresentam-se no caso C, em que a demanda e os preços do mercado atacadista são os maiores. Na Figura 43, ilustram-se os lucros obtidos pela unidade GD2 no caso A para diferentes fatores de capacidade. Observa-se que os lucros máximos são obtidos para o fator de capacidade de 0,375%, o que corresponde a 205,31MWh. Se o proprietário de GD2 deseja vender mais ou menos energia, (aumentar ou diminuir o fator de capacidade), os lucros obtidos são menores.

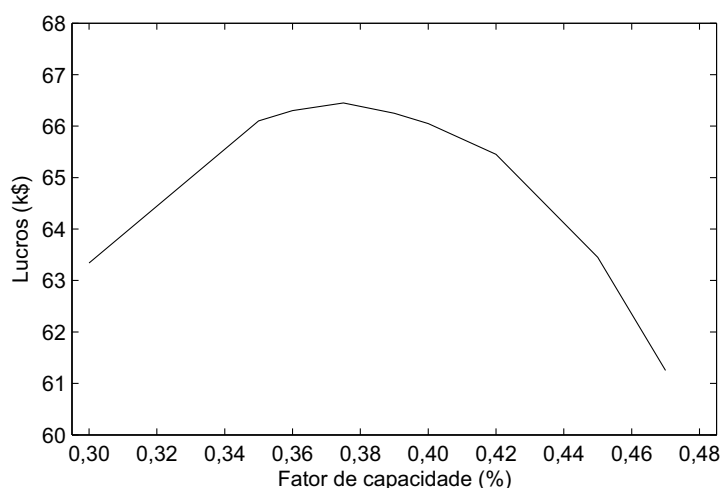


Figura 43: Lucros para diferentes fatores de capacidade da unidade GD2 no caso A.

4.5 Observações

Neste capítulo foi apresentado um modelo de programação binível, para determinar os preços de contrato ótimo de várias unidades de GD pertencentes a um único proprietário. O modelo proposto combina, em um único problema de otimização, a maximização dos lucros procurada pelo proprietário da GD e a minimização dos pagamentos procurada pela concessionária. Substituindo o problema do nível inferior pelas suas condições de otimalidade, o problema binível é convertido em um problema equivalente de um nível simples ou MPEC (*Mathematical Problem with Equilibrium Constraints*), o qual é resolvido posteriormente através do software GAMS usando o solver CONOPT3.

Do ponto de vista da regulamentação dos mercados de energia, o modelo proposto fornece incentivos econômicos adequados, tanto para o proprietário da GD, quanto para a concessionária. Isso acontece devido ao fato que os interesses de ambos os agentes (a concessionária e o proprietário da GD) são considerados de forma simultânea no processo de otimização. Do ponto de vista da teoria dos jogos, os preços de contrato obtidos representam um equilíbrio de um jogo de Stackelberg.

Uma das vantagens do modelo proposto é que permite ao proprietário da GD se adiantar à reação da concessionária. Isso é feito considerando o problema de otimização da concessionária como um conjunto de restrições do problema de otimização do proprietário da GD. O modelo também permite incluir facilmente restrições de venda de energia e contratos bilaterais com outros agentes.

O modelo binível inicialmente proposto apresenta duas limitações: 1) somente tec-

nologias de GD despacháveis podem ser consideradas, e 2) devido a problemas de não-convexidade, não foi possível obter resultados satisfatórios ao incluir variáveis inteiras no modelo. O primeiro problema é inerente à natureza do modelo, no qual, para um preço de contrato dado, um agente deve decidir a quantidade de energia a ser comprada/vendida. No entanto, a quantidade de energia fornecida com tecnologias não-despacháveis depende de fatores externos não-determinísticos, e não pode ser definida a priori. Portanto, esses tipos de tecnologias não se ajustam a um modelo binível. Em relação ao segundo problema, este foi contornado mediante o desenvolvimento de um algoritmo genético especializado.

5 *Alocação e preço de contrato ótimo da GD usando um algoritmo genético especializado*

5.1 Introdução

No Capítulo 4, foi apresentado um modelo de programação binível para determinar o preço de contrato ótimo da GD. Neste capítulo, apresenta-se um Algoritmo Genético (AG) que permite determinar tanto o preço quanto a alocação ótima da GD. Da mesma forma que na abordagem binível apresentada no Capítulo 4, considera-se que existem dois agentes: a concessionária e o proprietário da GD. A concessionária procura minimizar o pagamento na compra de energia; por outro lado o proprietário da GD busca maximizar os lucros obtidos pela venda de energia. Neste contexto, considera-se que a concessionária pode adquirir energia tanto do mercado atacadista quanto das unidades de GD alocadas na sua rede.

Como foi mencionado no Capítulo 3, a GD, na maioria dos casos, não é competitiva diante da geração centralizada em um contexto de mercado atacadista. Porém, o fato de estar mais próxima dos consumidores lhe oferece uma vantagem diante da geração centralizada, uma vez que pode contribuir na redução das perdas e no melhoramento do perfil de tensões. No presente trabalho, a concessionária considera, de forma implícita, o impacto da GD na rede através da solução de um despacho ótimo como descrito no Capítulo 3. Esse despacho ótimo lhe permite decidir a quantidade de energia a comprar do mercado atacadista e das unidades de GD.

Os lucros do proprietário da GD dependem não somente do preço ofertado pela energia, mas também da alocação das unidades na rede. De forma geral, como foi observado no Capítulo 4, as unidades de GD que estão estrategicamente alocadas e que contribuem de forma significativa na redução de perdas podem obter maiores lucros. Consequentemente, tanto o proprietário da GD quanto a concessionária podem-se beneficiar de uma

alocação ótima das unidades de GD.

O AG apresentado neste capítulo considera tanto os interesses do proprietário da DG quanto os da concessionária. A função objetivo consiste na maximização do lucro do proprietário da GD, porém encontra-se sujeita à minimização dos pagamentos na compra de energia por parte da concessionária. Portanto, conserva-se a filosofia de otimização binível apresentada no Capítulo 4. A principal vantagem com respeito à metodologia de programação binível previamente apresentada consiste em que não é necessário incluir, de forma explícita, as condições de otimalidade de KKT no modelo. Portanto, pode-se utilizar o modelo AC completo da rede. Além do mais, a nova abordagem permite incorporar variáveis inteiras de decisão, o que não era possível no modelo anterior devido, principalmente, a problemas de não convexidade.

5.2 Alocação ótima da GD

Existem muitos tópicos a serem considerados quando se fazem estudos de planejamento e operação da GD. A grande maioria dos estudos de planejamento incluem a alocação e dimensionamento de novos geradores distribuídos. Neste sentido, na literatura especializada podem-se encontrar diferentes métodos que buscam calcular o nível ótimo de penetração da GD na rede considerando fatores técnicos e econômicos. Gozel et al. (), Acharya, Mahat e Mithulananthan (2006), Willis (), Wang e Nehrir (2004), apresentam métodos analíticos para alocar e dimensionar GD. Por outro lado, Rosehart e Nowicki (), Gautam e Mithulananthan (2006), Agalgaonkar et al. (2004), El-Khattam, Hegazy e Salama (2005), Khoa, Binh e Tran (), Alemi e Gharehpetian (2008) utilizam métodos baseados em otimização matemática clássica para alocar e dimensionar GD. Finalmente, dado que o problema de alocação ótima de GD é de natureza combinatorial, na literatura especializada encontra-se uma grande variedade de metodologias que usam técnicas meta-heurísticas para a solução desse problema. Estas técnicas incluem o uso de algoritmos evolutivos, como os apresentados por Carpinelli et al. (2003), Celli e Pilo (), Gandomkar, Vakilian e Ehsan (), Borges e Falcão (2006b); o uso de Busca Tabu como proposto por Nara et al. () e por Maciel e Padilha-Feltrin (); e Aglomeração de Partículas como apresentado por Aliejad, Sedighizadeth e Sadighi (), por Alhajri, Alrashidi e El-Hawary () e por Prommee e Ongsakul ().

5.3 Modelo de programação binível proposto

A principal diferença entre as técnicas de alocação da GD antes mencionadas e a abordagem proposta neste capítulo consiste que o objetivo principal não é o aprimoramento de um índice técnico, mas sim a maximização do lucro do proprietário das unidades de GD. Contudo, esse lucro depende das vendas de energia, que, por sua vez, são determinadas por um despacho ótimo que considera, de forma implícita, o impacto da GD na rede. Dessa forma, os interesses tanto da concessionária quanto do proprietário da GD são explicitamente considerados no processo de otimização. As principais características dessa abordagem são:

- o proprietário da GD antecipa-se à reação da concessionária incluindo-a no seu problema de otimização.
- os problemas de otimização do proprietário da GD e da concessionária são resolvidos de forma simultânea.
- o problema do nível inferior é explicitamente resolvido em cada iteração. Portanto não é necessário deduzir as condições de otimalidade de KKT deste problema.

O modelo de programação binível proposto neste capítulo é similar ao apresentado no Capítulo 4. Porém, existem duas diferenças principais: i) além de considerar o preço de contrato, também se inclui a alocação das unidades de GD como variável de decisão, e ii) não é necessário utilizar aproximações nas equações de fluxo de carga.

O modelo de programação binível proposto é representado pelas equações (5.1) - (5.13). As equações (5.1) - (5.4) representam o problema de otimização do nível superior, o qual consiste na maximização dos lucros do proprietário da GD. Neste caso, N_{GD} corresponde ao número de unidades de GD a serem alocadas na rede, e a variável binária u_{nj} é utilizada para indicar que o gerador distribuído j encontra-se alocado na barra n . A equação (5.2) corresponde ao limite do número de unidades de GD a serem consideradas, enquanto a equação (5.3) indica que a mesma unidade de GD não pode estar alocada em mais de uma barra. As equações (5.5) - (5.13) correspondem ao problema de otimização do nível inferior o qual consiste na minimização dos pagamentos na compra de energia da concessionária. Neste nível, tanto a alocação quanto o preço de contrato das unidades de GD são parâmetros fornecidos pelo problema do nível superior. Dessa forma, o problema de otimização dado por (5.5) - (5.13) é equivalente ao despacho ótimo descrito no Capítulo 3. O modelo de programação binível proposto é um problema de programação

não-linear inteiro misto. Esses tipos de problemas são não convexos e de difícil solução, o que justifica o uso de meta-heurísticas para resolvê-los.

$$\text{Max}_{\lambda_{GDj}, u_{nj}} \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t (\lambda_{GDj} - c_{GDj}) P_{GDj}(t) \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{n \in N} \sum_{j \in J} u_{nj} = N_{GD}; \quad \forall n \in N, \forall j \in J \quad (5.2)$$

$$\sum_{n \in N} u_{nj} \leq 1; \quad \forall n \in N \quad (5.3)$$

$$u_{nj} \in \{0, 1\}; \quad (5.4)$$

$$\text{Min}_{P_{DGj}(t), P_{SEk}(t)} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \Delta_t \rho_{SEk}(t) P_{SEk}(t) + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \Delta_t \lambda_{GDj} P_{GDj}(t) \quad (5.5)$$

sujeito a:

$$P_{SE}(t) - P_{Dn}(t) - P_n(t) = 0; \quad \forall n \in N/n=SE, \forall t \in T \quad (5.6)$$

$$Q_{SE}(t) - Q_{Dn}(t) - Q_n(t) = 0; \quad \forall n \in N/n=SE, \forall t \in T \quad (5.7)$$

$$u_{nj} P_{GDj}(t) - P_{Dn}(t) - P_n(t) = 0; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (5.8)$$

$$P_{SEk}^{Min} \leq P_{SEk}(t) \leq P_{SEk}^{Max}; \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (5.9)$$

$$P_{GDj}^{Min} \leq P_{GDj}(t) \leq P_{GDj}^{Max}; \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (5.10)$$

$$Q_{SEk}^{Min} \leq Q_{SEk}(t) \leq Q_{SEk}^{Max}; \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (5.11)$$

$$V_n^{Min} \leq V_n(t) \leq V_n^{Max}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (5.12)$$

$$-S_{lnm}^{Max} \leq S_{lnm}(t) \leq S_{lnm}^{Max}; \quad \forall l_{mn} \in L, \forall t \in T \quad (5.13)$$

5.4 AG especializado para determinar a alocação e preço de contrato ótimo da GD

Os Algoritmos Genéticos são uma família de modelos computacionais inspirados na evolução, inicialmente, desenvolvidos por Holland na década dos 70 (HOLLAND, 1975). Esses algoritmos fazem parte das chamadas técnicas evolutivas, as quais incorporam conceitos da biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação. Os AGs modelam uma proposta de solução através de uma estrutura de dados chamada de cromossomo. Dada uma população inicial, sob esta são aplicados uma série de operadores no intuito de encontrar melhores alternativas de solução. A principal vantagem dos AGs é a simplificação que eles permitem na formulação e solução de problemas

de otimização complexos, que envolvem um grande número de variáveis e, consequentemente, espaços de soluções de dimensões elevadas.

Os AGs têm sido utilizados com sucesso em problemas de difícil manipulação onde outras estratégias de otimização falham na busca de uma solução. Em particular, o problema de programação binível abordado neste capítulo já foi testado usando os solvers comerciais de programação não-linear inteira mista SBB (BUSSIECK, 2001) e DICOPT (GROSSMANN; VISWANATHAN; VECCHIETTE, 2008). Porém, devido à natureza intrinsecamente não-convexa e multimodal do problema, os resultados obtidos não foram satisfatórios, sendo altamente dependentes dos valores iniciais das variáveis de decisão. Consequentemente, optou-se por uma metodologia diferente de solução baseada em um AG especializado. o AG adotado neste caso é uma adaptação do Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB). Esse algoritmo foi inicialmente apresentado por Chu e Beasley (1997) para solucionar o problema de designação generalizada; porém, tem sido utilizado com sucesso em outro tipo de problemas como o planejamento da transmissão (SILVA et al., 2006). As principais diferenças do AGCB, com respeito aos AGs tradicionais, são:

- a implementação de uma função (*fitness*) para calcular o valor da função objetivo e uma função (*unfitness*) para quantificar as infactibilidades das soluções testadas.
- somente um indivíduo é substituído na população em cada iteração.
- incorpora uma estratégia eficiente de melhoria local para cada novo indivíduo gerado

Neste trabalho, a codificação adotada no AGCB garante que somente indivíduos factíveis sejam gerados, o que faz com que não seja necessário o uso de uma função (*unfitness*). A seguir, apresenta-se a descrição do algoritmo proposto.

5.4.1 Codificação

A codificação das possíveis soluções é um aspecto chave na implementação de um AG. A codificação mostra a representação de uma solução e pode facilitar ou dificultar a execução das diferentes etapas do AG. A codificação proposta é ilustrada na Figura 44, na qual cada indivíduo é representado por dois vetores: o vetor superior indica as barras nas quais encontra-se alocada a GD, e o vetor inferior indica as correspondentes ofertas de preços de contrato. Neste caso, as ofertas de preços de contrato são discretizadas em um intervalo dado. A principal vantagem dessa codificação consiste que as restrições (5.2)

e (5.3) são implicitamente consideradas. Além do mais, a codificação proposta impede a criação de indivíduos inactiváveis na etapa de recombinação.

GD1	GD2	...	GDJ	
Barra_GD1	Barra_GD2	...	Barra_GDJ	→ Alocação
Preço_GD1	Preço_GD2	...	Preço_GDJ	→ Preço de contrato

Figura 44: Codificação proposta para o AG.

5.4.2 População inicial

A população inicial é gerada de forma aleatória, limitada pelo número de barras da rede e o intervalo de discretização dos preços de oferta. No entanto, é possível restringir a alocação das unidades de GD, ou dentro de um conjunto específico de barras que representem a preferência do proprietário da GD, ou usando qualquer outro critério. Por exemplo, aquelas com maior demanda, ou as mais afastadas da subestação, etc.

5.4.3 Avaliação da função objetivo

Para cada indivíduo da população inicial deve-se calcular o valor da função objetivo. Neste caso, a função objetivo corresponde aos lucros do proprietário da GD dados pela equação (5.1). Os lucros são iguais à diferença entre o custo da operação e o preço do contrato, multiplicada pela energia vendida. Para calcular a energia vendida, é necessário resolver o despacho ótimo dado por (5.5) - (5.13). Para isso, utiliza-se uma sub-rotina em Matlab usando como base o software MATPOWER (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS,) como descrito no Capítulo 3.

5.4.4 Seleção

A seleção é o operador que permite escolher os indivíduos da população atual que participam na geração de um novo indivíduo. O processo de seleção implementado usa uma competição baseada em dois torneios. Em cada torneio, k indivíduos são selecionados aleatoriamente da população atual, e aquele com melhor função objetivo é selecionado para gerar novos descendentes. Os dois indivíduos selecionados devem ser diferentes. Posteriormente, ambos os indivíduos devem passar à fase de recombinação.

5.4.5 Recombinação

Os indivíduos escolhidos no processo de seleção são submetidos ao operador de recombinação. A recombinação consiste em trocar parcelas das configurações escolhidas no processo de seleção para formar novas configurações. No algoritmo proposto, utiliza-se uma recombinação de ponto simples. O ponto de recombinação é escolhido de forma aleatória e dois novos indivíduos são gerados como ilustrado na Figura 45. Nos AGs tradicionais, os dois novos indivíduos podem fazer parte da geração seguinte; porém, no AGCB, somente um deles é escolhido. Neste caso, a seleção do indivíduo para o seguinte passo é feita de forma aleatória.

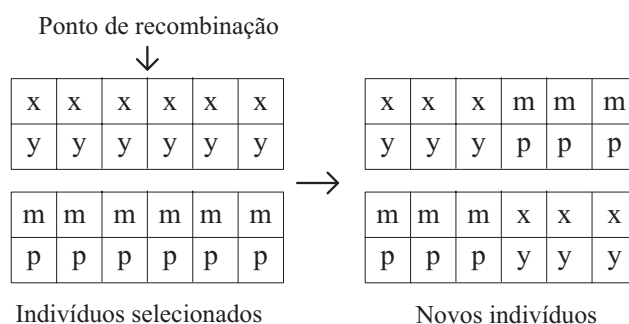


Figura 45: Recombinação.

5.4.6 Mutação

O indivíduo selecionado na recombinação deve passar pela etapa de mutação. Nessa etapa uma posição do cromossomo é aleatoriamente selecionada com uma probabilidade específica, e sua informação é mudada. A mutação é feita na alocação da unidade ou no preço de contrato com a mesma probabilidade. Em ambos os casos, a informação correspondente é mudada de forma aleatória dentro de um intervalo predeterminado.

5.4.7 Melhoria local da solução

Uma das características mais importantes do AGCB é a melhoria local dos indivíduos. Nesta etapa, uma pesquisa local de melhores indivíduos é executada. A fase de melhoria local é efetuada na primeira ou segunda linha do cromossomo com igual probabilidade. Se for feita na primeira linha, então se faz uma pesquisa de melhores indivíduos mudando a alocação das unidades de GD dentro de um intervalo especificado. Se for feita na

segunda linha, essa mesma pesquisa é feita mudando o preço de contrato das unidades de GD dentro de um intervalo especificado. Se um indivíduo melhor for encontrado, então este indivíduo é selecionado para passar para a etapa seguinte. A fase de melhoria local permite uma evolução mais eficiente do AGCB, e, junto com a mutação, ajuda o algoritmo a escapar de ótimos locais.

5.4.8 Substituição da população

Ao contrário dos AGs tradicionais, o AGCB substitui, em cada iteração, somente um indivíduo da população. Essa substituição é feita considerando a qualidade e factibilidade do indivíduo candidato. Neste caso, todos os indivíduos representados pela codificação proposta são factíveis. Assim, o indivíduo candidato somente pode substituir um indivíduo da população atual se for melhor e diferente deste. Essa lógica de substituição preserva tanto os melhores indivíduos como também a diversificação da população e evita a convergência prematura do algoritmo. O processo é interrompido se a incumbente (a melhor solução encontrada) não muda após um número predefinido de gerações, ou quando o número máximo de gerações foi atingido. Na Figura 46, ilustra-se o fluxograma do AG proposto.

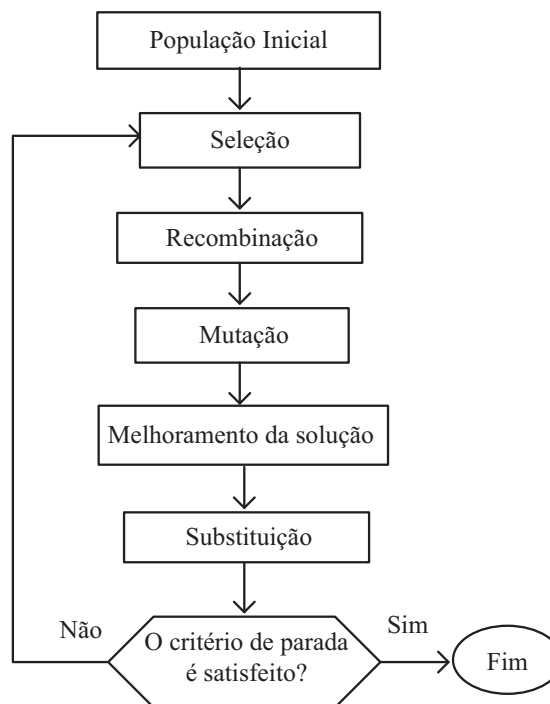


Figura 46: Fluxograma do AG proposto.

5.5 Testes e resultados

Para mostrar a eficácia da abordagem proposta, vários testes são realizados com o sistema de distribuição apresentado na Figura 47. Esse sistema é similar, em topologia, ao sistema IEEE de 34 barras, porém, os dados do sistema foram alterados para contemplar a análise monofásica. Os novos dados da rede são apresentados no apêndice A. Neste caso, é usada a mesma distribuição de demanda apresentada na Figura 17 do Capítulo 3. Além do mais, consideram-se as mesmas curvas de duração de preços e demanda apresentadas nas Figuras 40 e 41 do Capítulo 4.

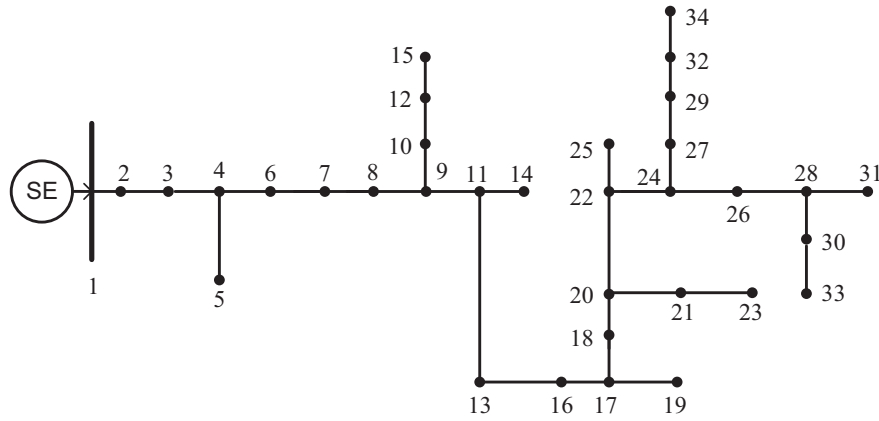


Figura 47: Sistema de distribuição de 34 barras.

5.5.1 Solução por enumeração exaustiva

O problema de alocação e preço de contrato ótimo de GD apresentado neste capítulo é um problema de otimização combinatorial e, como tal, pode ser resolvido através de enumeração exaustiva. No entanto, mesmo para um número reduzido de unidades de GD com poucas propostas de preço de contrato, o número de combinações a serem testadas pode ser proibitivo. Devido ao fato que o número de soluções candidatas aumenta exponencialmente com o número de unidades de GD, a enumeração exaustiva é realizada apenas com duas unidades. Essas unidades são chamadas de GD1 e GD2 cada uma com capacidade de 1,5MW e custo de operação de 55\$/MWh. Os testes são feitos para fins ilustrativos e com o intuito de comparar os resultados com a abordagem proposta com base no AGCB.

Na Figura 48, considerando todas as possíveis alocações das unidades de GD, ilustram-se os lucros totais, no caso C, para um preço de contrato fixo de 80\$/MWh. Pode-se

observar que os maiores lucros são obtidos quando ambas as unidades estão alocadas nas barras mais afastadas da subestação. Dado que o preço de contrato é mantido fixo, a variação dos lucros é devida unicamente à quantidade de energia comprada pela concessionária. Assim, pode-se concluir que, para um preço de contrato fixo, a concessionária compra mais energia da GD quando esta se encontra afastada da subestação e perto das maiores demandas.

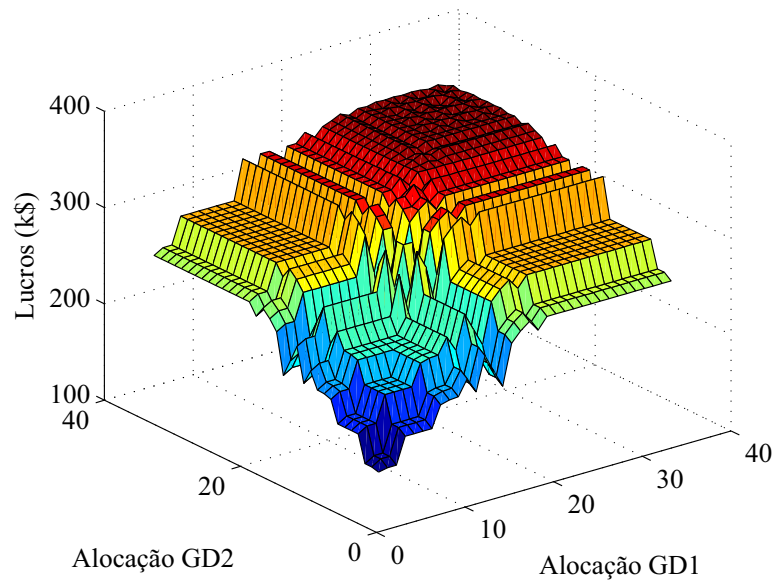


Figura 48: Lucros para diferentes alocações de GD1 e GD2 considerando um preço de contrato fixo de 80\$/MWh.

Na Figura 49, considerando o mesmo preço de contrato fixo de 80 \$/MWh no caso C, ilustram-se as perdas de energia para todas as possíveis alocações da GD. Pode-se observar que as maiores reduções nas perdas de energia são obtidas quando as unidades de GD são alocadas nas barras mais afastadas da subestação. Na Figura 50, ilustra-se a variação dos lucros para diferentes combinações de preços de contrato da GD no caso C. Neste caso, supõe-se uma alocação fixa das unidades GD1 e GD2 nas barras 23 e 29, respectivamente. A Figura 48 junto com a Figura 50 evidenciam a natureza não-convexa do problema de otimização proposto.

O número de combinações de alocação e preço de contrato a ser avaliado mediante uma enumeração exaustiva é dado pela equação 5.14, em que SC é o número de soluções candidatas, NB é o número de barras candidatas para alocação da GD, NPC é o número de ofertas de preços de contrato a serem avaliados, e N_{GD} é o número de unidades de GD.

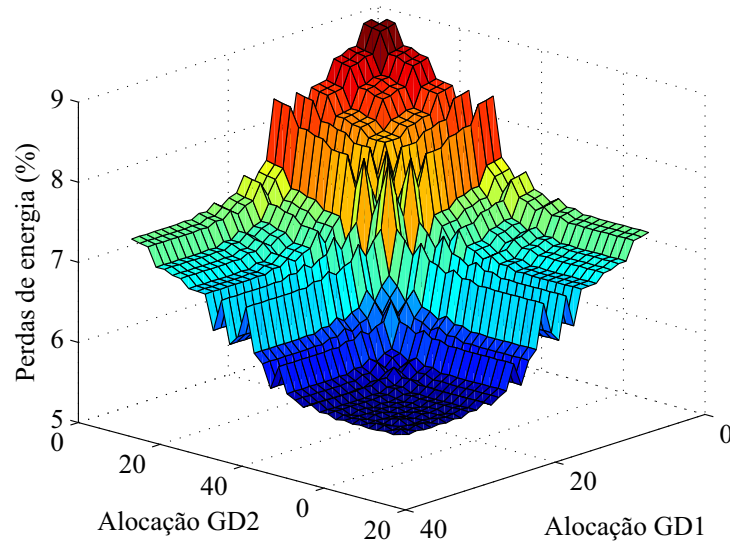


Figura 49: Perdas de energia para diferentes alocações das unidades de GD considerando um preço de contrato fixo de 80\$/MWh.

Tabela 18: Alocação e preços de contrato para duas unidades de GD usando enumeração exaustiva.

DG Unit	Caso A		Caso B		Caso C	
	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)
GD1	29	69	20	70	26	81
GD2	30	73	29	78	29	83
Lucros (\$)	124.698,71		212.704,54		367.482,09	

$$SC = (NB * NPC)^{N_{GD}} \quad (5.14)$$

Note-se que, para avaliar a função objetivo de cada proposta de solução, é necessário resolver o despacho ótimo dado pelas equações (5.5) - (5.13). Para reduzir o espaço de busca, apenas as últimas 18 barras do sistema são consideradas como adequadas para alocar GD. Além disso, para cada caso somente 20 propostas de preço de contrato são consideradas e discretizadas de 66 até 85 \$/MWh em intervalos de 1\$/MWh. Na Tabela 18, ilustram-se os resultados obtidos, através da enumeração exaustiva para os diferentes casos considerados, em que PC indica preço de contrato. Pode-se observar que os maiores preços de contrato, assim como os maiores lucros são obtidos no caso C. Além do mais, as alocações das unidades de GD são diferentes para cada caso, porém estas sempre são alocadas após a barra 20.

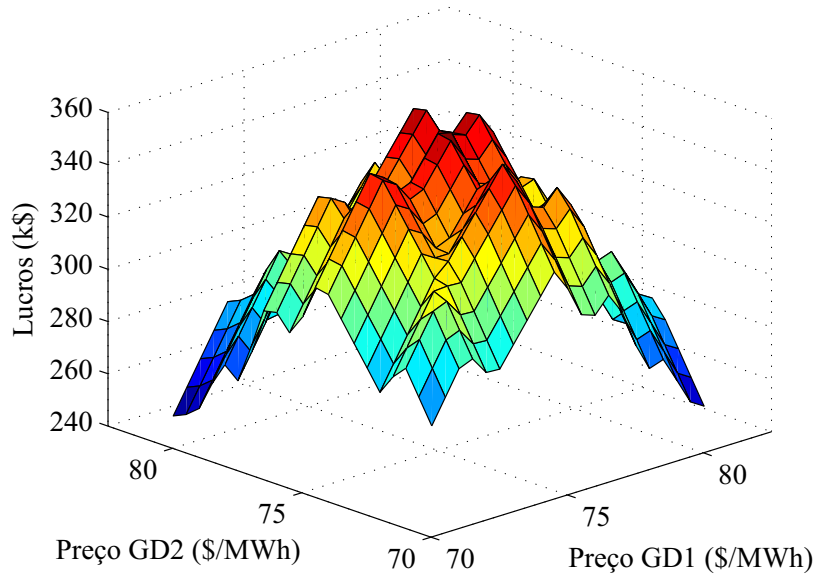


Figura 50: Lucros para diferentes preços de contrato considerando uma alocação fixa das unidades de GD.

5.5.2 Solução através do AG proposto

Para ilustrar a eficácia do AG proposto, vários testes foram realizados considerando 2, 3 e 4 unidades de GD. Em todos os testes foi utilizada uma população de 24 indivíduos com taxa de recombinação igual a 4, e taxa de mutação de 10%. O AG foi ajustado para parar se a incumbente (melhor solução encontrada) não muda após 50 gerações, ou quando um máximo de 200 gerações são executadas. Todas as barras são consideradas como candidatas para alocar GD, e os preços de oferta são discretizados de 60 até 85 \$/MWh em intervalos de 0,1 \$/MWh. A fase de melhoria local foi implementada considerando 4 barras vizinhas (duas a montante e duas a jusante) e aumentando ou diminuindo o preço de contrato em até 0,4\$/MWh considerando intervalos de 0,1 \$/MWh. O tempo médio de solução do AG é de, aproximadamente, 3,5 horas.

Na Tabela 19, apresentam-se os resultados obtidos com o AG considerando duas unidades de GD. Comparando esses resultados com os apresentados na Tabela 18 pode-se observar que o AG encontrou soluções diferentes e melhores em todos os casos. Isso acontece porque o AG utiliza uma discretização mais fina do que a utilizada na enumeração exaustiva. Quando o AG é ajustado com uma discretização nos preços de 1 \$/MWh, encontram-se as mesmas soluções que as calculadas com a enumeração exaustiva.

Na Tabela 20, apresentam-se os resultados de alocação e preço de contrato con-

Tabela 19: Alocação e preços de contrato para duas unidades de GD mediante o AG.

DG Unit	Caso A		Caso B		Caso C	
	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)
GD1	29	68,7	27	73,6	24	81,1
GD2	32	73,2	29	78,2	29	82,9
Lucros (\$)	127.135,99		213.634,50		367.482,31	

Tabela 20: Alocação e preços de contrato para três unidades de GD mediante o AG.

DG Unit	Caso A		Caso B		Caso C	
	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)
GD1	29	71,8	32	76,6	27	79,1
GD2	27	68,7	23	76,4	28	78,9
GD3	23	71,7	24	79,7	29	80,6
Lucros (\$)	177.554,25		301.015,50		519.933,80	

siderando três unidades de GD. Da mesma forma que no teste com duas unidades, a GD é alocada nas últimas barras do sistema (após a barra 20) em todos os casos. Observa-se novamente que os maiores preços de contrato, assim como também os maiores lucros são obtidos no caso C.

Na Tabela 21, apresentam-se os resultados obtidos com quatro unidades de GD. Comparando os preços de contrato obtidos com duas e três unidades de GD, pode-se observar que existe uma tendência a diminuir o preço de contrato quando aumenta o número de unidades de GD. Além do mais, nos casos A e B, nem todas as unidades de GD são alocadas nas barras mais afastadas da subestação.

Na Figura 51, ilustra-se o desempenho do AG proposto para três testes diferentes considerando três unidades de GD no caso C. Observa-se que, independentemente da qualidade da população inicial, o AG encontra soluções similares e de alta qualidade. Na Figura 52, ilustram-se os lucros do proprietário da GD por MW instalado para cada um dos casos considerados. Pode-se observar que, quando aumenta a presença da GD na rede, os lucros obtidos por MW instalado diminuem. Isso ocorre porque, quando há uma maior

Tabela 21: Alocação e preços de contrato para quatro unidades de GD mediante o AG.

DG Unit	Caso A		Caso B		Caso C	
	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)	Barra	PC (\$/MWh)
GD1	29	71,1	29	76,6	27	79,1
GD2	18	70,3	13	68,8	30	78,6
GD3	30	70,8	12	70,8	24	78,4
GD4	28	68,6	24	72,4	21	78,1
Lucros (\$)	222.066,00		379.969,52		655.844,01	

quantidade de GD instalada na rede, a demanda líquida do sistema diminui, diminuindo assim os fluxos nas linhas e os preços marginais locais. Isso faz com que os preços de contrato da GD diminuam como se pode observar nas Tabelas 19, 20 e 21.

Na Tabela 22, apresentam-se os pagamentos da concessionária, para os diferentes casos considerados, variando o número de unidades de GD. Observa-se que as economias nos pagamentos são maiores quando aumenta o número de unidades de GD alocadas na rede. Na Tabela 23, apresentam-se as perdas de energia para os diferentes casos, variando o número de unidades de GD. Pode-se observar que, à medida que o número de unidades de GD aumenta, as perdas de energia diminuem. As maiores reduções nas perdas de energia, assim como também nos pagamentos da concessionária são obtidos no caso C, o qual corresponde ao caso com maior demanda e maiores preços no mercado atacadista.

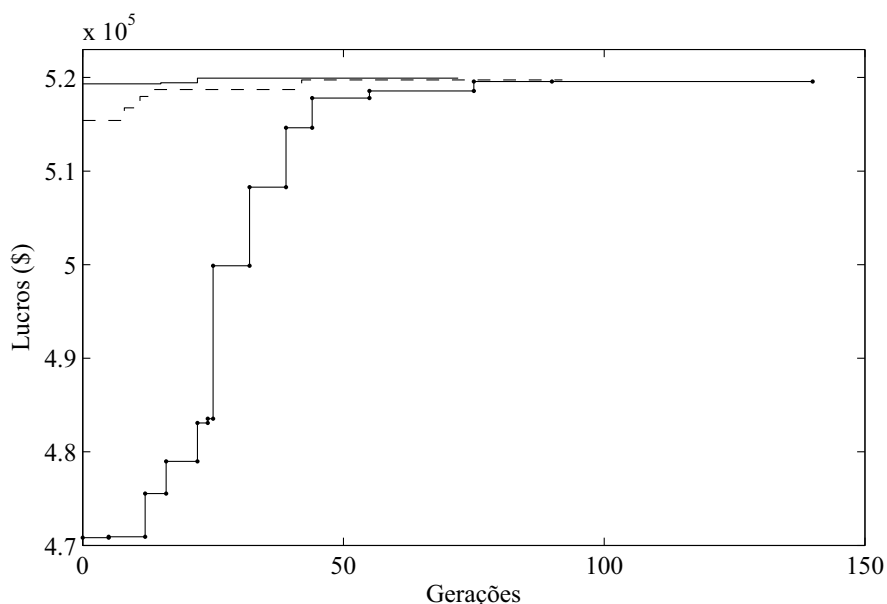


Figura 51: Desempenho do AG em três testes diferentes considerando três unidades de GD no caso C.

Tabela 22: Pagamentos da concessionária com e sem GD para os diferentes casos considerados.

Unidades de GD	Caso A (\$)	Caso B (\$)	Caso C (\$)
0	3.189.769,93	4.979.010,96	6.706.847,78
2	3.128.060,40	4.881.089,79	6.578.757,33
3	3.107.677,96	4.871.091,30	6.490.485,04
4	3.083.907,87	4.769.382,91	6.423.527,83

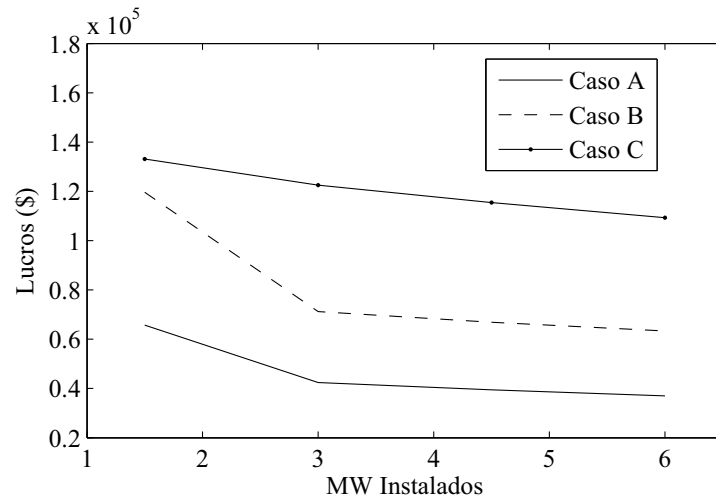


Figura 52: Lucros por MW instalado para os diferentes casos considerados.

Tabela 23: Perdas de energia com e sem GD para os diferentes casos considerados.

Unidades de GD	Caso A (%)	Caso B (%)	Caso C (%)
0	5,237	7,199	8,925
2	3,582	5,177	6,354
3	3,239	4,975	5,358
4	2,929	4,232	4,683

5.6 Observações

Neste capítulo, o modelo de programação binível apresentado no Capítulo 4 foi modificado para considerar, além do preço de contrato, a alocação ótima das unidades de GD na rede. O novo modelo de programação binível, considerando variáveis inteiras, foi solucionado usando uma versão modificada do Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB). Uma das características mais importantes do AGBC consiste que somente um indivíduo pode ser substituído na população atual, sempre que seja diferente e melhor que os outros indivíduos. Isto garante a diversidade da população e evita a convergência prematura do algoritmo. Outra característica que diferencia o AGBC com os AGs tradicionais é a implementação de uma busca local para melhorar a solução atual. Esse tipo de busca permite ao algoritmo escapar de ótimos locais.

A principal vantagem do algoritmo genético proposto consiste na possibilidade de incluir variáveis inteiras no modelo binível. Além do mais, o problema do nível inferior é resolvido de forma explícita em cada iteração. Isso faz com que não seja necessário introduzir aproximações ao fluxo de carga, nem substituir o nível inferior por um conjunto

de equações equivalentes.

Vários testes foram realizados comprovando a eficácia e robustez do algoritmo proposto. Os testes foram feitos mudando o número de unidades de GD a serem alocadas na rede. Nos resultados, foi observado que, ao aumentar o número de unidades de GD, os preços de contrato diminuem. Isto beneficia a concessionária, a qual pode obter energia com melhores preços e, conseqüentemente, economizar nos pagamentos feitos pela energia.

Em um trabalho futuro pode-se comparar a qualidade das soluções e tempo de cálculo, considerando outros tipos de metaheurísticas. Além do mais, pode-se modelar um esquema de mercado mais sofisticado, incluindo, além da GD, demandas despacháveis.

6 *Cálculo de preços de contrato e alocação da GD mediante teoria de jogos*

6.1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se uma metodologia baseada em teoria de jogos para determinar os preços de contrato e a alocação da GD considerando concorrência. Para isso, supõe-se um cenário hipotético no qual diferentes agentes, que possuem GD, concorrem entre eles para vender energia à concessionária. A abordagem baseada em teoria de jogos determina tanto a alocação, quanto o preço de contrato de equilíbrio para esses agentes. Para isso, cada proprietário da GD é representado como um *jogador*, sendo suas *estratégias* as possíveis alocações e preços de oferta da GD .

Por simplicidade, supõe-se que os agentes já tomaram a decisão de investir em GD. Portanto, o número de unidades de GD e suas capacidades são conhecidos. Para achar o ponto (ou pontos) de equilíbrio que determinam a alocação e preços de contrato das unidades de GD, é necessário avaliar todas as possíveis combinações de estratégias dos jogadores e calcular seus lucros. Para cada combinação de estratégias, deve-se resolver um problema de despacho ótimo como o descrito no Capítulo 3. Após calcular os lucros de cada agente (para cada uma das possíveis combinações de estratégias), constrói-se uma matriz de pagamentos (*pay-offs*), e, posteriormente, calcula-se o ponto (ou pontos) de equilíbrio usando o software especializado GAMBIT (MCKELVEY; ANDREW; TUROCY, 2007).

Os resultados obtidos mostram que os preços de venda de energia das unidades de GD são menores quando se apresenta concorrência, o qual favorece a concessionária.

6.2 O que é teoria dos jogos?

A teoria de jogos é um ramo da matemática aplicada que estuda situações estratégicas envolvendo a tomada de decisões entre indivíduos quando o resultado de cada um depende das decisões de outros participantes (BARRETO et al., 2004). Essa teoria foi desenvolvida inicialmente como uma ferramenta para compreender o comportamento econômico. Contudo, a partir da década de 1970, a teoria dos jogos passou a ser aplicada em diversos ramos como ciências políticas, estratégias de guerra, leilões, ética, filosofia, evolução e ciências da computação.

A teoria dos jogos estuda cenários onde existem vários interessados em otimizar seus próprios ganhos, os quais, muitas vezes, estão em conflito entre si. Nessa teoria, *jogo* é uma situação na qual existem duas ou mais entidades em que as ações de uma interferem nos resultados da outra. *Jogador* é todo agente que participa e possui objetivos no jogo.

A *estratégia* é a ação que um jogador executa para alcançar seu objetivo. Um jogador sempre procura uma estratégia que aumente seus ganhos (ou diminua suas perdas). O problema principal consiste em escolher uma estratégia tentando prever os ganhos e as perdas potenciais que esta pode trazer. Neste caso, deve-se prever o que os outros participantes irão fazer ou estão fazendo. O jogador A não deve analisar somente a sua melhor ação, mas também, as prováveis ações do outro jogador (jogador B).

Por exemplo: imagine que o gerente de uma empresa tem dúvidas se deve reduzir o preço de um produto para aumentar suas vendas com a intenção de aumentar seus lucros. O gerente estuda as curvas de custo/benefício e decide a estratégia de abaixar o preço em 5% com o intuito de ter um aumento de receita de 10% ao aumentar as vendas. Entretanto, essa ação produz uma reação no seu competidor, o qual também decide abaixar o preço. Como consequência dessa estratégia da concorrência, o gerente, que esperava um aumento de receita de 10%, tem perdas de 7%, pois as coisas não aconteceram como ele tinha previsto. Ele errou na previsão, pensando que sua ação era isolada e não considerou a ação da concorrência.

Se o gerente tivesse pensado na reação da concorrência, não teria tomado aquela decisão. Portanto, ao se antecipar às reações do seu competidor, ele deve pensar antes de agir, e visualizar todas as implicações de cada decisão, simultaneamente, o competidor fará o mesmo. A teoria de jogos consiste basicamente em entender que as decisões não são isoladas e dependem de muitas ações em cadeia até chegar a um equilíbrio.

Na teoria de jogos, quando cada jogador escolhe sua estratégia, tem-se uma *situação*

ou *perfil* no espaço de todas as situações (perfis) possíveis. Além do mais, cada jogador tem uma *função de utilidade* que atribui um número real (chamado ganho ou *pay-off*) a cada situação do jogo. Uma solução do jogo é uma previsão do resultado do jogo. Um dos conceitos mais comuns de solução é o equilíbrio de Nash (NASH, 1950b), que consiste em um ponto no perfil de soluções, no qual, dadas as escolhas dos outros jogadores, nenhum jogador estaria disposto a modificar sua estratégia.

6.3 As origens da teoria dos jogos

O marco formal da teoria dos jogos foi estabelecido por Von Neumann e Oskar Morgenstern em 1944 na obra titulada: "*The Theory of Games and Economic Behaviour*" (Teoria dos Jogos e Comportamento Econômico) (NEUMANN; MORGENSTERN, 1944). Foi a partir dessa época que a teoria dos jogos começou a ser vista com interesse por economistas e matemáticos. Von Neumann e Morgenstern desenvolveram duas abordagens diferentes da teoria dos jogos. A primeira abordagem foi elaborada para jogos estratégicos ou não-cooperativos, e a segunda, para jogos cooperativos. No primeiro caso, foi resolvido o problema para dois jogadores com interesses diametralmente opostos; esses jogos são chamados de estritamente não-cooperativos ou de soma zero, porque qualquer ganho para um jogador sempre é equilibrado exatamente pela perda correspondente para o outro jogador. No segundo caso, consideraram-se jogos com coalizões ou cooperativismo entre vários jogadores e buscou-se descrever a sua conduta ótima. Sendo este caso muito mais complexo, os resultados foram menos precisos que os atingidos no primeiro caso.

A teoria de jogos cooperativos foi complementada na década de 1950, quando John Forbes Nash provou a existência de um equilíbrio em estratégias mistas para jogos não cooperativos, denominado equilíbrio de Nash (NASH, 1950b), e sugeriu uma abordagem de estudo de jogos cooperativos a partir de sua redução para a forma não-cooperativa. Nash (1950a, 1953) criou a teoria de barganha e provou a existência de solução para o problema da barganha de Nash.

Inicialmente, o equilíbrio de Nash era usado para solucionar jogos com informação completa, mas, com o trabalho posterior de Harsanyi e Selten (HARSANYI; SELTEN, 1972), o mesmo passou a ser aplicado, também, em jogos com informação incompleta. A principal contribuição desses autores foi mostrar que a teoria de jogos com informação completa pode ser estendida para incluir situações nas quais a informação é incompleta. A partir desses trabalhos, começaram a surgir novas técnicas de solução de jogos que foram

aplicadas em diferentes áreas de estudo, como economia, biologia e ciências políticas.

6.4 Definição formal de jogo

Entende-se por jogo um conjunto de regras que governam o comportamento de um grupo de indivíduos chamados jogadores. Em geral, as regras do jogo consistem em uma série de lances realizados seguindo uma determinada ordem. Esses lances podem ser aleatórios ou não. Em termos gerais, um jogo tem um conjunto finito de jogadores representado por $G = \{g_1, g_2, \dots, g_n\}$. Cada jogador $g_i \in G$ possui um conjunto finito $S_i = \{s_{i1}, s_{i2}, \dots, s_{im_i}\}$ de opções, denominadas *estratégias puras* do jogador g_i ($m_i \geq 2$). Um vetor $\mathbf{s} = (s_{1j_1}, s_{2j_2}, \dots, s_{nj_n})$, onde s_{ij_i} é uma estratégia pura para o jogador $g_i \in G$, é denominado um *perfil de estratégia pura*. O conjunto de todos os perfis de estratégia pura formam, portanto, o produto cartesiano dado por (6.1).

$$S = \prod_{i=1}^n S_i = S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \cdot \dots \cdot S_n \quad (6.1)$$

Esse produto cartesiano é chamado *espaço de estratégia pura* do jogo. Para o jogador $g_i \in G$, existe uma função de utilidade dada por (6.2) que associa o ganho (*payoff*) de cada jogador g_i a cada perfil de estratégia pura $\mathbf{s} \in S$.

$$\begin{aligned} \mu_i : S &\rightarrow \mathfrak{R} \\ s &\rightarrow \mu_i(\mathbf{s}) \end{aligned} \quad (6.2)$$

Para ilustrar melhor os conceitos apresentados acima, a seguir são apresentados alguns dos exemplos de jogos mais comuns na literatura.

6.4.1 Exemplo 1 : O dilema do prisioneiro

O dilema do prisioneiro é um dos exemplos mais conhecidos na teoria dos jogos. Ele foi formulado por Albert W. Tucker em 1950, em um seminário para psicólogos na Universidade de Stanford, para ilustrar a dificuldade em analisar certos tipos de jogos.

Esse problema relata a situação em que dois criminosos são presos por serem suspeitos de um delito; a polícia tem evidências para mantê-los presos por um ano, porém não para

condená-los. Os presos são colocados em celas separadas para eles não se comunicarem. Cada um deles pode escolher entre confessar ou negar o crime. Se nenhum deles confessar, ambos serão submetidos a uma pena de 1 ano. Se os dois confessarem, então ambos terão que pagar uma pena de 5 anos. Mas se um confessar, e o outro negar, então o que confessou será libertado, e o outro será condenado a 10 anos de prisão. Nesse contexto, chamando os criminosos de A e B, tem-se o conjunto de jogadores dado por $G = \{A, B\}$, o conjunto de estratégias para cada um deles é dado por $S_A = \{\text{confessar}, \text{negar}\}$ e $S_B = \{\text{confessar}, \text{negar}\}$. O espaço de estratégias puras está dado por: $S = \{(\text{confessar}, \text{confessar}), (\text{confessar}, \text{negar}), (\text{negar}, \text{confessar}), (\text{negar}, \text{negar})\}$. Por outro lado, as funções de utilidade $\mu_A : S \rightarrow \mathfrak{R}$ e $\mu_B : S \rightarrow \mathfrak{R}$ são dadas por:

$$\begin{aligned}\mu_A(\text{confessar}, \text{confessar}) &= -5; & \mu_A(\text{confessar}, \text{negar}) &= 0; \\ \mu_A(\text{negar}, \text{confessar}) &= -10; & \mu_A(\text{negar}, \text{negar}) &= -1;\end{aligned}$$

que representam os ganhos de A, e

$$\begin{aligned}\mu_B(\text{confessar}, \text{confessar}) &= -5; & \mu_B(\text{confessar}, \text{negar}) &= -10; \\ \mu_B(\text{negar}, \text{confessar}) &= 0; & \mu_B(\text{negar}, \text{negar}) &= -1;\end{aligned}$$

que representam os ganhos de B.

Os ganhos de ambos jogadores podem ser representados mediante uma matriz de pagamentos (*payoffs*) como ilustrado na Tabela 24.

Tabela 24: Matriz de pagamentos para o dilema de prisioneiro.

	B confessa	B nega
A confessa	(-5,-5)	(0 -10)
A nega	(-10,0)	(-1,-1)

Nesta matriz, os números de cada célula representam os ganhos de A e B para as combinações de escolhas possíveis.

6.4.2 Exemplo 2: O jogo do falcão e a pomba

Este tipo de modelo serve para analisar situações de conflito entre estratégias agressivas e conciliadoras e também é conhecido como o jogo da galinha. O jogo relata a situação de dois veículos, os quais se dirigem na mesma linha reta, um contra o outro, e em grande velocidade. O primeiro a frear e se desviar será a galinha (ou pomba) e terá perdido. O outro, será o falcão e terá ganhado o jogo. Porém, se nenhum deles freia (ambos desejam usar a estratégia do falcão), então, ambos irão sair gravemente prejudicados.

O mesmo modelo pode ser utilizado para representar uma guerra fria entre duas superpotências. A estratégia do falcão consiste em proceder com uma atitude armamentista e belicosa. Se um jogador mantém essa estratégia, e o outro escolhe a estratégia da pomba, o falcão ganha, e a pomba perde. Porém, a situação sempre será pior quando os dois jogadores escolhem a estratégia do falcão. Considerando dois jogadores A e B, o conjunto de estratégias para cada um deles está dado pelos vetores $S_A = \{pomba, falcão\}$ e $S_B = \{pomba, falcão\}$. Considerando as funções de utilidade $\mu_A : S \rightarrow \mathbb{R}$ e $\mu_B : S \rightarrow \mathbb{R}$ dadas por:

$$\begin{aligned}\mu_A(pomba, pomba) &= -2; & \mu_A(pomba, falcão) &= -3; \\ \mu_A(falcão, pomba) &= -1; & \mu_A(falcão, falcão) &= -4;\end{aligned}$$

para o jogador A, e

$$\begin{aligned}\mu_B(pomba, pomba) &= -2; & \mu_B(pomba, falcão) &= -1; \\ \mu_B(falcão, pomba) &= -3; & \mu_B(falcão, falcão) &= -4;\end{aligned}$$

para o jogador B.

Na Tabela 25, ilustra-se a matriz de pagamentos.

Tabela 25: Matriz de pagamentos do jogo do falcão e a pomba.

	B pomba	B falcão
A pomba	(-2,-2)	(-3 -1)
A falcão	(-1,-3)	(-4,-4)

6.4.3 Exemplo 3: A batalha dos sexos

Um casal decide passar o final de semana juntos. O homem prefere assistir a uma partida de futebol, enquanto a sua mulher prefere ir ao cinema. Se eles forem juntos para o cinema, então a mulher tem satisfação maior do que o homem. Se eles forem juntos para o futebol, então o homem tem satisfação maior do que a mulher. Finalmente, se eles saírem sozinhos, então ambos ficam igualmente insatisfeitos. Neste caso, tem-se o conjunto de jogadores $G = \{homem, mulher\}$. O conjunto de estratégias é dado por: $S_{homem} = \{futebol, cinema\}$ e $S_{mulher} = \{futebol, cinema\}$. O espaço de estratégias puras é dado por: $S = \{(futebol, futebol), (futebol, cinema), (cinema, futebol), (cinema, cinema)\}$. As funções de utilidade $\mu_{homem} : S \rightarrow \mathbb{R}$ e $\mu_{mulher} : S \rightarrow \mathbb{R}$ são apresentadas diretamente na matriz de pagamentos apresentada na Tabela 26 em que M e H representam homem e mulher, respectivamente.

Tabela 26: Matriz de pagamentos da batalha dos sexos.

	M futebol	M cinema
H futebol	(10,5)	(0, 0)
H cinema	(0,0)	(5,10)

6.5 Representação dos jogos

Existem duas formas de representação de jogos que são comuns na literatura, estas são as formas normal e extensiva, as quais são descritas a seguir.

6.5.1 Forma normal

Um jogo em forma normal consiste em uma matriz que mostra os jogadores, estratégias e ganhos. Esta matriz é chamada de matriz de pagamentos. As Tabelas 24, 25 e 26 são exemplos de jogos representados na forma normal.

Quando um jogo é apresentado na forma normal, supõe-se que cada jogador atua simultaneamente e sem conhecer a ação dos outros. Por exemplo, no dilema do prisioneiro, os criminosos decidem se confessar ou negar de forma simultânea, e além do mais, nenhum dos jogadores pode se comunicar com o outro. Por outro lado, quando os jogadores têm informação acerca das escolhas dos outros (jogo sequencial), o jogo é normalmente apresentado de forma extensiva.

6.5.2 Forma extensiva

A forma extensiva é utilizada para representar jogos nos quais a ordem é importante. Os jogos são apresentados como árvores onde cada vértice (ou nó) representa um ponto de decisão para um jogador. Na Figura 53, representa-se o jogo do falcão e a pomba na sua forma extensiva. Embora esse jogo modele uma situação em que normalmente os participantes agem simultaneamente, também pode-se modelar de forma sequencial. Neste caso, supõe-se que o primeiro jogador a escolher sua estratégia é o jogador A, que tem as opções P (de pomba) e F (de falcão). Uma vez que o jogador A tenha feito sua escolha, o jogador B pode fazer a sua.

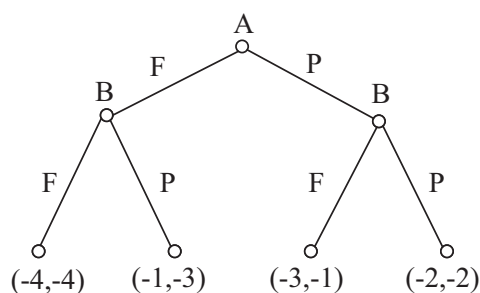


Figura 53: Exemplo da forma extensiva de um jogo.

6.6 Tipos de Jogos

Existem diferentes tipos de jogos dependendo do critério de classificação adotado. A seguir descrevem-se os diferentes tipos de jogos.

6.6.1 Jogos de n jogadores

Dependendo do número de pessoas que nele participam, os jogos podem ser classificados como de dois jogadores, três jogadores, etc. No entanto, quando se faz referência a um jogo de n jogadores, não significa que nele tomam parte necessariamente n pessoas, mas, que as regras do jogo são tais, que os participantes podem-se dividir em n grupos exclusivos, tendo as pessoas de cada grupo interesses comuns. Nesse caso, cada grupo pode ser considerado como um jogador.

6.6.2 Jogos simétricos e assimétricos

Um jogo simétrico é aquele no qual os ganhos (*pay-offs*) para os jogadores, em uma estratégia particular, dependem unicamente da estratégia escolhida, e não de quem está jogando. Se as identidades dos jogadores puderem ser trocadas, sem alterar os ganhos obtidos pela aplicação das suas estratégias, então se tem um jogo simétrico. O jogo do dilema do prisioneiro é um exemplo de jogo simétrico.

6.6.3 Jogos de soma zero e soma diferente de zero

Um jogo de soma zero é também conhecido como um jogo estritamente determinado. Nesse tipo de jogo, o benefício total para todos os jogadores, para cada combinação de estratégias, sempre soma zero. Ou seja, um jogador lucra exatamente o prejuízo dos outros jogadores. O pôquer é um exemplo de jogo de soma zero, porque o vencedor recebe exatamente a soma das perdas dos perdedores. Por outro lado, em um jogo de soma diferente de zero, o ganho de um dos jogadores não necessariamente corresponde às perdas dos outros.

6.6.4 Jogos simultâneos e sequenciais

Um jogo simultâneo é aquele em que os jogadores escolhem suas estratégias ao mesmo tempo, ou aquele em que eles agem sem conhecer as escolhas prévias dos outros jogadores. O dilema do prisioneiro é um exemplo de jogo simultâneo. Em um jogo sequencial os jogadores agem tendo alguma informação (não precisa ser necessariamente informação perfeita) dos lances dos outros jogadores. A maioria dos jogos de tabuleiro como o xadrez ou as damas, são exemplos de jogos sequenciais.

6.6.5 Jogos com informação perfeita e informação imperfeita

Os jogos com informação perfeita são um subconjunto dos jogos sequenciais. Nesse caso, todos os jogadores conhecem os movimentos prévios feitos pelos outros jogadores. Em um jogo com informação imperfeita, os jogadores têm pouca informação (ou nenhuma), acerca dos movimentos prévios feitos pelos seus adversários.

6.7 Soluções de um jogo

A solução de um jogo consiste em uma previsão sobre o seu resultado. Existem vários conceitos diferentes de solução; entre os conceitos de solução mais comuns, encontram-se o conceito de dominância e o equilíbrio de Nash, os quais são descritos a seguir.

6.7.1 Dominância

Às vezes, é necessário descrever perfis de estratégia nos quais somente a estratégia de um único jogador $g_i \in G$ irá variar, enquanto as estratégias dos outros jogadores permanecerão fixas. Nesse caso, uma escolha de estratégia para todos os jogadores, menos o jogador g_i pode ser denotada como:

$$\mathbf{s}_{-i} = (s_{1j_1}, s_{2j_2}, \dots, s_{(i-1)j_{i-1}}, s_{(i+1)j_{i+1}}, \dots, s_{n_{j_n}}) \in S_{-i} = S_1 \cdot S_2 \cdot \dots \cdot S_{i-1} \cdot S_{i+1} \cdot \dots \cdot S_n \quad (6.3)$$

Desta forma, um perfil de estratégia pode ser denotada como:

$$\mathbf{s}_{-i} = (s_{ij_i}, \mathbf{s}_{-i}) = (s_{1j_1}, s_{2j_2}, \dots, s_{(i-1)j_{i-1}}, s_{ij_i}, s_{(i+1)j_{i+1}}, \dots, s_{n_{j_n}}) \quad (6.4)$$

Uma estratégia pura $s_{ik} \in S_i$ do jogador $g_i \in G$ é estritamente dominada pela estratégia $s'_{ik} \in S_i$ se:

$$\mu_i(s'_{ik}, \mathbf{s}_{-i}) > \mu_i(s_{ik}, \mathbf{s}_{-i}); \quad \forall \mathbf{s}_{-i} \in S_{-i} \quad (6.5)$$

Por outro lado, essa mesma estratégia é fracamente dominada se:

$$\mu_i(s'_{ik}, \mathbf{s}_{-i}) \geq \mu_i(s_{ik}, \mathbf{s}_{-i}); \quad \forall \mathbf{s}_{-i} \in S_{-i} \quad (6.6)$$

No caso do dilema do prisioneiro, ao analisar o jogo do ponto de vista do jogador A, obtém-se o seguinte raciocínio: duas coisas podem acontecer, B pode confessar ou negar. Se B confessar, então é melhor para A confessar também; por outro lado, se B não confessar, então A fica livre se confessar. Em qualquer dos casos, é melhor para A confessar. Se o jogo é analisado do ponto de vista de B, seguindo a mesma linha de

raciocínio, então conclui-se que para B também é melhor confessar.

Em termos de teoria dos jogos, os dois jogadores A e B possuem uma estratégia dominante. Ou seja, todas as estratégias, exceto uma, são dominadas. Neste caso, o jogo é solucionado mediante dominância estrita iterada (um processo em que se eliminam as estratégias que são estritamente dominadas) e termina em uma solução que é um equilíbrio de estratégia dominante.

6.7.2 Equilíbrio de Nash

Um equilíbrio de Nash de um jogo é um ponto onde cada jogador não tem incentivo de mudar sua estratégia se os demais jogadores não mudam suas estratégias.

Um perfil de estratégia $\mathbf{s}^* = (s_1^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \in S$ é um equilíbrio de Nash se:

$$\mu_i(s_i^*, \mathbf{s}_{-i}^*) \geq \mu_i(s_{ij}, \mathbf{s}_{-i}^*) \quad (6.7)$$

para todo $i = 1, \dots, n$ e para todo $j = 1, \dots, m$, com $m \geq 2$.

No dilema do prisioneiro, o perfil de estratégias (confessar, confessar) é um equilíbrio de Nash. Se um prisioneiro confessar, e o outro não, aquele que não confessou fica preso na cadeia por 10 anos, ao invés de 5 anos, se tivesse confessado. Na batalha dos sexos, os perfis de estratégia (futebol, futebol) e (cinema, cinema) são os únicos equilíbrios de Nash do jogo.

6.8 Teoria de jogos aplicada à determinação de preços de contrato e alocação da GD

Os conceitos de teoria de jogos apresentados neste capítulo podem ser aplicados na determinação de preços de contrato e alocação da GD. Neste caso, considera-se um cenário de mercado no qual a concessionária pode adquirir energia do mercado atacadista, e/ou das unidades de GD alocadas na sua rede. A diferença desse cenário de mercado com o descrito, nos Capítulos 4 e 5, consiste em que as unidades de GD pertencem a proprietários diferentes. Além do mais, cada um desses proprietários procura maximizar os seus lucros pela venda de energia. Os proprietários da GD devem considerar vários fatores

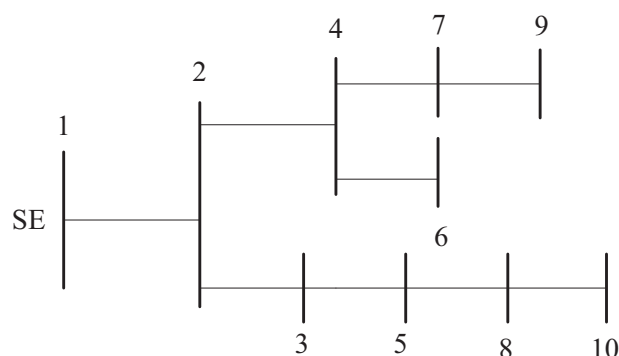
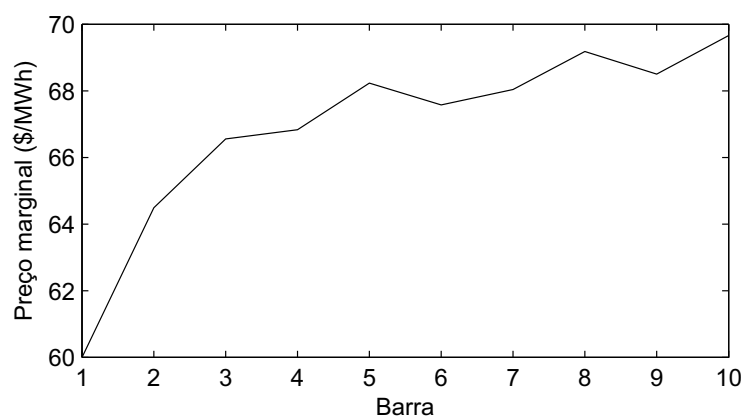
na determinação de seu preço de venda de energia:

- *A alocação da GD na rede:* As unidades de GD que estejam alocadas de forma estratégica na rede (por exemplo, ao final dos alimentadores que apresentem uma alta demanda), podem se beneficiar dessa situação ofertando sua energia a um preço maior que aquelas que estão perto da subestação. Por outro lado, estas últimas não poderão ofertar sua energia a um preço maior que o preço do mercado atacadista, já que sua alocação não oferece muitos benefícios à concessionária.
- *Os preços do mercado atacadista:* Se os preços do mercado atacadista forem muito altos, então a GD pode se beneficiar desse fato ofertando sua energia também a um preço alto. Por outro lado, se os preços do mercado atacadista forem baixos, a GD deve ofertar a um preço menor. Em termos gerais, e como foi explicado no Capítulo 4, a GD pode ofertar a um preço maior que o mercado atacadista e ainda ser uma opção atraente para a concessionária. Isso depende do impacto da GD nas perdas e no perfil de tensão da rede.
- *As estratégias da concorrência (alocação e preço):* Em termos gerais, a concessionária terá preferência pela energia que for vendida a um preço mais barato. Porém, no contexto que está sendo analisado, as ofertas de venda da GD são avaliadas pela concessionária considerando o impacto da GD na rede, portanto a alocação da GD, além do preço, tem um papel importante na decisão da concessionária de comprar energia, ou não, das unidades de GD.

No modelo proposto, os jogadores são os proprietários da GD, as suas estratégias são os preços de venda de energia, e os ganhos (*payoffs*) são os lucros obtidos pela venda de energia. Considera-se ainda que os jogadores têm informação completa sobre a rede e os preços do mercado atacadista. O jogo é feito de forma simultânea (somente uma rodada), ou seja, os jogadores agem sem conhecer os lances dos competidores.

6.8.1 Exemplo ilustrativo

Considere o sistema de distribuição de 10 barras apresentado na Figura 54. Por simplicidade, considere-se que a demanda para cada nó seja de 1MW com um fator de potência de 0,948 em atraso. Além do mais, considere que o preço da energia fornecida na subestação seja de 60\$/MWh, e que a impedância para todas as linhas seja de $(0,001 + 0,001j)$ ohm. Os preços marginais do sistema sem GD são ilustrados na Figura (55).

**Figura 54:** Sistema de distribuição de 10 barras.**Figura 55:** Preços marginais para o sistema de distribuição de 10 barras.

Procura-se encontrar os preços de venda de energia de duas unidades de GD (chamadas GD1 e GD2), cada uma com capacidade de 2MW e custos de produção de 60\$/MWh, pertencentes a diferentes proprietários. Por simplicidade, considera-se somente um único intervalo de tempo. No intuito de ilustrar o impacto da alocação da GD nos preços de contrato, consideram-se dois casos diferentes.

6.8.1.1 Caso 1: GD1 na barra 2 e GD2 na barra 10

Neste caso, a unidade GD2 encontra-se em uma alocação estratégica, já que o preço marginal na barra 10 é maior que o preço marginal na barra 2 (ver Figura 55). Os preços marginais sem GD nas barras 2 e 10 são 64,48 e 69,66\$/MWh, respectivamente. Isso significa que a concessionária estaria disposta a pagar um preço maior pela energia fornecida pela unidade GD2 que pela fornecida pela unidade GD1. Considerando que cada unidade tem 5 estratégias de oferta de preço, as quais vão desde 62 até 70\$/MWh,

em intervalos de 2\$/MWh, a matriz de pagamentos apresentada na Tabela 27 é obtida.

Tabela 27: Matriz de pagamentos para o caso 1.

	GD2-62	GD2-64	GD2-66	GD2-68	GD2-70
GD1-62	(4 - 4)	(4 - 8)	(4 - 12)	(4 - 12,8)	(4 - 0)
GD1-64	(4,8 - 4)	(4,8 - 8)	(4,8 - 12)	(6,1 - 13,7)	(8 - 0)
GD1-66	(0 - 4)	(0 - 8)	(0 - 12)	(0 - 15,8)	(0 - 0)
GD1-68	(0 - 4)	(0 - 8)	(0 - 12)	(0 - 15,8)	(0 - 0)
GD1-70	(0 - 4)	(0 - 8)	(0 - 12)	(0 - 15,8)	(0 - 0)

Pode-se observar na Tabela 27 que, se tanto GD1 quanto GD2 decidem ofertar sua energia a 70\$/MWh, a concessionária não estaria disposta a comprar, e, portanto, os seus lucros seriam zero. Por outro lado, se ambas unidades decidem ofertar sua energia a 62\$/MWh, toda a energia de ambos geradores será comprada pela concessionária, sendo seus lucros dados por: $Lucro = (62\$/MWh - 60\$/MWh)2MWh = \$4$. Contudo, tanto GD1 quanto GD2 podem aumentar seus lucros se aumentarem o preço de oferta. Por exemplo, independentemente da oferta do seu oponente, GD1 sempre terá lucros maiores se oferta sua energia a 64\$/MWh, e terá lucro zero se oferta sua energia acima desse valor. Portanto, pode-se afirmar que 64\$/MWh é a estratégia dominante para GD1. Por outro lado, se GD2 ofertar sua energia a 68\$/MWh, terá lucros maiores, independentemente da oferta de GD1, portanto, essa é sua estratégia dominante. A solução do jogo é GD1-64 e GD2-68 com ganhos de \$6,1 e \$13,7, respectivamente. Pode-se notar que nenhum dos geradores vende toda sua energia. GD1 e GD2 vendem 1,52 e 1,71MWh, respectivamente. O exemplo apresentado é um jogo simétrico, já que, se os jogadores trocarem de posições (GD1 na barra 10, e GD2 na barra 2), a mesma matriz de pagamentos seria obtida.

6.8.1.2 Caso 2: GD1 e GD2 na barra 10

Neste caso, ambas unidades de GD estão alocadas na barra 10. Considerando as mesmas estratégias do exemplo anterior, a matriz de pagamentos da Tabela 28 é obtida.

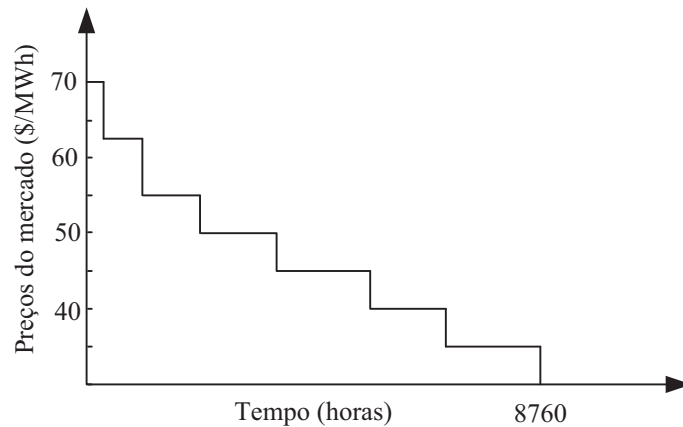
Na Tabela 28, observa-se que GD1 pode obter lucros de \$15,8 se oferta sua energia a 68\$/MWh. Porém, precisa que GD2 oferte sua energia a 70\$/MWh, o qual é improvável já que, se GD2 oferta a esse preço, não teria lucro algum. Dado que a matriz de pagamentos é simétrica, o mesmo raciocínio pode ser feito para GD2. Nesse caso, a melhor estratégia para ambos é ofertar a 66\$/MWh, o qual representa um lucro de \$12 para cada um.

Tabela 28: Matriz de pagamentos para o caso 2.

	GD2-62	GD2-64	GD2-66	GD2-68	GD2-70
GD1-62	(4 - 4)	(4 - 8)	(4 - 12)	(4 - 0)	(4 - 0)
GD1-64	(8 - 4)	(8 - 8)	(8 - 12)	(8 - 0)	(8 - 0)
GD1-66	(12 - 4)	(12 - 8)	(12 - 12)	(12 - 0)	(12 - 0)
GD1-68	(0 - 4)	(0 - 8)	(0 - 12)	(3,8 - 3,8)	(15,8 - 0)
GD1-70	(0 - 4)	(0 - 8)	(0 - 12)	(0 - 15,8)	(0 - 0)

6.9 Testes e resultados

Com o intuito de ilustrar o efeito da concorrência nos preços de equilíbrio, vários testes foram realizados mudando a capacidade e quantidade das unidades de GD. Para todos os testes foi considerada a rede de distribuição de 34 barras ilustrada, na Figura 16, e as curvas de preços e demanda ilustradas nas Figuras 56 e 57, respectivamente.

**Figura 56:** Curva de duração de preços.

6.9.1 Exemplo 1: Considerando duas unidades de GD

Neste exemplo, a metodologia para encontrar preços de contrato foi testada utilizando duas unidades de GD chamadas GD1 e GD2, alocadas nas barras 19 e 34, respectivamente. No intuito de ilustrar o impacto que pode ter uma alta presença de GD nos preços de contrato, quatro casos foram considerados. Nesses casos, as capacidades das unidades de GD mudam desde 0,5MW até 2,0MW em intervalos de 0,5MW. Para cada caso são consideradas 40 estratégias de preço por unidade de GD com incrementos de 0,1\$/MWh.

Note-se que a matriz de pagamentos para cada caso é de 40x40, o que implica que é

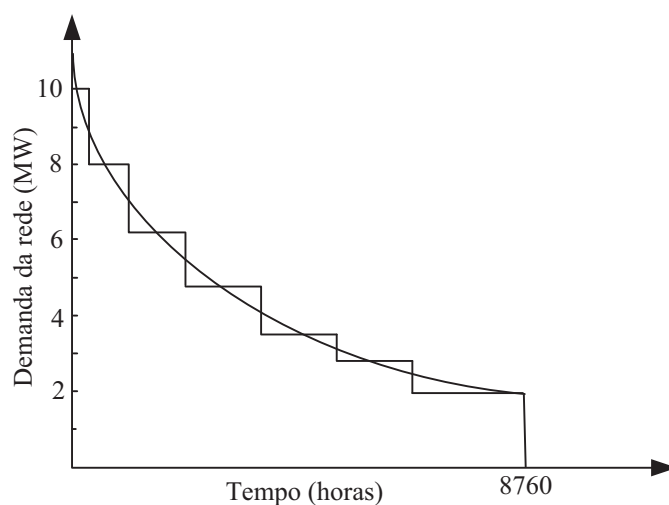


Figura 57: Curva de duração de carga.

necessário resolver 1.600 despachos. Cada um desses despachos é um fluxo de potência ótimo AC multiperíodo, descrito no Capítulo 3. Uma vez calculada a matriz de pagamentos, esta é introduzida no software GAMBIT (MCKELVEY; ANDREW; TUROCY, 2007) para calcular o equilíbrio de Nash. O software GAMBIT calcula os equilíbrios de Nash através da solução de um sistema de equações polinomiais (DATTA,). A solução desse sistema fornece tanto os equilíbrios puros quanto os mistos, sendo estes últimos determinados mediante uma distribuição de probabilidade sob as estratégias. No problema abordado neste capítulo, somente os equilíbrios puros são procurados. Isso ocorre, porque a natureza do problema é determinística.

Na Tabela 29, ilustram-se os preços de contrato encontrados no ponto de equilíbrio de Nash, para diferentes capacidades das unidades de GD. Pode-se observar que, para todos os casos, os preços de contrato de GD2 são maiores que os preços de contrato de GD1. Isso acontece porque a unidade GD2 encontra-se mais afastada da subestação e, consequentemente, contribui mais para a redução das perdas, o que faz com que a sua energia seja avaliada a um preço maior pela concessionária. Pode-se observar também que à medida que as unidades são maiores, os preços de contrato são menores. Isso é devido ao fenômeno de concorrência entre as unidades. Com o intuito de vender uma maior quantidade de energia, as unidades de GD diminuem a oferta de preço de contrato, o que termina beneficiando a concessionária. Além do mais, uma maior capacidade de GD implica numa redução maior da demanda líquida do sistema, o que contribui na redução dos preços marginais locais.

Na Tabela 30, são apresentados os lucros obtidos pelas unidades de GD para cada

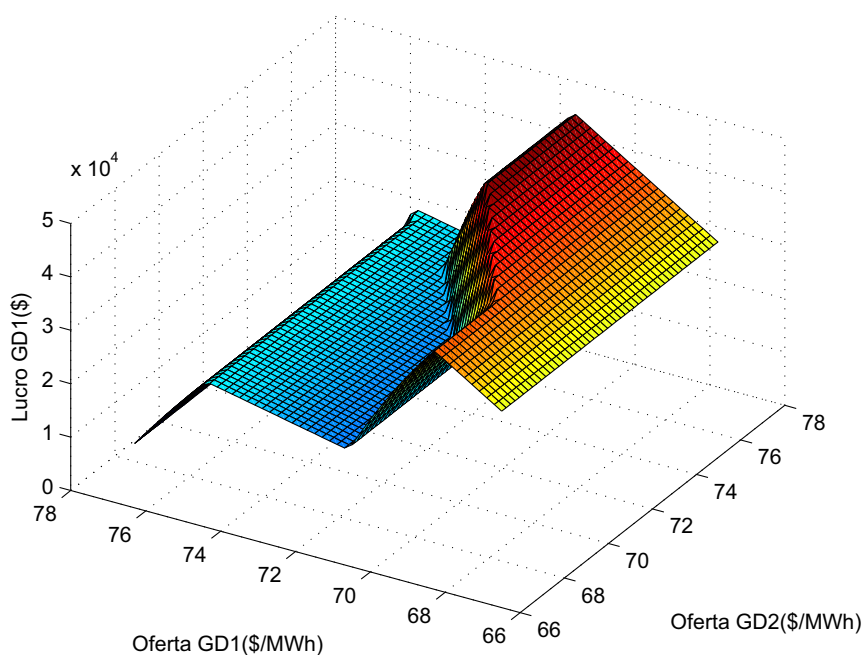
Tabela 29: Preços de equilíbrio de contrato de GD (em \$/MWh).

	0,5 MW	1,0 MW	1,5 MW	2,0 MW
GD1	71,6	70,6	69,6	68,7
GD2	73,0	71,8	70,6	69,5

um dos casos considerados. Pode-se observar que os lucros da unidade GD2 são maiores que os lucros da unidade GD1; isso é devido aos preços de equilíbrio de contrato de GD2 serem maiores. Além do mais, pode-se observar que os lucros aumentam quando aumenta a capacidade da GD.

Tabela 30: Lucros da GD considerando diferentes capacidades (em \$).

	0,5 MW	1,0 MW	1,5 MW	2,0 MW
GD1	12.702,00	23.214,00	31.536,00	37.821,44
GD2	14.235,00	25.842,00	34.821,00	41.161,70

**Figura 58:** Superfície de reação de GD1.

As Figuras 58 e 59 ilustram as superfícies de reação de GD1 e GD2, respectivamente. Nesse caso, tem-se considerado uma capacidade de 2MW para cada unidade. A superfície de reação consiste no gráfico dos valores da matriz de pagamentos para as diferentes estratégias das unidades de GD. Em ambos os gráficos, pode-se observar que os lucros de cada unidade de GD dependem tanto da oferta de preço de contrato da unidade, quanto

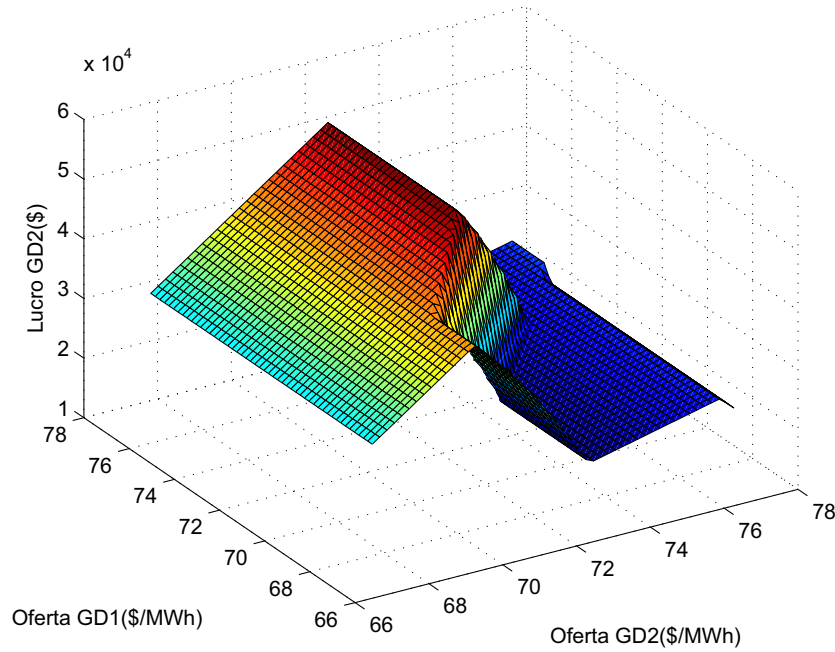


Figura 59: Superfície de reação de GD2.

da oferta da concorrência. Por exemplo, na Figura 58, pode-se observar que os maiores lucros de GD1 são obtidos com uma oferta de preço de contrato de 71\$/MWh, sempre que GD2 oferte acima de 73\$/MWh. Por outro lado, pode-se observar, na Figura 59, que GD2 obtém os maiores lucros quando sua oferta de preço de contrato é de 72\$/MWh. Porém precisa que GD1 oferte acima de 71,4\$/MWh. Para chegar ao equilíbrio de Nash, GD1 e GD2 devem ofertar a 69 e 70\$/MWh, respectivamente. Nenhum dos geradores obtém lucros máximos, porém, nenhum deles está disposto a mudar sua estratégia se o outro também não a muda.

Na Figura 60, ilustram-se os pagamentos efetuados pela concessionária considerando diferentes preços de contrato da GD. Pode-se observar que os pagamentos da concessionária aumentam quando aumentam as ofertas de preço de contrato da GD e vice-versa.

6.9.2 Exemplo 2: Considerando três unidades de GD

Neste caso, consideram-se três unidades de GD alocadas nas barras 14, 19 e 34 como ilustrado na Figura 61. A metodologia para encontrar os preços de contrato de equilíbrio foi implementada para diferentes capacidades da GD, desde 0,5MW até 2,0MW em intervalos de 0,5MW.

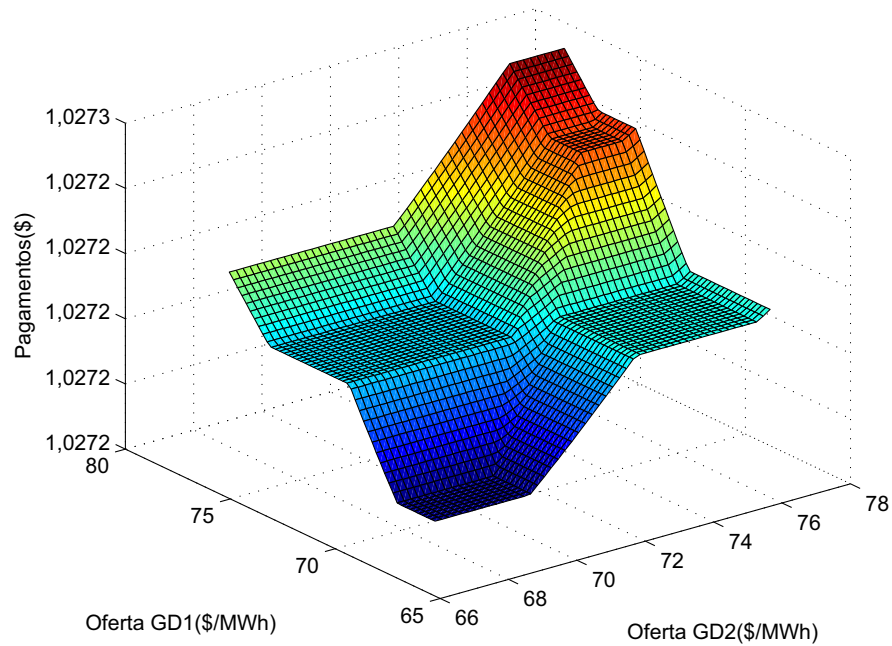


Figura 60: Pagamentos da concessionária.

Neste exemplo, consideram-se 25 estratégias para cada uma das unidades de GD com incrementos $0,1\$/\text{MWh}$. A matriz de pagamentos, considerando três unidades de GD, é de três dimensões ($25 \times 25 \times 25$) sendo necessário resolver 15.625 fluxos de potência ótimo AC multiperíodo como descrito no Capítulo 3. Uma vez calculada a matriz de pagamentos, esta é introduzida no software GAMBIT (MCKELVEY; ANDREW; TUROCY, 2007), e o equilíbrio de Nash é calculado. Nas Tabelas 31 e 32, apresentam-se os resultados dos preços de equilíbrio de contrato, e lucros da GD, respectivamente. Pode-se observar que os preços de contrato correspondentes à unidade mais afastada da subestação

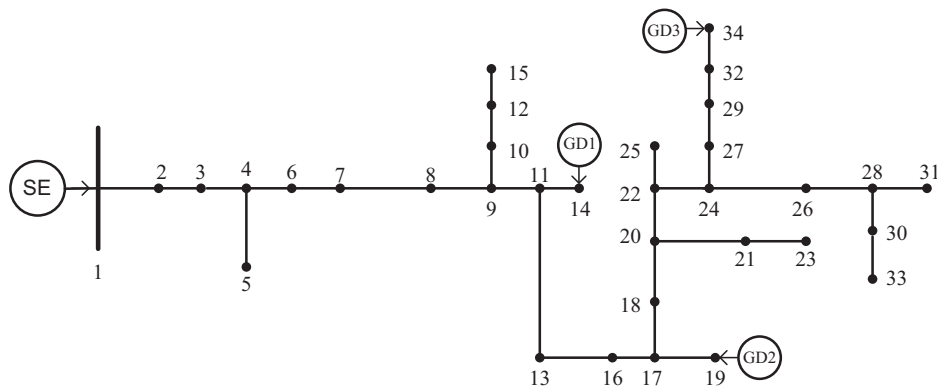


Figura 61: Rede de distribuição de 34 barras com 3 unidades de GD.

(GD3) são maiores do que os preços de contrato das outras unidades. Além do mais, esses preços são menores à medida que aumenta a capacidade da GD. Ao comparar os resultados apresentados nas Tabelas 31 e 29, pode-se observar que os preços de contrato obtidos considerando três unidades de GD são menores que os preços obtidos considerando somente duas unidades. A redução dos preços de contrato com o aumento do número (e capacidade) das unidades de GD é devido ao efeito de concorrência, e ao fato de quando se tem mais GD, a demanda líquida do sistema diminui, assim como diminuem também as perdas, e, conseqüentemente, os preços marginais locais.

Tabela 31: Preços de equilíbrio de contrato de GD (em \$/MWh).

	0,5 MW	1,0 MW	1,5 MW	2,0 MW
GD1	70,0	69,0	68,0	67,1
GD2	71,0	69,8	68,6	67,3
GD3	72,5	71,0	69,5	68,2

Tabela 32: Lucros da GD para diferentes capacidades (em \$).

	0,5 MW	1,0 MW	1,5 MW	2,0 MW
GD1	10.950,00	18.898,24	24.811,24	30.673,65
GD2	12.045,00	21.462,00	28.251,00	31.974,00
GD3	13.687,50	24.090,00	31.207,50	35.916,00

6.9.3 Exemplo 3: Considerando a alocação da GD como parte da estratégia

A teoria dos jogos também pode ser utilizada para calcular a alocação das unidades de GD, considerando concorrência entre os seus proprietários. Para isso, cada estratégia é composta por duas parcelas: a possível alocação da unidade e o preço de contrato. Em relação à localização, somente um subconjunto de barras é considerado. Isso é porque, nas redes de distribuição, nem todas as barras são aptas para geração. Além do mais, a alocação de GD, em algumas barras do sistema (por exemplo, perto da subestação), pode não ser de interesse para a concessionária (ou para o proprietário da GD). Por outro lado, limitar o número de barras candidatas à alocação da GD diminui, de forma considerável, o número total de estratégias a serem avaliadas, o que também diminui o tempo de cálculo. Ao introduzir a alocação das unidades de GD como parte das estratégias dos jogadores, o número de combinações a serem avaliadas incrementa-se de forma significativa. Esse número está dado pela equação 6.8, em que ET corresponde ao total de estratégias a serem

avaliadas, N_{DG} corresponde ao número de unidades de GD, e, finalmente, EP_{DGj} e EA_{DGj} correspondem às estratégias em preços e alocação da unidade de GD j , respectivamente.

$$ET = \prod_{j=1}^{N_{DG}} EP_{DGj} \cdot EA_{DGj} \quad (6.8)$$

Para ter uma ideia da dimensão do problema, considere três unidades de GD, cada uma com 8 estratégias em preços e 8 estratégias em alocação; nesse caso, seria necessário avaliar um total de 262.144 combinações de estratégias. Esse número de estratégias excede em grande medida a capacidade do software GAMBIT (DATTA,). Para contornar esse problema, considera-se uma abordagem diferente para calcular os equilíbrios de Nash. Neste caso, percorre-se a matriz de pagamentos elemento por elemento e determina-se, para cada combinação de estratégias, se esta corresponde, ou não, a um equilíbrio de Nash. Para isso, são fixadas as estratégias de todos os jogadores menos um. A seguir, determina-se se este jogador tem incentivo para mudar sua estratégia, ou seja, se considerando as demais estratégias como fixas, ele pode obter melhores lucros mudando sua estratégia. Se o jogador tiver incentivo para mudar de estratégia, então este elemento da matriz de pagamentos não é um equilíbrio de Nash. Por outro lado, se o jogador não tem incentivo para mudar sua estratégia, este elemento é um equilíbrio de Nash, sempre que os outros jogadores também não tenham incentivo para mudarem suas estratégias.

A abordagem descrita acima está baseada em força bruta e somente garante o cálculo dos equilíbrios puros. Porém, são precisamente esses tipos de equilíbrio os que são de interesse nesta pesquisa. A principal vantagem desta metodologia diante do software GAMBIT (o qual resolve um sistema de equações polinomiais), consiste em que é possível solucionar jogos com um número muito maior de combinações de estratégias.

A seguir, são apresentados dois exemplos com duas e três unidades de GD (exemplos com mais de três unidades de GD não foram considerados, já que o número de combinações de estratégias é proibitivo). Em ambos exemplos, são consideradas unidades de 1,5 MW e custo de operação de 55\$/MWh. Além do mais, consideram-se as mesmas curvas de duração de preços e demanda, apresentados nas Figuras 40 e 41, no Capítulo 4.

6.9.3.1 Caso1: Duas unidades de GD

Inicialmente, são consideradas duas unidades de GD, cada uma destas pertencente a um proprietário diferente. A alocação e preços de equilíbrio são calculados para três casos de preços e demanda chamados de A, B e C, os quais correspondem aos mesmos casos

Tabela 33: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso A.

	GD1		GD2	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(22, 67)	59.130	(27, 67)	59.130
Equilíbrio 2	(27, 67)	59.130	(22, 67)	59.130
Equilíbrio 3	(22, 67)	59.130	(29, 67)	59.130
Equilíbrio 4	(29, 67)	59.130	(22, 67)	59.130
Equilíbrio 5	(24, 67)	59.130	(25, 67)	59.130
Equilíbrio 6	(25, 67)	59.130	(24, 67)	59.130

Tabela 34: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso B.

	GD1		GD2	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(24, 68)	99.645	(27, 68)	99.645
Equilíbrio 2	(27, 68)	99.645	(24, 68)	99.645
Equilíbrio 3	(26, 68)	99.645	(27, 68)	99.645
Equilíbrio 4	(27, 68)	99.645	(26, 68)	99.645

utilizados no Capítulo 5. Na Tabela 33, apresentam-se os resultados de alocação e preço de contrato de equilíbrio no caso A. Para a alocação das unidades foram consideradas somente as barras 20 até 30. Por outro lado, as estratégias de preços foram consideradas de 60 até 75 \$/MWh em intervalos de 1 \$/MWh. Neste caso, é necessário avaliar 30.976 combinações de estratégias. Três equilíbrios foram encontrados. As estratégias estão representadas por duas parcelas, sendo a primeira a alocação, e a segunda, o preço. Ou seja, a estratégia (22,67) de GD1 significa que a unidade GD1 é alocada na barra 22, e seu preço de venda de energia é 67 \$/MWh. Pode-se observar que, para todos os equilíbrios, o preço de contrato, e, conseqüentemente, os lucros, são iguais para as duas unidades.

Na Tabela 34, apresentam-se os equilíbrios encontrados no caso B. Nesse caso, foram utilizadas as mesmas estratégias de alocação e preço do caso A. Pode-se observar que os preços de contrato de equilíbrio, no caso B, são iguais para as duas unidades, porém são maiores do que os obtidos no caso A. O mesmo acontece com os lucros das unidades.

Na Tabela 35, apresentam-se os resultados para o caso C. Nesse caso, somente um equilíbrio foi encontrado. As estratégias de preço foram discretizadas de 70 até 85 \$/MWh

Tabela 35: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para duas unidades de GD no caso C.

	GD1		GD2	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(26, 79)	181.600,71	(29, 79)	183.960,00
Equilíbrio 2	(29, 79)	183.960,00	(26, 79)	181.600,71

em intervalos de 1 \$/MWh. Com respeito às estratégias de alocação, as mesmas dos casos A e B foram consideradas.

Na Figura 62, são comparados os preços de equilíbrio apresentados nas Tabelas 33, 34 e 35 (ou seja, considerando concorrência) com os preços de contrato apresentados na Tabela 19 no Capítulo 5. Estes preços foram calculados através do AGCB considerando que ambas as unidades pertencem ao mesmo proprietário (sem concorrência). Pode-se observar que, quando as unidades pertencem a diferentes proprietários, a concorrência entre eles faz com que os preços de venda diminuam. Isso beneficia a concessionária, a qual paga menos pela energia comprada. Os pagamentos da concessionária, com e sem concorrência entre os proprietários da GD, são apresentados na Tabela 36. Finalmente, na Tabela 37, ilustram-se os lucros totais obtidos pelos proprietários da GD, com e sem concorrência. Pode-se observar que os lucros totais obtidos pelos proprietários da GD são menores quando estes concorrem.

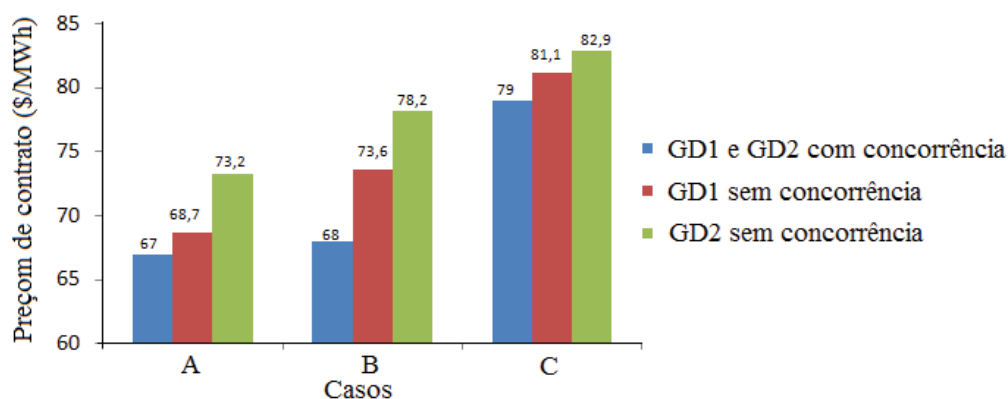


Figura 62: Comparação de preços de contrato com e sem concorrência para duas unidades de GD.

Tabela 36: Pagos da concessionária com e sem concorrência entre os proprietários da GD, considerando duas unidades.

	Caso A	Caso B	Caso C
Sem GD	3.189.769,93	4.979.010,96	6.706.847,78
GD sem concorrência	3.128.060,40	4.881.089,79	6.578.757,33
GD com concorrência	3.098.128,00	4.790.053,23	6.535.616,19

6.9.3.2 Caso2: Três unidades de GD

Nas Tabelas 38, 39 e 40, apresentam-se as alocações e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD nos casos A, B e C, respectivamente. Para a alocação das

Tabela 37: Lucros totais dos proprietários da GD considerando duas unidades com e sem concorrência.

	Caso A	Caso B	Caso C
Sem concorrência	127.135,99	213.634,50	367.482,31
Com concorrência	118.260,00	199.290,00	365.560,71

Tabela 38: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso A.

	GD1		GD2		GD3	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(29,66)	54.202,50	(24,66)	54.202,50	(22,66)	50.462,95
Equilíbrio 2	(29,66)	54.202,50	(22,66)	50.462,95	(24,66)	54.202,50
Equilíbrio 3	(22,66)	50.462,95	(29,66)	54.202,50	(24,66)	54.202,50
Equilíbrio 4	(22,66)	50.462,95	(24,66)	54.202,50	(29,66)	54.202,50
Equilíbrio 5	(24,66)	54.202,50	(22,66)	50.462,95	(29,66)	54.202,50
Equilíbrio 6	(24,66)	54.202,50	(29,66)	54.202,50	(22,66)	50.462,95

unidades, foram consideradas as barras 20 até 30. Nos casos A e B, as estratégias de preços de contrato foram discretizadas entre 65 e 70 \$/MWh em intervalos de 1 \$/MWh. No caso C, as estratégias de preços foram discretizadas entre 75 e 80 \$/MWh, também em intervalos de 1 \$/MWh. Nesse caso, é necessário avaliar 287.496 combinações de estratégias. Seis equilíbrios foram encontrados para cada caso. Pode-se observar que, os preços de equilíbrio obtidos com três unidades de GD, são menores que os obtidos com duas unidades de GD (ver Tabelas 33, 34 e 35). Isso acontece porque, neste exemplo, considera-se um concorrente a mais. Esse novo concorrente faz com que as outras duas unidades mudem suas estratégias, dando como resultado novos equilíbrios.

Na Figura 63, são comparados os preços de equilíbrio apresentados nas Tabelas 38, 39 e 40 (ou seja, considerando concorrência), com os preços de contrato apresentados na Tabela 20 no Capítulo 5. Estes últimos preços foram calculados, através do AGCB, considerando que as três unidades pertencem ao mesmo proprietário (ou seja, sem con-

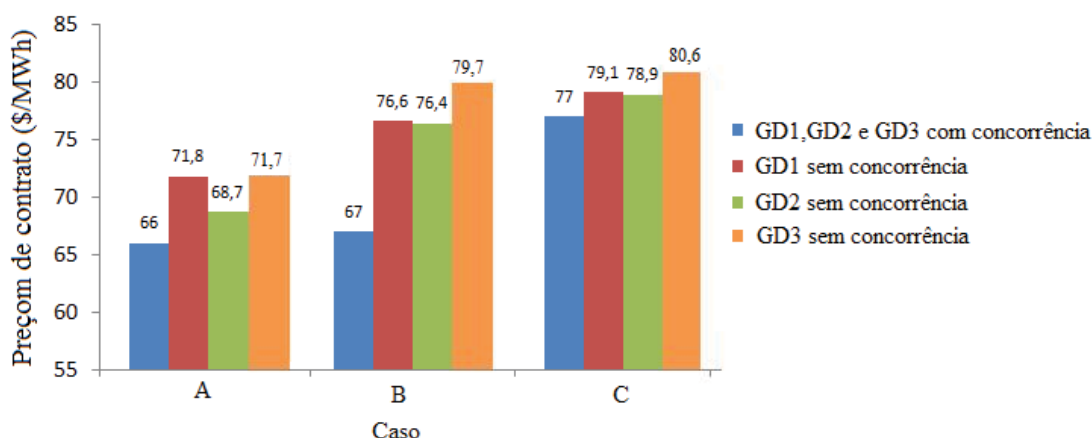
Tabela 39: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso B.

	GD1		GD2		GD3	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(29,67)	91.980,00	(24,67)	90.027,13	(28,67)	88.086,96
Equilíbrio 2	(29,67)	91.980,00	(28,67)	88.086,96	(24,67)	90.027,13
Equilíbrio 3	(24,67)	90.027,13	(29,67)	91.980,00	(28,67)	88.086,96
Equilíbrio 4	(24,67)	90.027,13	(28,67)	88.086,96	(29,67)	91.980,00
Equilíbrio 5	(28,67)	88.086,96	(29,67)	91.980,00	(24,67)	90.027,13
Equilíbrio 6	(28,67)	88.086,96	(24,67)	90.027,13	(29,67)	91.980,00

Tabela 40: Alocação e preços de contrato de equilíbrio para três unidades de GD no caso C.

	GD1		GD2		GD3	
	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro	Estratégia	Lucro
Equilíbrio 1	(20,77)	165.119,76	(26,77)	168.630,00	(30,77)	168.630,00
Equilíbrio 2	(20,77)	165.119,76	(30,77)	168.630,00	(26,77)	168.630,00
Equilíbrio 3	(26,77)	168.630,00	(20,77)	165.119,76	(30,77)	168.630,00
Equilíbrio 4	(26,77)	168.630,00	(30,77)	168.630,00	(20,77)	165.119,76
Equilíbrio 5	(30,77)	168.630,00	(26,77)	168.630,00	(20,77)	165.119,76
Equilíbrio 6	(30,77)	168.630,00	(20,77)	165.119,76	(26,77)	168.630,00

corrência). Na Figura 63, pode-se observar que os preços de contrato são menores quando existe concorrência entre os proprietários da GD. Isso beneficia a concessionária, a qual pode economizar nos pagamentos da energia. Na Tabela 41, são apresentados os pagamentos da concessionária com e sem concorrência entre os proprietários da GD. Por outro lado, como consequência da concorrência entre os proprietários da GD, os lucros totais obtidos por estes são menores, como pode ser observado na Tabela 42.

**Figura 63:** Comparação de preços de contrato com e sem concorrência para três unidades de GD.**Tabela 41:** Pagamentos da concessionária com e sem concorrência entre os proprietários da GD considerando três unidades.

	Caso A	Caso B	Caso C
Sem GD	3.189.769,93	4.979.010,96	6.706.847,78
GD sem concorrência	3.107.677,96	4.871.091,30	6.490.485,04
GD com concorrência	3.051.107,13	4.695.246,38	6.439.594,90

Tabela 42: Lucros totais dos proprietários da GD considerando três unidades com e sem concorrência.

	Caso A	Caso B	Caso C
Sem concorrência	177.554,25	301.015,50	519.933,80
Com concorrência	158.867,95	2700.940,90	502.379,76

6.10 Observações

Neste capítulo, a teoria dos jogos foi utilizada para determinar os preços de contrato da GD. Nesse caso, foi considerado um cenário em que diferentes proprietários de GD concorrem entre eles para vender energia à concessionária. Os preços resultantes são chamados de preços de equilíbrio e são calculados usando o software GAMBIT. Vários testes foram realizados mudando o número e a capacidade das unidades de GD. Foi observado que ao aumentar a capacidade e/ou o número de unidades da GD, os preços de contrato de equilíbrio são menores, devido à concorrência entre os diferentes proprietários da GD.

A teoria dos jogos também foi utilizada para determinar a alocação das unidades de GD considerando concorrência entre os diferentes proprietários destas. Nesse caso, para cada unidade de GD, foram consideradas estratégias mistas de preço de contrato e alocação. O principal inconveniente desta abordagem consiste que o número de combinações de estratégias a serem avaliadas excede a capacidade de software GAMBIT. Para contornar esse problema, os equilíbrios foram calculados mediante uma busca exaustiva sob a matriz de pagamentos.

Os preços de equilíbrio obtidos, para todos os casos, considerando concorrência entre os proprietários da GD, são menores que os obtidos mediante os modelos de programação binível, que consideram somente um proprietário. Conclui-se que a introdução de concorrência entre fornecedores beneficia a concessionária, a qual pode obter energia com preços melhores.

7 *Conclusões e trabalhos futuros*

Nesta tese, foram apresentadas diferentes metodologias para avaliar a alocação e preço de contrato de GD sob um ambiente competitivo. Na primeira parte desta tese foi desenvolvido um modelo de despacho ótimo de GD que permite à concessionária decidir quanta energia comprar do mercado atacadista e das unidades de GD alocadas na sua rede. Os testes realizados permitiram concluir que para a concessionária é lucrativo comprar energia da GD, mesmo quando o preço de oferta desta é um pouco maior que o preço do mercado atacadista. O modelo proposto ainda pode ser aperfeiçoado para incluir outros tipos de tecnologias de GD. Um trabalho futuro também pode incluir uma participação mais ativa da demanda, assim como também um esquema de mercado mais sofisticado.

Na segunda parte deste trabalho, foi desenvolvido um modelo de programação binível, para determinar os preços de contrato ótimo de várias unidades de GD pertencentes a um único proprietário. O modelo proposto combina, em um único problema de otimização, a maximização dos lucros procurada pelo proprietário da GD e a minimização dos pagamentos procurada pela concessionária. Do ponto de vista da regulamentação dos mercados de energia, o modelo proposto fornece incentivos econômicos adequados, tanto para o proprietário da GD, quanto para a concessionária. Isso acontece devido ao fato que os interesses de ambos os agentes (a concessionária e o proprietário da GD) são considerados de forma simultânea no processo de otimização. Uma das vantagens do modelo proposto é que permite ao proprietário da GD se adiantar à reação da concessionária. Isso é feito considerando o problema de otimização da concessionária como um conjunto de restrições do problema de otimização do proprietário da GD. O modelo também permite incluir facilmente restrições de venda de energia e contratos bilaterais com outros agentes.

Na terceira parte deste trabalho, o modelo de programação binível descrito anteriormente foi modificado para considerar, além do preço de contrato, a alocação ótima das unidades de GD na rede. O novo modelo de programação binível, considerando variáveis inteiras, foi solucionado usando uma versão modificada do Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB). A principal vantagem do algoritmo genético proposto consiste na pos-

sibilidade de incluir variáveis inteiras no modelo binível. Além do mais, o problema do nível inferior é resolvido de forma explícita em cada iteração. Isso faz com que não seja necessário introduzir aproximações ao fluxo de carga, nem substituir o nível inferior por um conjunto de equações equivalente.

Nos testes realizados foi observado que, ao aumentar o número de unidades de GD, os preços de contrato diminuem. Isto beneficia a concessionária, a qual pode obter energia a preços mais baratos e, conseqüentemente, economizar nos pagamentos feitos pela energia. Em um trabalho futuro pode-se comparar a qualidade das soluções e tempo de cálculo, considerando outros tipos de metaheurísticas. Além do mais, pode-se modelar um esquema de mercado mais sofisticado, incluindo, além da GD, demandas despacháveis e/ou outras tecnologias de GD.

Na parte final desta tese, a teoria dos jogos foi utilizada para determinar os preços de contrato e a a locação da GD. Nesse caso, foi considerado um cenário em que diferentes proprietários de GD concorrem entre eles para vender energia à concessionária. Os preços resultantes são chamados de preços de equilíbrio. Vários testes foram realizados mudando o número e a capacidade das unidades de GD. Foi observado que ao aumentar a capacidade e/ou o número de unidades da GD, os preços de contrato de equilíbrio são menores, devido à concorrência entre os diferentes proprietários da GD. Os preços de equilíbrio obtidos, para todos os casos, são menores que os obtidos mediante os modelos de programação binível, que consideram somente um proprietário. Conclui-se que a introdução de concorrência entre fornecedores beneficia a concessionária, a qual pode obter energia a preços melhores.

Em um trabalho futuro propõe-se desenvolver um modelo matemático robusto para encontrar os equilíbrios de Nash. Esses tipos de modelo são chamados de EPEC (*Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints*). Para desenvolver um EPEC é necessário uma linearização do problema de programação binível proposto. Um EPEC consiste, basicamente, em resolver, de forma simultânea, uma série de problemas de programação binível, também conhecidos como MPECs (*Mathematical Problems with Equilibrium Constraints*). Um resumo do trabalho desenvolvido nesta tese é apresentado na Tabela 43.

Tabela 43: Resumo dos diferentes modelos desenvolvidos.

Modelo	Objetivo	Descrição	Limitações	Trabalhos Futuros
Modelo de despacho ótimo de GD.	Minimizar os pagamentos da concessionária na compra de energia sujeito às restrições da rede.	O modelo permite à concessionária decidir quanta energia comprar das unidades de GD na sua rede, e quanta do mercado atacadista no intuito de minimizar os pagamentos efetuados na compra desta energia.	- Somente tecnologias de GD despacháveis são modeladas. - Não existe participação ativa da demanda.	- Incorporar demanda despachável. - Considerar outras tecnologias de GD.
Preço de contrato ótimo de GD mediante programação binível.	Maximizar os lucros do proprietário da GD sujeito à minimização dos pagamentos da concessionária.	O modelo permite encontrar um equilíbrio entre a maximização dos lucros procurada pelo proprietário da GD e a minimização dos pagamentos procurada pela concessionária.	- É necessário utilizar um modelo aproximado da rede de distribuição. - Não foi possível encontrar resultados satisfatórios ao incluir variáveis inteiras.	- Utilizar um modelo linear que permita a inclusão de variáveis inteiras.
Alocação e preço de contrato de GD usando um AG.	Maximizar os lucros do proprietário da GD sujeito à minimização dos pagamentos da concessionária.	As limitações encontradas no modelo anterior são solucionadas mediante um AG. Além dos preços ótimos de contrato o modelo permite determinar a alocação ótima da GD.	- Somente tecnologias de GD despacháveis são modeladas.	- Comparar com outras metaheurísticas. - Incluir modelos de mercado mais sofisticados.
Alocação e preços de equilíbrio da GD usando Teoria de Jogos.	Maximizar os lucros de cada um dos proprietários da GD sujeito a minimização dos pagamentos da concessionária.	Os diferentes proprietários das unidades de GD concorrem entre eles para vender energia à concessionária, que pode comprar energia da GD ou do mercado atacadista.	- Devido ao grande número de combinações de estratégias a metodologia proposta somente pode utilizar poucos jogadores.	- Desenvolver um modelo tipo EPEC para encontrar os equilíbrios de Nash. - Considerar outras tecnologias de GD.

Referências

- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. *Electrical Power and Energy Systems*, Guildford, v. 28, p. 669–678, Feb. 2006.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Electric market regulations and their impact on distributed generation. In: *CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATING AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES*, Apr. 2000, London. *Proceedings...*, New York: IEEE, 2000, v. 1, p. 608–6013.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.
- AGALGAONKAR, A.; KULKARNI, S.; KHAPARDE, S.; SOMAN, S. Placement and penetration of distributed generation under standard market design. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, Berkeley, v. 1, n. 1, p. 1–16, Dec. 2004.
- ALEMI, P.; GHAREHPETIAN, G. Dg allocation using an analytical method to minimize losses and to improve voltage security. *IEEE International Conference on Power and Energy*, New York, v. 1, p. 1–6, Dec. 2008.
- ALHAJRI, M.; ALRASHIDI, M.; EL-HAWARY, M. Hybrid particle swarm optimization approach for optimal distribution generation sizing and allocation in distribution system. In: *CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL COMPUTER ENGINEERING*, Apr. 2007, Vancouver. *Proceedings...*, New York: IEEE, 2007, v. 1, p. 1290 – 1293.
- ALIEJAD, Y.; SEDIGHIZADETH, M.; SADIGHI, M. A particle swarm optimization for siting and sizing of distributed generation in distribution network to improve voltage profile and reduce thd and losses. In: *INTERNATIONAL POWER ENGINEERING CONFERENCE*, 43., Sep. 2008, Padova. *Proceedings...*, New York: IEEE, 2008, v. 1, p. 1 – 5.
- AMIN, S.; WOLLENBERG, B. Toward a smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 3, n. 5, p. 34–41, Sep.-Oct. 2005.
- ANEEL. -*AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA*. Brasil: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional-PRODIST. Brasília, 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 15 Set. 2009.
- ATWA, Y.; EL-SAADANY, E. Reliability evaluation of distribution system with renewable distributed generation during islanded mode of operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 24, n. 2, p. 572–581, 2009.

- AZMY, A.; ERLICH, I. Impact of distributed generation on the stability of electrical power systems. In: *IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. Proceedings..*, New York: IEEE, 2005, v. 2, p. 1056–1063.
- BAE, I.; KIM, J. Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 2, p. 785–790, 2007.
- BARRETO, L.; BORTOLOSSI, H.; GARBUGIO, G.; SANTOS, P.; SARTINI, B. *Uma introdução a teoria dos jogos*. Universidade Federal da Bahia: II Bienal da SBM, 2004.
- BERKELEY. *Cloudy outlook for solar panels: costs substantially eclipse benefits*. California: University of California, Berkeley, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedaily.com>>. Acesso em: 15 Sep. 2009.
- BERTRAND, R. *Multi-period equilibrium / near equilibrium in electricity markets based on locational marginal prices*. Ciudad Real, España: Thesis (Ph.D) - Universidad de Castilla la Mancha, 1995.
- BORBELY, M.; KREIDER, J. *Distributed generation: the power paradigm of the new millennium*. New York: Mechanical Engineering Series, 2001.
- BORGES, A. L. C.; FALCÃO, D. Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to brazilian sites. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 4, p. 1493–1501, 2006.
- BORGES, C.; FALCÃO, M. Optimal distributed generation allocation for reliability losses and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Berkeley, v. 28, n. 6, p. 413–420, July 2006.
- BOYCE, M. *Gas turbine engineering handbook*. New York: Gulf Professional, 2002.
- BROWN, L.; FREEMAN, L. Analyzing the reliability impact on distributed generation. In: *IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, July 2001, Vancouver. Proceedings..*, New York: IEEE, 2001, v. 2, p. 1013–1018.
- BROWN, L. E.; PAN, J.; FENG, X.; KOUTLEV, K. Sitting distributed generation to defer transmission and distribution expansion. In: *TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, Oct 2001, Atlanta. Proceedings ..*, New York: IEEE, 2001, v. 2, p. 622–627.
- BUSSIECK, A. D. M. *SBB: A new solver for mixed integer nonlinear programming*. Duisburg, Germany: ARKI Consulting and Development, 2001.
- CARPINELLI, G.; CELLI, G.; PILO, F.; RUSSO, A. Distributed generation planning under uncertainty including power quality issues. *ETP, [s.l.]*, v. 13, n. 6, p. 381–389, 2003.
- CELLI, G.; GHIANI, E.; MOCCIA, S.; PILO, F. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and sitting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 2, p. 750–757, May 2005.

- CELLI, G.; PILO, F. Optimal distributed generation allocation in mv distribution networks. *In: THE IEEE PICA CONFERENCE, May 2004. Proceedings..*, New York: IEEE, 2004, v. 1, p. 81–86.
- CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Reliability analysis of distribution systems with distributed generation considering loss of protection coordination. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, June 2006, Stockholm. Proceedings..*, New York: IEEE, 2005, p. 1–8.
- CHIRADEJA, P. Benefit of distribution generation: a line loss reduction analysis. *In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION ASIA AND PACIFIC, Dalian, China, Aug. 2005. Proceedings..*, New York: IEEE, 2005, p. 1–6.
- CHOWDHURY, S. C. S.; CRESSLEY, P. *Microgrid and active distribution networks*. Six Hills Way, Stevenage Herts, SG1, 2AY, United Kingdom: Stevenage: IET Publishers, 2009.
- CHU, P.; BEASLEY, J. E. A genetic algorithm for the generalized assignment problem. *Computers and Operations Research*, New York, v. 24, p. 17–23, 1997.
- CIGRE. Working group wg 37-23. *Impact of increasing contribution of disperse generation on the power system*, 1997.
- CIREN. Working group wg 4. *Dispersed Generation - preliminary report*, 1997.
- COLSON, B.; MARCOTTE, P.; SAVARD, G. An overview of bilevel optimization. *Annals of Operations Research*, Amsterdam, v. 153, n. 1, p. 235–256, 2007.
- COSTA, P.; MATOS, M. Loss allocation in distribution networks with embedded generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 1, p. 384–389, Feb. 2004.
- DATTA, R. Using computer algebra to find nash equilibria. *In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM OF SYMBOLIC AND ALGEBRA COMPUTATION, 2003, Philadelphia. Proceedings..*, New York: ACM, 2003, v. 1, p. 74–79.
- DEMPE, S. A necessary and a sufficient optimality condition for bilevel programming problems. *Optimization*, Berlin, v. 25, p. 341–354, 1992.
- DEMPE, S. Annotated bibliography on bilevel programming and mathematical programs with equilibrium constraints. *Optimization*, Berlin, v. 52, p. 333–359, 2003.
- DORF, R. *The electrical engineering handbook*. New York: Chapman and Hall CRC Press, 2001.
- DRUD, A. *CONOPT user's guide*. Bagsvaerd, Denmark: ARKI Consulting and Development, 2008.
- DUGAN, R. Distributed resources and reliability of distribution systems. *In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. Proceedings..*, New York: IEEE, 2002, v. 1, p. 106–108.

- DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. Distributed generation. *IEEE Industrial Applications Magazine*, New York, v. 8, n. 1, p. 19–25, Apr. 2002.
- EDMUNDS, T.; BARD, J. Algorithms for nonlinear bilevel mathematical programs. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, New York, v. 21, n. 1, p. 83–89, 1991.
- EL-KHATTAM, W.; BHATTACHARYA, K.; HEGAZY, Y.; SALAMA, M. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 3, p. 1674–1684, 2004.
- EL-KHATTAM, W.; HEGAZY, Y.; SALAMA, M. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 2, p. 1158–1165, 2005.
- EL-KHATTAN, W.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 71, n. 2, p. 119–128, Oct. 2004.
- EPRI. The green grid: energy savings and carbon emissions reductions enabled by a smart grid. *EPRI Tecnical Update Report 1016905*, June 2008.
- FERNANDEZ, J. *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*. Madrid, España: Tesis (Master)- Universidad Pontificia Comillas, 2002.
- FORTUNY-AMAT, J.; MCCARL, B. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *Journal of the Operational Research Society*, Oxford, v. 32, p. 783–792, 1981.
- GANDOMKAR, M.; VAKILIAN, M.; EHSAN, M. Optimal distributed generation allocation in distribution network using hereford ranch algorithm. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINERY AND SYSTEMS, 8., May 2005, San Antonio. Proceedings...*, New York: IEEE, 2005, v. 2, p. 916–928.
- GAUTAM, D.; MITHULANANTHAN, N. Optimal dg placement in deregulated electricity market. *Electric Power System Research*, Lausanne, v. 77, p. 1627–1636, Dec. 2006.
- GOZEL, T.; HOCAOGLU, M.; EMINOGLU, U.; BALIKCI, A. Optimal placement and sizing of distributed generation on radial feeder with different static load models. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUTURE POWER SYSTEMS, Nov. 2005, Netherlands. Proceedings...*, New York: IEEE, 2005, v. 1, p. 1 – 6.
- GROSSMANN, I.; VISWANANTHAN, J.; VECCHIETTE, A. *DICOPT User's Manual*. Duisburg, Germany: GAMS development Corporation, 2008.
- HARSANYI, J.; SELTEN, R. A generalized nash solution for two-person bargaining games with incomplete information. *Management Science*, Providence, v. 18, n. 5, p. 80–106, 1972.
- HOFF, T.; SHUGAR, D. The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution losses. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 10, n. 3, p. 569–576, 1995.

- HOLLAND, J. *Adaptation in natural and artificial systems*. Ann Arbor, MI: University of Michigan, 1975.
- IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future: are we ready to transition to a smart grid? *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 57, n. 2, p. 52–62, Mar.-Apr. 2009.
- JAHANGIRI, P.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Reliability assessment of distribution systems with distributed generation. In: *IEEE INTERNATIONAL POWER AND ENERGY CONFERENCE, 2., 2008, Johor Bahru. Proceedings...*, New York: IEEE, 2008, v. 1, p. 1551–1556.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Embedded generation*. Stevenage: IEEE Power and Energy Series, 2000.
- KEHLHOFER, R. *Combined-cycle gas and steam turbine power plants*. Oklahoma:: Penn Well Press, 1997.
- KHOA, T.; BINH, P.; TRAN, H. B. Optimizing location and sizing of distributed generation in distribution systems. In: *IEEE PES POWER SYSTEM CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Atlanta. Proceedings*, New York: IEEE, 2006, v. 1, p. 1 – 6.
- KOLSTAD, C.; LASDON, L. Derivative estimation and computational experience with large bilevel mathematical programs. *Journal of Optimization Theory and Applications*, New York, v. 65, p. 458–499, 1990.
- KUHN, H.; TUCKER, A. W. Nonlinear programming. *Proceedings of the Second Berkeley Symposium*, v. 1, p. 481–492, 1951.
- LIEW, N.; STRBAC, G. Maximizing penetration of wind generation in existing distribution networks. *IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution*, New York, v. 149, n. 3, p. 256–262, 2002.
- LISERRE, M.; TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F. Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values. *IEEE Transactions on Power Electronics*, New York, v. 21, n. 1, p. 263–272, June 2006.
- MACIEL, R.; PADILHA-FELTRIN, A. Distributed generation impact evaluation using a multi-objective tabu search. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS, 15., Nov. 2009, Curitiba. Proceedings...*, New York: IEEE, 2009, v. 1, p. 1 – 6.
- MARCOTTE, P.; SAVARD, G.; SEMET, F. A bilevel programming approach to the travelling salesman problem. *Operations Research Letters*, Amsterdam, v. 32, p. 240–248, 2004.
- MARWALI, M.; DAI, M.; KEYHANI, A. Robust stability analysis of voltage and current control for distributed generation systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 21, n. 2, p. 516–526, 2006.
- MARWALI, M.; JIN-WOO, J.; KEYHANI, A. Stability analysis of load sharing control for distributed generation systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 22, n. 3, p. 737–745, Sep. 2007.

- MASTERS, C. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines. *IEE Power Engineering Journal*, New York, v. 16, n. 1, p. 5–12, Feb. 2002.
- MCDERMOTT, T.; DUGAN, R. Distributed generation impact on reliability and power quality indices. In: *IEEE RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 2002, Colorado Springs. Proceedings..*, New York: IEEE, 2002, v. 1, p. 1–7.
- MCDERMOTT, T.; DUGAN, R. Pq, reliability and dg: measuring distributed generation's impact on reliability and power quality. *IEEE Industrial Applications Magazine*, New York, v. 8, n. 2, p. 17–23, 2003.
- MCKELVEY, R.; ANDREW, A.; TUROCY, T. *GAMBIT: Software Tools for Game Theory*. Washington: Version 0.2007.01.30. [s.n.], 2007. Disponível em: <<http://www.gambit.sourceforge.net/>>.
- MUTALE, J.; STRBAC, G.; CURCIC, S.; JENKINS, N. Allocation of losses in distribution systems with embedded generation. *IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution*, New York, v. 147, n. 1, p. 7–14, 2000.
- 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, Jan 2001, Columbus. Proceedings..*, New York: IEEE, 2001, v. 2, n. 1, p. 918–923.
- NASH, J. The bargaining problem. *Econometrica*, Chicago, v. 18, n. 2, p. 155–162, 1950.
- NASH, J. *Non-Cooperative Games*. Princeton: Thesis (Ph.D) - Princeton University, 1950.
- NASH, J. Two-person cooperative games. *Econometrica*, Chicago, v. 21, n. 1, p. 128–140, 1953.
- NEHRIR, C. W. H.; SHAW, S. Fuel cells: promising devices for distributed generation. *IEEE Power and Energy Magazine*, New York, v. 4, n. 1, p. 47–53, Jan. 2006.
- NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O. *Theory of games and economic behavior*. Princeton: Princeton University Press, 1944.
- OMEL. *Mercado Ibérico de Electricidad*. España y Portugal: OMEL, 2008. Disponível em: <<http://www.omel.es/>>. Acesso em: Agosto de 2009.
- PALMA-BEHNKE, R.; CERDA, J.; VARGAS, L.; JOFRE, A. A distribution company energy acquisition market model with integration of distributed generation and load curtailment options. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 4, p. 1718–1727, Dec. 2005.
- PERSAUD, S.; FOX, B.; FLYNN, D. Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks. *IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution*, New York, v. 147, n. 3, p. 157–163, 2000.

- PROMMEE, W.; ONGSAKUL, W. Optimal multi-distributed generation placement by adaptive weight particle swarm optimization. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL, AUTOMATION AND SYSTEMS, Oct. 2008, Seoul, Korea. Proceedings..*, Bucheon-City: ICROS, 2008, v. 1, p. 1–6.
- ROSEHART, W.; NOWICKI, E. Optimal placement of distributed generation. *In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 14., July 2001, Sevilla . Proceedings*, Sevilla: PSCC, 2001, v. 1, p. 1–6.
- SCHWEPPE, F.; CARAMANIS, M.; TABORS, R.; BOHN, R. *Spot pricing of electricity*. Berlin, Germany: Springer, 1998.
- SCOTT, N.; ATKINSON, D.; MORRELL, J. Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 17, n. 2, p. 510–515, May 2002.
- SIANO, P.; OCHOA, L.; HARRISON, G.; PICCOLO, A. Assessing the strategic benefits of distributed generation ownership for dnos. *IET Generation Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 3, n. 2, p. 225–236, Mar. 2009.
- SILVA, E.; HADDAD, J. *Geração distribuída: aspectos técnicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Editora interciência, 2006.
- SILVA, I.; RIDER, M.; ROMERO, R.; MURARI, C. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 4, p. 1565–1573, Nov. 2006.
- SLOOTWEG, J.; HAAN, S.; POLINDER, H.; KLING, W. Modeling new generation and storage technologies in power system dynamics simulations. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, p. 868–873, 2002.
- SLOOTWEG, J.; HAAN, S.; POLINDER, H.; KLING, W. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 1, p. 144–151, 2003.
- SLOOTWEG, J.; KLING, W. Impact of distributed generation on power systems transient stability. *In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. Proceedings..*, New York: IEEE, 2002, v. 2, p. 868–873.
- SLOOTWEG, J.; KLING, W. Modeling of large wind farms in power system simulations. *In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. Proceedings..*, New York: IEEE, 2002, v. 1, p. 503–508.
- SODER, L. Estimation of reduced electrical distribution losses depending on dispersed small scale energy production. *In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 12., 1996, Dresden, Germany. Proceedings..*, Dresden: PSCC, 1996, p. 1–6.
- STEVENSON, W. *Elementos de análise de sistemas de potência*. São Paulo: McGraw-Hill, 1997.
- STOFT, S. *Power system economics: designing markets for electricity*. Piscataway: IEEE Press, 2002.

- STOTKIEWICZ, P.; VIGNOLO, J. Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing dg. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 2, p. 1013–1014, May 2006.
- VICTOR, H.; ABBAD, J.; ROMAN, 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, May 2006.
- VINICIUS, M.; BOROTNI, E.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, Rio de Janeiro, v. 11, n. 2, p. 1–11, 2005.
- WALLING, R.; SAINT, R.; DUGAN, R.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, July 2008.
- WANG, C.; NEHRIR, M. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 19, n. 4, p. 2068–2076, Nov. 2004.
- WANG, J.; HUANG, A.; SUNG, W.; LUI, Y.; BALIGA, B. J. Smart grid technologies. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, New York, v. 3, n. 2, p. 16–23, 2009.
- WASEEM, I.; PIPATTANASOMPOR, M.; RAHMAN, S. Reliability benefits of distributed generation as a backup source. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. Proceedings...*, New York: IEEE, 2009, v. 1, p. 1–8.
- WILLIS, H. Analytical methods and rules of thumb for modeling dg- distribution interaction. In: *IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, July 2000, Seattle. Proceedings...*, New York: IEEE, 2000, v. 3, p. 1643–1644.
- WILLIS, H.; SCOTT, W. *Distributed power generation*. New York: Marcel Dekker, 2001.
- WWEA. *WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION*. Bonn Germany: Apresenta informações sobre mundial de energia eólica, 2009. Disponível em: <<http://www.wwindea.org/home/index.php>>. Acesso em: Sep. 2009.
- ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower's extensible optimal power flow architecture. In: *IEEE POWER AND ENERGY GENERAL MEETING, July 2009, Calgary. Proceedings...*, New York: IEEE, 2009, p. 1–7.

APÊNDICE A – Dados do sistema de distribuição de 34 barras

Na Tabela 44 mostram-se os dados de demanda do sistema de distribuição de 34 barras apresentado no capítulo 3.

Tabela 44: Dados da demanda do sistema de 34 barras.

Barra	P (MW)	Q (MVAR)	Barra	P (MW)	Q (MVAR)
1	0	0	18	0	0
2	0,1555	0,0820	19	0,0113	0,0057
3	0,1555	0,0820	20	0,0424	0,0198
4	0,0452	0,0226	21	0	0
5	0,0452	0,0226	22	0,1385	0,0707
6	0	0	23	2,5438	1,2719
7	0	0	24	0,5031	0,2544
8	0	0	25	0,0057	0,0028
9	0,0141	0,0057	26	0,9836	0,5992
10	0,0961	0,0480	27	0,0254	0,0141
11	0,1385	0,0678	28	0,3448	0,1781
12	0,4777	0,2459	29	2,4421	1,8598
13	0,0311	0,0141	30	0,0791	0,0396
14	0,1131	0,0565	31	0,2657	0,1752
15	0,3816	0,1979	32	0,1922	0,0961
16	0,2742	0,1215	33	0,0791	0,0396
17	0,0113	0,0057	34	0,4042	0,3024

Na Tabela 45 mostram-se os dados de linha do sistema de distribuição de 34 barras apresentado no capítulo 3. Os dados estão dados em por unidade usando uma base de 10MW.

Tabela 45: Dados de linhas do sistema de 34 barras.

Linha	Resistência	Reatância	Linha	Resistência	Reatância
1 - 2	0,0026	0,0025	17 - 18	0,0078	0,0064
2 - 3	0,0018	0,0013	18 - 20	0,0004	0,0003
3 - 4	0,0170	0,0138	20 - 21	0,0053	0,0038
4 - 5	0,0004	0,0003	20 - 22	0,0071	0,0071
4 - 6	0,0036	0,0033	21 - 23	0,0007	0,0004
6 - 7	0,0010	0,0009	22 - 25	0,0004	0,0003
7 - 8	0,0076	0,0057	22 - 24	0,0007	0,0005
8 - 9	0,0003	0,0003	24 - 26	0,0105	0,0065
9 - 10	0,0105	0,0074	24 - 27	0,0037	0,0037
9 - 11	0,0190	0,0172	26 - 28	0,0004	0,0003
10 - 12	0,0086	0,0065	28 - 30	0,0005	0,0004
12 - 15	0,0095	0,0065	30 - 33	0,0037	0,0034
11 - 14	0,0037	0,0037	28 - 31	0,0070	0,0052
11 - 13	0,0077	0,0064	27 - 29	0,0014	0,0013
13 - 16	0,0017	0,0011	29 - 32	0,0038	0,0035
16 - 17	0,0038	0,0037	32 - 34	0,0047	0,0034
17 - 19	0,0103	0,0103			