

VINICIUS SANTOS CAROSSINI

**UMA ANÁLISE DO IMPACTO DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
MERCADOS DE ENERGIA DE
CURTO PRAZO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de São
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

São Carlos
2008

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, minha namorada, meus amigos, ao meu professor orientador e todos os profissionais que de diversas formas ajudaram na realização deste trabalho.

Sumário

Agradecimentos	3
Lista de Figuras	6
Lista de Tabelas	6
Resumo	7
Abstract	8
1. Introdução	9
1.1. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	9
1.1.1. A Reestruturação do Setor Elétrico	10
1.1.2. Crise Energética de 2001	12
1.2. O Novo Modelo Institucional	12
1.3. O Mercado de Energia	13
1.3.1. Os Leilões de Energia	14
1.3.2. Mercado Livre de Energia Elétrica	15
1.3.3. Mercado de Energia de Curto Prazo	16
1.4. Geração Distribuída	17
1.4.1. Geração Distribuída e o Mercado de Energia	21
1.5. Objetivo	22
2. Modelagem do Mercado de Curto Prazo	23
2.1. Considerações de Operação	23
2.2. Algoritmo utilizado	23
2.2.1. Condição de Optimalidade	24
2.2.2. Restrições do Problema	25
2.3. Levantamento das curvas de oferta	25
2.3.1. Custos de produção da energia	26
3. Estudo de Caso	28
3.1. Sistema de Geração de Energia Elétrica	28
3.2. Sistema com Demanda Fixa	29
3.3. Sistema com Potência variando no tempo	30
3.4. Sistema com Potência Variando no tempo e Demanda Reduzida	32
4. Conclusão	36
Referências Bibliográficas	37
Anexo I. Código Fonte para GAMS [®]	40
Anexo II. Resultados da Otimização para o Caso 2	42
Anexo III. Resultados da Otimização para o Caso 3	43

Lista de Figuras

Figura 1 - Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.....	13
Figura 2 - Ambientes de Contratação do Mercado de Energia.....	14
Figura 3 - Sistema Interligado Nacional	17
Figura 4 - Centrais Elétricas Isoladas	18
Figura 5 - Evolução da Oferta Interna de Energia Mundial.....	21
Figura 6 - Função Custo de Produção de uma Usina Termoelétrica	26
Figura 7 - Curva de Carga Média Diária - Brasil 2000.....	30
Figura 8 - Potência Despachada para cada usina por hora do caso 2	31
Figura 9 - Custo da Geração de cada usina por hora do caso 2	31
Figura 10 - Variação do Custo Marginal para cada uma das usinas do caso 2	32
Figura 11 - Curvas de Carga com 100% e 90% da Carga Total.....	33
Figura 12 - Potência despachada por cada usina do caso 3.....	33
Figura 13 - Custo de Geração para cada usina do caso 3	34
Figura 14 - Comparativo entre as potências contratadas das usinas para os casos 2 (100% da demanda) e 3 (90% da demanda)	34
Figura 15 - Comparação entre os custos marginais dos casos 2 e 3	35

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Classificação dos Consumidores	16
Tabela 2 - Geração de energia elétrica no Brasil (2007)	19
Tabela 3 – Evolução da Oferta Interna de Energia no Brasil.....	20
Tabela 4 - Resposta para Otimização do Caso 1	30
Tabela 5 - Valores resultantes da Otimização do Caso 2 no GAMS [®]	42
Tabela 6 - Valores resultantes da Otimização do Caso 3 no GAMS [®]	43

Resumo

CAROSSINI, V. S. Uma análise do impacto da geração distribuída em mercados de energia de curto prazo. 2008. 40 f. TCC – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

Esse trabalho descreve uma análise preliminar da variação do preço da energia em mercados de curto-prazo utilizando como fator impactante sobre esse preço final, a energia comercializada pela geração distribuída no mercado livre. Para realizar essa análise, foram apresentados um histórico do setor elétrico e as características do atual modelo do setor, conceitos importantes sobre o mercado, a situação em que ele se encontra e os conceitos envolvidos na geração distribuída e as perspectivas futuras para essa forma de geração de energia. Depois, formulou-se um modelo matemático para simular o mercado e utilizou-se de um método de otimização via programação não-linear para estudar a variação do preço, da potência contratada de cada agente gerador e o custo operativo total e de cada gerador em três tipos de caso: o primeiro, um caso ideal em que a demanda era fixa e queria se validar a modelagem adotada e o método de otimização escolhido; o segundo, um caso mais próximo do real onde a demanda variava no tempo, e; o terceiro, que analisava os mesmos números do segundo caso, com parte da demanda sendo suprida por geração distribuída.

Palavras-chave: sistemas elétricos, geração de energia, mercado de energia, geração distribuída, otimização de sistemas, programação não-linear.

Abstract

CAROSSINI, V. S. **An analysis of the impact of distributed generation on short-term energy markets.** 2008. 40 f. TCC – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

This paper describes a preliminary analysis of the price changes in short-term electricity markets using the energy sold by distributed generation in free electricity market as a factor that changes the value of the final price. For this analysis, a historical analysis of the electric power sector was presented and the characteristics of its current model were discussed. Some important concepts of the electricity market and its situation and the concepts involved in distributed generation and future prospects for this kind of generation were also addressed. Then, a mathematical model was proposed to simulate the electricity market and the resulting problem formulation was solved with an optimization method based on non-linear programming to study the variation of the price, the variation of the contracted power generator and the total operating cost in three types of cases: the first, an ideal case where the demand was flat which is used to validate the modeling and optimization method chosen; the second one being closer to a real case where the demand varied over time, and; the third and final one, which analyzed the same numbers as in second case, but with part of the demand being met by distributed generation.

Key Words: electrical systems, energy generation, electricity market, distributed generation, systems optimization, non-linear programming.

1. Introdução

Este trabalho tem como objetivo a realização de uma análise preliminar e simplificada do impacto da energia comercializada no mercado livre, gerada pelos produtores de energia elétrica enquadrados na categoria de “geração distribuída”, sobre as condições de mercado no setor, principalmente no que se refere ao preço da energia gerada e ao custo de geração da mesma. Antes, porém, para que possa se entender o atual contexto do mercado de energia no Brasil, será apresentado um histórico do setor elétrico e as características do atual modelo do setor. Em seguida, serão apresentados conceitos importantes sobre o mercado e a situação em que ele se encontra atualmente. Também serão apresentados conceitos envolvidos na geração distribuída, a atual situação das formas de geração por meio de fontes alternativas, as perspectivas futuras para essas fontes e como a geração distribuída se relaciona com o mercado atualmente.

No capítulo dois, será apresentado um modelo matemático para a análise de mercados de energia de curto prazo e uma caracterização das curvas de oferta de energia de cada gerador para que possam ser apresentados os dados referentes aos geradores, ao sistema elétrico (transmissão e distribuição) e à demanda de energia e esses sistemas-teste sejam implementados no capítulo três.

Ainda no capítulo três, após as configurações dos sistemas-teste serem apresentadas, serão feitas as considerações e as conclusões do estudo feito em cada caso para que, no capítulo quatro, seja apresentada a conclusão final deste trabalho.

1.1. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

A implantação do setor elétrico no Brasil pode ser datada do final do século XIX ao início do século XX. Nessa época não havia nenhuma legislação sobre energia elétrica, as empresas eram as únicas responsáveis pela produção da energia, sem que houvesse alguma intervenção do governo e as tarifas eram reajustadas de acordo com os interesses dessas empresas.

Com o advento do Código das Águas¹, em 1934, é que se inicia a regulamentação do setor elétrico daquela época. Em seguida, em 1939, cria-se o Conselho Nacional de Águas e Energia, o CNAE, que tinha como finalidade estudar a questão do uso da energia elétrica no país, principalmente a gerada pela

¹ O Código das Águas (decreto nº. 24.643, de 10 de julho de 1934) previa, em suma, a regulamentação do uso da água e da produção e fornecimento de energia elétrica, obrigando os empreendimentos hidroelétricos a dependerem de concessão ou autorização do governo [1].

hidroeletricidade. Com isso, o investimento privado caiu drasticamente e o estado viu-se obrigado a investir no setor. Foram criados a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (que hoje se tornou o BNDES) em 1952, as Centrais Elétricas Furnas S.A. em 1957, o Ministério de Minas e Energia em 1960, o Plano Nacional de Eletrificação em 1946, mas que só teve início com o advento da Eletrobrás em 1962.

Desde então, o estado vai exercer o papel principal no setor, sendo grande responsável por gerenciar o setor. Com o aumento da população e, consequentemente, da demanda por energia elétrica, começa-se a criar interconexões nos sistemas para que a energia possa ser transmitida em longas distâncias e, cria-se a Itaipu Binacional, para a construção da Usina de Itaipu, iniciando a geração de energia em 1973.

Dadas essas medidas, há um crescimento da necessidade e da capacidade do estado em financiar a infra-estrutura do setor elétrico. Uma vez que já estava em suas mãos o poder do planejamento, da coordenação e financiamento (via Eletrobrás) desse setor, além de grande parte dos setores da geração da energia, das linhas de transmissão de alta tensão e da distribuição, o setor elétrico passa a ser estatizado, com o domínio das ações e das tarifas nas mãos do governo.

Nesse período de estatização do setor elétrico, há a falência do modelo de financiamento dos investimentos. As tarifas já não são reajustadas de acordo com os objetivos relativos ao setor, mas de acordo com interesses políticos, os investimentos necessários não são executados e a situação econômica do país começa a sentir o impacto dos altos índices de inflação. Com isso, o setor enfrenta a sua maior crise, com as estatais de energia endividadas, as distribuidoras sem condições de pagar as geradoras, a necessidade do aumento dos investimentos e da modernização do setor. O governo passa a exigir licitações para a outorga de concessões para construção de centrais elétricas e assume a maior parte das dívidas do setor elétrico, efetua novo reajuste tarifário e cria novos contratos entre as geradoras e as distribuidoras de energia.

1.1.1. A Reestruturação do Setor Elétrico

A crise teve seu ápice em 1995, por motivos de falta investimento no setor. Nessa época não existiam procedimentos para dar incentivo às empresas privadas para que elas investissem no setor elétrico. Além disso, houve crescimento de 6% da demanda de energia, em função da queda da inflação e advento do plano Real [2]. O plano Real permitiu que a economia do país tivesse a inflação controlada e, por surgir

como uma moeda forte (para efeito de comparação, na época de início do plano, o valor do real era maior do que o dólar americano), aumentou o poder de compra da população dado o valor da moeda e a facilidade de crédito. Essa população, em sua maioria classes média e baixa, começa a comprar equipamentos eletrodomésticos e eletroeletrônicos e, consequentemente, aumenta a demanda por energia elétrica.

Por isso, o governo não poderia esperar mais tempo para iniciar a reestruturação, pois havia o risco iminente de falta de energia. Neste sentido, a reestruturação do setor elétrico iniciou-se com algumas medidas, como a promoção do livre acesso às redes de transmissão e distribuição, a criação da figura do produtor independente de energia e do consumidor livre, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, em 1996 e a desverticalização do sistema, regulamentando cada um dos segmentos do setor (geração, transmissão e distribuição). Também foi constituído o Operador Nacional do Sistema, ONS, e o Mercado Atacadista de Energia, MAE, em 1998, além da extinção do DNAE.

Essa reestruturação tinha como objetivo transferir a responsabilidade de operação e manutenção do setor, bem como os investimentos, do Estado para a iniciativa privada, que passaria a exercer função em ações políticas energéticas e na regulamentação do setor [3].

De acordo com [4],

“A reforma do setor elétrico caminhou sobre aspectos básicos que merecem ser ressaltados: a rápida retomada da expansão da oferta e a garantia do abastecimento em longo prazo, cujo foco principal era o fornecimento de energia elétrica com qualidade e preços compatíveis à realidade do mercado de competição, surgido como o meio mais adequado para atingir os objetivos almejados. Diante destes princípios, as sugestões apresentadas pela consultoria internacional, comandada pela empresa inglesa *Coopers & Lybrand*, contratada por concorrência em 1996, vieram organizar todo o processo de definição e elaboração do novo modelo institucional do setor elétrico, com versão final apresentada em agosto de 1997”.

A privatização das empresas do setor seguiu um modelo cujos princípios são baseados na redução da dívida pública e aumento da eficiência das empresas, e foi fundamentado na desverticalização do sistema elétrico. Segundo [5], as características dessas privatizações foram:

- Transição econômica no Brasil, passando do modelo de crescimento impulsionado pelo Estado, para o impulsionado pelo mercado;
- O governo tem necessidade de aumentar a produtividade e reduzir custos através do aumento da eficiência;

- A privatização ajuda a reduzir a dívida do setor público, contribuindo para o ajuste fiscal necessário para a sustentação do crescimento em longo prazo no Brasil.

1.1.2. Crise Energética de 2001

Como apresentado anteriormente, a demanda por energia elétrica crescia, mas, não havia investimento. Mesmo com a reestruturação e alguns empreendimentos construídos, a oferta de energia não suportaria por muito tempo o crescimento da demanda.

Em 2001, a demanda por energia, aliada ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas, explicitou o déficit de energia que apresentava o Brasil. Assim, o governo precisou exercer algumas medidas para administrar a crise. Em abril de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGE, que previa soluções emergenciais visando um rápido aumento na oferta de eletricidade e na adoção de novos programas de eficiência energética [6].

Foi instituído o racionamento de energia elétrica em junho de 2001 nos centros de carga, acontecendo *blackouts* durante parte do dia. Para se ter idéia da situação que se encontrava o país, de acordo com as informações de FURNAS Centrais Elétricas S.A., o consumo total de energia elétrica na área onde a empresa atuou no ano de 2001 foi de aproximadamente 165 TWh, significando uma retração de 9% sobre o realizado no ano anterior. O setor residencial foi a que respondeu pela maior parcela desta retração, registrando uma queda de cerca de 14%, sobre a energia consumida em 2000. No setor comercial, a queda foi de cerca de 8%, enquanto que a queda no setor industrial foi de 7%.

1.2. O Novo Modelo Institucional

A crise energética ocorrida em 2001 funcionou como um catalisador para a reestruturação do setor. Em 2004, baseado nas Leis nº. 10.847 e nº. 10.848, e no decreto nº. 5.163, foi instituído o Novo Modelo Institucional, que visava:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária;
- promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Ele definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico de longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição

com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). A Figura 1 apresenta como ficou estruturado o setor elétrico após a adoção desse modelo.

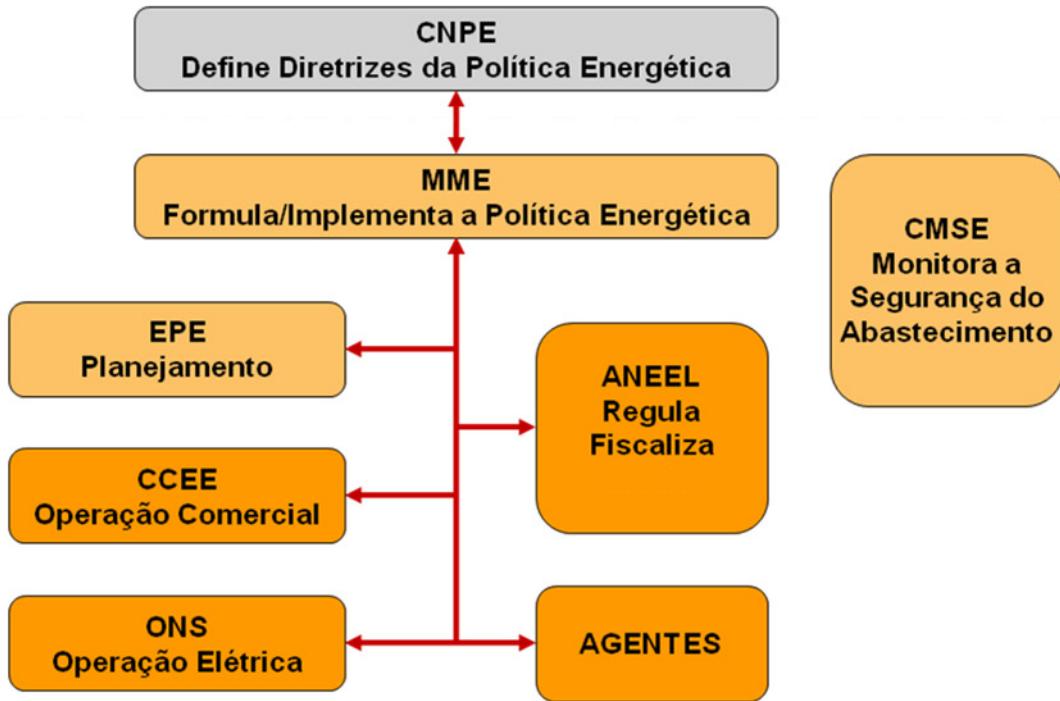


Figura 1 - Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.

1.3. O Mercado de Energia

Com relação à comercialização de energia, foram criados dois ambientes para a realização da compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou Mercado Cativo, onde podem participar agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o Mercado Livre, onde participam agentes de Geração, comercializadoras de energia, importadores e exportadores de energia e consumidores Livres [7]. Em ambos os ambientes de contratação, a CCEE é a responsável por proporcionar aos agentes do setor elétrico o ambiente de comercialização da energia, que acontece na Bolsa de Mercadorias & Futuros (BM&F), localizada na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro.

Nesses ambientes de contratação, os agentes devem contratar a totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, além do monitoramento da continuidade e segurança do suprimento, objetivando manter equilíbrio entre a oferta e a demanda.

A Figura 2 apresenta um esquemático simplificado acerca do funcionamento do mercado de energia brasileiro, apresentando quem pode vender e quem pode comprar energia em cada um dos ambientes de contratação.

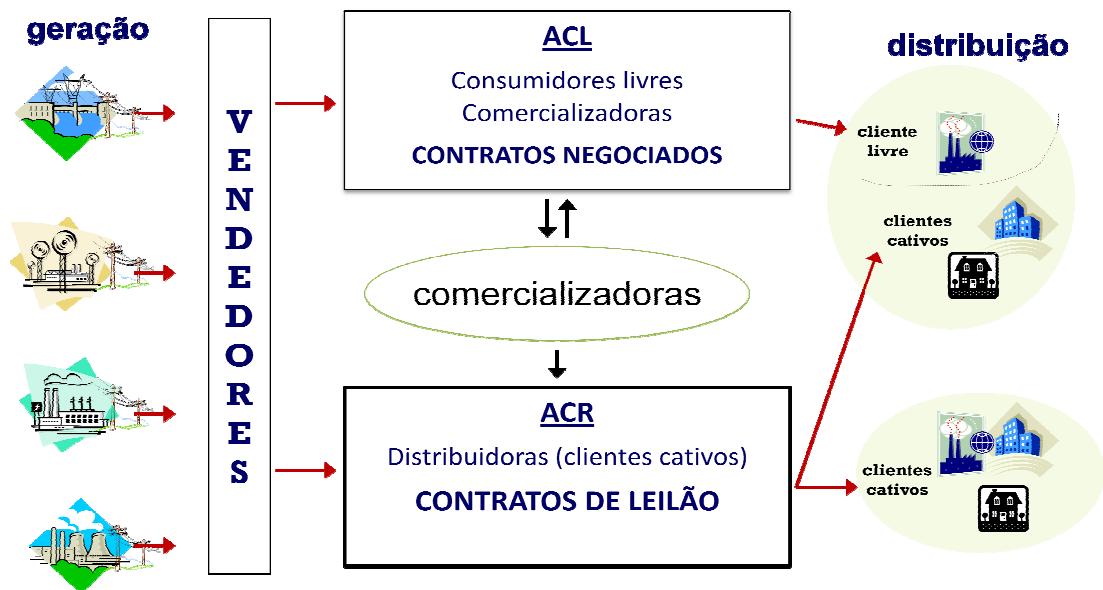


Figura 2 - Ambientes de Contratação do Mercado de Energia.

A contratação de energia no Mercado Cativo (ou Regulado) acontece através de contratos bilaterais regulados celebrados entre agentes vendedores (comercializadoras, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

1.3.1. Os Leilões de Energia

Podem participar dos leilões de energia os agentes de distribuição (concessionárias, permissionárias e as empresas autorizadas a distribuir energia elétrica), os agentes de geração e as comercializadoras.

Os leilões de energia funcionam de maneira “reversa” e de leilões de oferta, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por mega-watt hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Inicialmente, os agentes da geração (vendedores) apresentam as quantidades e os preços dos lotes de energia para atendimento da demanda, que foi previamente informada ao Ministério das Minas e Energia. Depois, as ofertas de venda são rearranjadas de acordo com o preço, de modo que o primeiro lote de energia a ser comprado pelos agentes de distribuição é o que apresentar o menor preço; o segundo lote será o que apresentar o segundo melhor preço, até que toda a demanda seja suprida.

Os vencedores dos leilões firmam então contratos bilaterais com todos os agentes de distribuição, de acordo com o montante de energia demandada para essas distribuidoras. Esses contratos são chamados de Contratos de Comercialização de Energia em Ambientes Regulados, ou CCEAR [7].

Para se entender os leilões de energia, consideremos “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.
- No ano “A” (chamado ano “A”-0), é realizado o leilão de ajuste da energia, de modo a complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, no máximo até 1% dessa carga.

Nesse caso, pode-se fazer uma análise simplificada, identificando a energia comercializada nos leilões “A-5” e “A-3” como a energia comercializada no Mercado de Longo Prazo, uma vez que essa energia ainda vai ser gerada. Da mesma forma, a energia comercializada no leilão de energia “A-0”, é a energia vendida no Mercado de Curto Prazo, já que esse leilão é o leilão de ajustes.

1.3.2. Mercado Livre de Energia Elétrica

Já no Mercado Livre, há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadoras, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são acordados por meio de contratos bilaterais, livremente negociado entre as partes envolvidas.

O Consumidor Livre

O consumidor livre é aquele consumidor que pode comprar a sua energia diretamente do vendedor, ou seja, o agente gerador. Porém, para ser um consumidor livre, é necessário se encaixar em alguns critérios, estabelecidos pela Lei nº. 9.648/1998, que classifica os consumidores livres em dois grupos: (i) demanda entre 500 kW e 3000 kW e (ii) demanda acima de 3000 kW [8].

Os consumidores com demanda entre 500 kW e 3000 kW, atendidos em alta tensão ou em baixa tensão, ou com demanda acima de 3000 kW, atendidos com tensão abaixo de 69 kV, podem comprar energia no mercado livre. Porém, essa energia deve ser gerada por PCHs, por biomassa ou cogeração qualificada ou ainda por geração eólica.

Já os consumidores com demanda superior a 3000 kW e que são atendidos em alta tensão (tensão igual ou superior a 69 kV) podem comprar a energia de qualquer agente gerador, seja ela originária de fonte alternativa ou fonte convencional. A Tabela 1 apresenta as características e as possibilidades de cada tipo de consumidor, relacionando sua classe de tensão e sua demanda com a possibilidade de operação no mercado de energia.

Tabela 1 – Classificação dos Consumidores

Demand	Atendimento	Tipo de Consumidor
Abaixo de 500 kW	-	Consumidor Cativo (ou regulado)
Entre 500 kW e 3000 kW	-	Consumidor Livre (compra por fontes alternativas)
	Até 69 kV	Consumidor Livre (compra por fontes alternativas)
Acima de 3000 kW	Acima de 69 kV	Consumidor Livre (compra por fontes convencionais ou alternativas)

1.3.3. Mercado de Energia de Curto Prazo

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (ou *Spot*) e o valor dessa diferença é o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada sub-mercado², tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos [7]. Em outras palavras, do lado dos agentes distribuidores, a distribuidora contrata uma energia através dos leilões. Porém, a energia que ela contratou foi maior (ou menor) do que a energia demandada pelos consumidores dessa distribuidora. Assim, essa diferença é que pode ser vendida (ou contratada) no mercado de curto prazo.

² Sub-mercados são subdivisões do SIN cujas fronteiras são definidas em função da presença de restrições relevantes de transmissão ao fluxo de energia elétrica no sistema. São quatro os sub-mercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Considerados independentes, podem ser redefinidos pela ANEEL. Para cada um deles, são determinados preços e contabilização, o que expõe os agentes ao risco da diferença de preços entre os sub-mercados [9].

1.4. Geração Distribuída

Antes do início do século XX, a geração de energia elétrica era fundamentalmente para consumo local, baseando-se em pequenos sistemas de energia que pudessem levar a energia à carga.

Dados os avanços tecnológicos no século XX e o aumento da população mundial, a demanda por energia elétrica aumentou e, por isso, surgiram sistemas de energia maiores e que apresentavam maior confiabilidade, desde grandes usinas geradoras de energia elétrica a sistemas de transmissão que pudessem atender a demandas de proporções continentais. Na Figura 3[10], é possível verificar o Sistema Interligado Nacional (SIN), que é um exemplo desses grandes sistemas de energia.

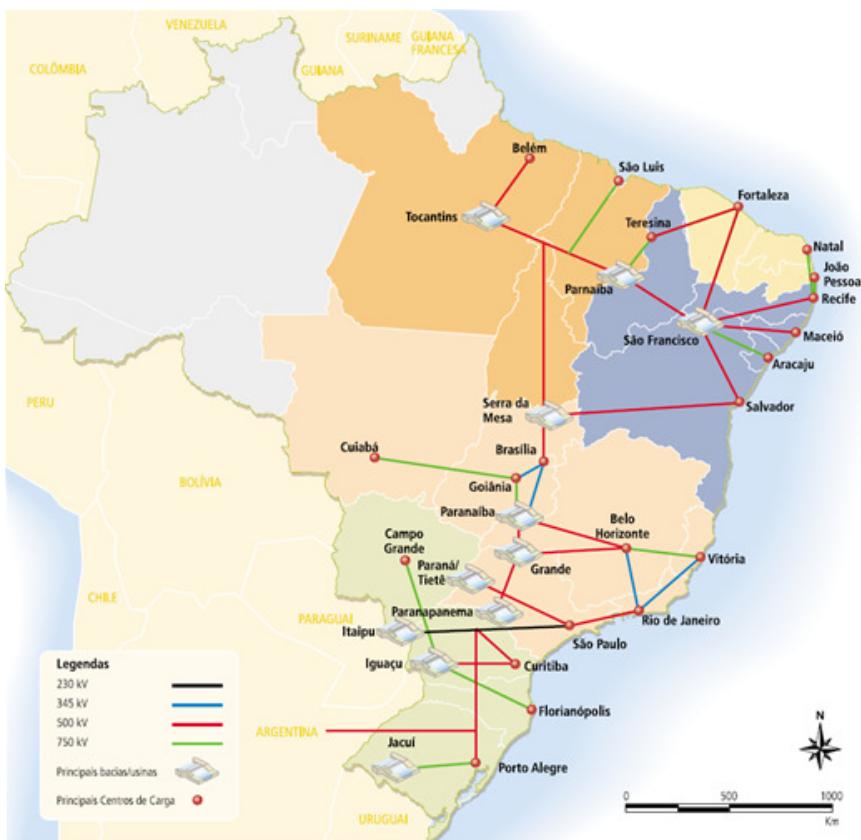


Figura 3 - Sistema Interligado Nacional. Fonte: ANEEL, 2005.

O surgimento da geração distribuída nos moldes atuais aconteceu em paralelo com o crescimento dos grandes sistemas elétricos de potência (SEP), para aplicações que exigissem grande confiabilidade e economia (como hospitais e indústrias), cujos geradores fossem de pequeno porte e operassem isolados do sistema elétrico. Na Figura 4 [10] é possível perceber a situação dessas centrais isoladas no SEP do Brasil.

Segundo o INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética, entende-se por geração distribuída (GD) qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua

maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão. Porém, a definição de geração distribuída ainda é inconsistente e varia na literatura de acordo com os parâmetros adotados por cada autor. Tais parâmetros são, segundo [11]:

- qual o propósito da geração;
 - onde a geração será instalada;
 - quanto será gerado;
 - qual o impacto ambiental causado;
 - qual a tecnologia utilizada;
 - o modo de operação;
 - como o gerador se liga ao sistema elétrico; e
 - qual combustível será utilizado para a geração de energia elétrica.

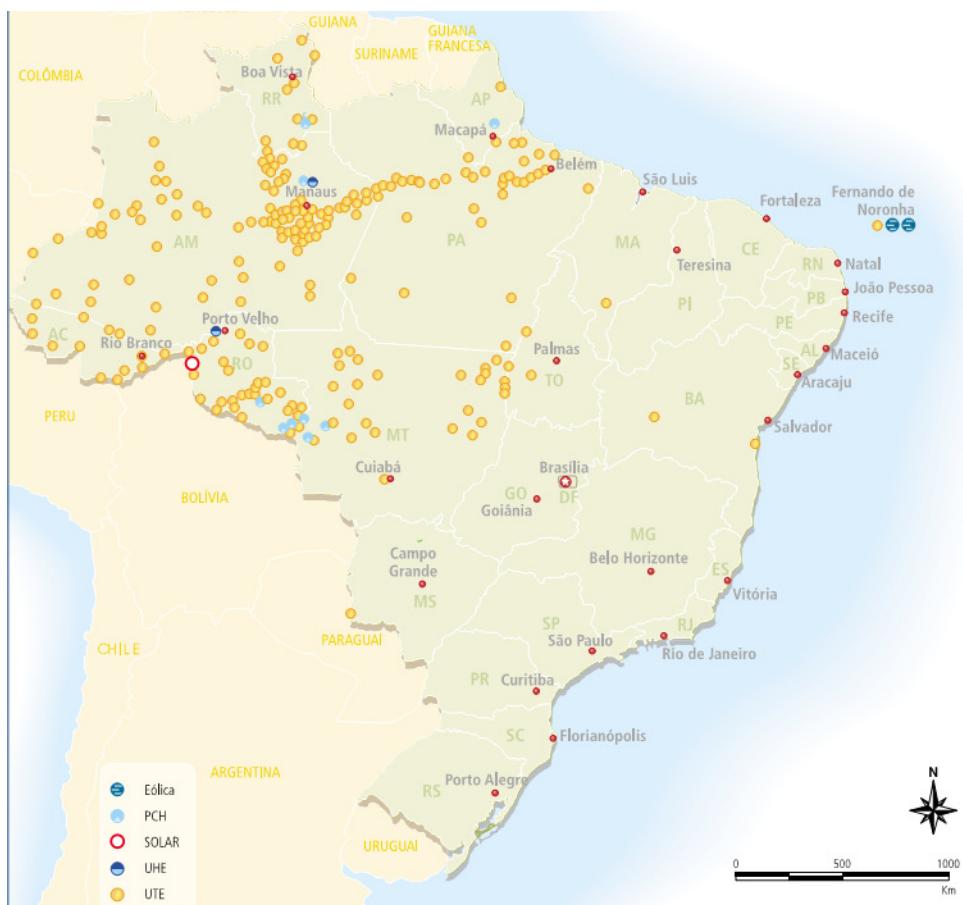


Figura 4 - Centrais Elétricas Isoladas. Fonte: ANEEL, 2005.

Para efeito prático, o conceito de geração distribuída considerado nesse trabalho envolverá a definição segundo o INEE, com as seguintes ressalvas:

- As fontes geradoras serão fontes alternativas de energia, tais como: biomassa, gás natural, eólica, solar e hidráulica inerentes de pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e centrais geradoras de energia elétrica (CGH);

- Baseado em [12] e [13], o potencial de geração de uma central elétrica deverá ser de, no mínimo, 5kW, não havendo limite de máximo de geração.
- As centrais distribuídas deverão estar conectadas a algum sistema de distribuição de energia elétrica, podendo ser diretamente por uma subestação ou pelo sistema de transmissão;

No Brasil, uma série de fatores permitiu que essa tecnologia fosse profundamente difundida: a desverticalização do setor elétrico, o baixo custo de investimento em relação às grandes centrais elétricas, necessidade de suprir a demanda por energia elétrica (tanto em grandes centros consumidores quanto em locais totalmente isolados do sistema interligado nacional) e a grande preocupação com a questão ambiental. Para se ter uma idéia, são 345 centrais elétricas isoladas de um total de 1711 em todo o Brasil, cobrindo praticamente metade do território nacional, e situada em regiões que consome 3% da energia elétrica gerada no país [10].

Além disso, no ano de 2007, a geração distribuída foi responsável por 17,65% da energia elétrica gerada no país, chegando a mais de 17 mil mega-watts de potência, como mostra a Tabela 2 [14] abaixo.

Tabela 2 - Geração de energia elétrica no Brasil (2007)

	Tipo	Potência (MW)	Em %
Geração Convencional	Usina Hidroelétrica - UHE *	75066,93	74,1669
	Usina Termoelétrica - Petróleo e Derivados	4572,3	4,51748
	Usina Termoelétrica - Carvão Mineral	1455,1	1,43765
	Usina Termonuclear - UTN	247,05	0,24409
	Usina Termoelétrica - Outros	1181,03	1,16687
Geração Distribuída (Fontes Alternativas)	Pequena central hidroelétrica - PCH e CGH	2183,3	2,15712
	Usina Termoelétrica - Biomassa	4285,6	4,23422
	Usina Termoelétrica - Gás Natural	10215,18	10,0927
	Central geradora eólica - EOL	1181,03	1,16687
	Central geradora fotovoltaica - SOL	0,02	< 0,01

* Consideradas as máquinas do lado brasileiro da Itaipu Binacional (6300MW)

** Não considera a importação de energia

Apesar dos fatores citados acima, a difusão dessa tecnologia só pode acontecer principalmente devido ao incentivo governamental, através de projetos como o “Programa Luz para Todos”, cujo objetivo é levar energia elétrica para o meio rural através de extensões de rede, sistemas de geração descentralizada com redes isoladas ou sistemas de geração individuais [15] e o “PROINFA”, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica, criado em 2002 para a

contratação de 3300 MW de energia elétrica gerada através de PCHs (1100MW), biomassa (1100MW) e centrais eólicas (1100MW), dentro do SIN [16]. Este programa facilita linhas de crédito para financiar empreendimentos com o objetivo de gerar energia dentro dos moldes do PROINFA, de acordo com o tipo de fonte e o local onde será instalada a central geradora.

A perspectiva futura para a energia gerada por fontes alternativas, na qual se encaixa a energia gerada pela GD, é animadora. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), estima-se um aumento de 2,1% da oferta interna de energia por fontes alternativas em relação às fontes convencionais na matriz energética, de 44,5%, em 2006, para 46,6%, em 2030 [17].

Analizando os dados retirados do Balanço Energético Nacional (BEN), dos anos de 2004, 2006 e 2008 (resultados preliminares) e o Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, o gás natural, a energia nuclear e o carvão mineral têm maior uso relativo na geração de energia elétrica, o que resulta em menor geração relativa por usinas hidráulicas, de 2005 para 2030. Assim, o agregado "outras renováveis", no qual está inserido o biodiesel (4,3% dos 9,1%), mais que triplica a sua participação, até 2030. Percebe-se também um aumento no uso da cana de açúcar, justificado tanto com relação ao uso do etanol combustível, quanto da biomassa para geração de energia elétrica.

De acordo com a Tabela 3, podemos ver a evolução das fontes na matriz energética, ou melhor, a evolução da oferta interna de energia, no período de 2004 a 2007 e uma estimativa para 2030.

Tabela 3 – Evolução da Oferta Interna de Energia no Brasil

Tipo de Fonte	2004		2006		2007		2030		
	em milhões de tep	em %	em milhões de tep	em %	em milhões de tep	em %	em milhões de tep	em %	
Não Renovável	Petróleo e derivados	86,824	39,7	87,423	38,7	87,86	36,7	155,988	28
	Gás natural	19,027	8,7	21,235	9,4	22,264	9,3	86,351	15,5
	Carvão mineral	14,216	6,5	14,232	6,3	14,843	6,2	38,44	6,9
	Urânio	3,281	1,5	2,711	1,2	3,352	1,4	16,713	3
Renovável	Água	31,712	14,5	33,433	14,8	35,192	14,7	75,209	13,5
	Lenha e Carvão vegetal	28,65	13,1	29,367	13	29,925	12,5	30,641	5,5
	Cana de Açúcar	28,868	13,2	31,174	13,8	38,304	16	103,064	18,5
	Outros	6,124	2,8	6,551	2,9	7,421	3,1	50,696	9,1
Total		218,7	100	225,9	100	239,4	100	557,1	100

Paralelo à situação do Brasil, a Figura 5 [18] apresenta o panorama mundial da evolução da estrutura da oferta interna de energia, de acordo com o International Energy Outlook 2007. Tal estudo mostra que a perspectiva mundial apresenta um aumento no uso do gás natural e queda em relação ao uso de petróleo e derivados,

enquanto que o uso de carvão, energia nuclear e fontes renováveis apresentam-se praticamente constante, em porcentagem da matriz energética, diferente do Brasil que apresenta tendência de aumento nas fontes alternativas.

De um modo geral, a geração distribuída traz vantagens tanto para o consumidor final, quanto para o gerador (ou investidor) e a concessionária de energia: atendimento ao crescimento da demanda dos grandes centros e de regiões isoladas do SIN, aumento da confiabilidade do suprimento de energia próximo aos locais com o potencial instalado, redução nos valores de investimento para implantação em relação à geração centralizada, aumento da eficiência energética para a concessionária e redução dos impactos ambientais da geração [19].

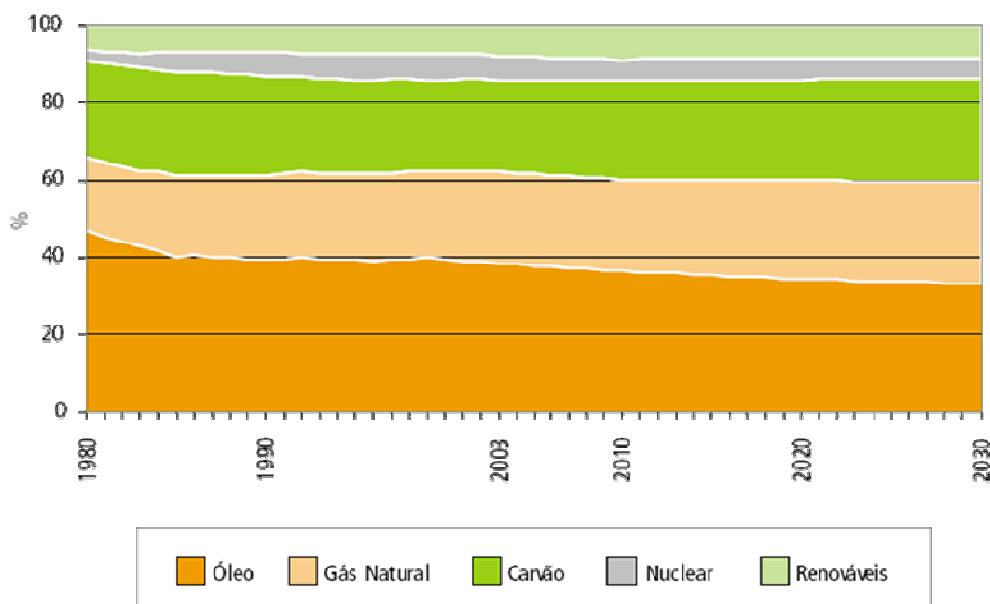


Figura 5 - Evolução da Oferta Interna de Energia Mundial. Fonte: IEO, 2007.

Também devem ser levadas em conta as desvantagens da geração distribuída, como a maior complexidade da coordenação da proteção, planejamento e operação do sistema elétrico, maior custo de geração de energia e maior custo de manutenção das centrais elétricas e os desafios para a operação desse sistema, quanto a análise elétrica de perdas, a flutuações de tensão na carga, coordenação da proteção contra faltas no sistema e também à influência desses geradores na qualidade da energia fornecida.

1.4.1. Geração Distribuída e o Mercado de Energia

A geração distribuída se relaciona no contexto do mercado de energia, pois esses geradores podem vender a sua produção de energia tanto no ambiente de contratação regulado quanto no ambiente de contratação livre.

De acordo com [20], a GD pode participar do mercado atuando da seguinte maneira:

- I. no ambiente de contratação regulada, participando dos leilões da energia nova e da energia velha, além dos leilões de ajuste;
- II. no ambiente de contratação livre, comercializando diretamente a energia com as comercializadoras e os consumidores livres;
- III. vender diretamente para as distribuidoras uma energia de no máximo 10% da demanda dessas distribuidoras, desde que a venda ocorra a partir de chamadas públicas.

Portanto, a geração distribuída pode competir tanto no mercado livre quanto no mercado cativo. Porém, no mercado livre ela tem uma grande vantagem em relação aos outros vendedores, uma vez que, por ser uma geração de energia baseada em fontes alternativas, ela se enquadra no perfil da energia que pode ser comprada por todos os clientes livres.

No Brasil, grandes empresas têm participado do mercado livre comprando, diretamente ou através de comercializadoras, a energia comercializada pela geração distribuída. Para se ter uma idéia do benefício, a Telefônica, que foi a pioneira nesse cenário do mercado livre, tem atualmente mais de um quarto da energia consumida gerada por usinas movidas a bagaço de cana-de-açúcar e PCHs. A mudança do mercado cativo para o livre diminuiu em cerca de 15% a conta de eletricidade de suas centrais telefônicas - o equivalente a 6 milhões de reais por ano [21].

Além disso, o Estado ainda incentiva a compra dessa energia, através de descontos na tarifa referente à transmissão da energia, de 50% podendo chegar até a 100% do valor dessa tarifa.

1.5. Objetivo

Considerando, portanto, o contexto apresentado nas seções anteriores, o objetivo principal deste trabalho é propor uma análise da variação do preço da energia dos mercados de curto prazo e do custo de produção dessa energia, considerando a entrada da energia gerada pela geração distribuída no mercado livre ao invés do mercado cativo (ou regulado).

Salienta-se, no entanto, que a análise não será feita do ponto de vista do gerador distribuído como agente isolado, mas sim de um ponto de vista sistêmico, enfocando os benefícios que a utilização de geração distribuída no mercado livre poderá trazer para as condições do mercado regulado.

2. Modelagem do Mercado de Curto Prazo

2.1. Considerações de Operação

Para a modelagem do mercado, inicialmente deverão ser levadas em consideração algumas condições de mercado previamente existentes. Será considerado, num primeiro momento, o seguinte cenário:

- i) O mercado de energia de curto prazo opera através de leilões reversos de oferta de energia³;
- ii) As perdas energéticas no sistema elétrico, em todos os níveis, não serão consideradas⁴;
- iii) O custo de produção de uma determinada unidade geradora é função apenas da quantidade de potência produzida por esta mesma unidade.⁵
- iv) O modelo matemático do mercado de curto prazo passa por um algoritmo de otimização utilizando Programação Não-Linear.

2.2. Algoritmo utilizado

Baseado nas premissas citadas anteriormente, pode-se, então, definir o algoritmo a ser utilizado e as restrições às quais o mesmo estará sujeito. Para tanto, define-se os seguintes conceitos:

- i) P_i é a potência elétrica (ativa) produzida pela unidade geradora i ;
- ii) P_d é a potência elétrica (ativa) total consumida no sistema;
- iii) $F_i(P_i)$ é a função custo de produção da energia elétrica pela unidade geradora i .

Baseado nesses conceitos, um modelo matemático será formulado para o mercado de curto prazo através da função objetivo:

$$\min \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (1)$$

sendo N é o número de unidades geradoras existentes no sistema.

³ De fato, a CCEE opera o leilão de energia do mercado de curto prazo através do leilão reverso, como já apresentado na Introdução deste trabalho.

⁴ Ressalta-se que, na determinação das condições de mercado em alguns países, a desconsideração das perdas é prática comum, uma vez que há um mercado para pequenos ajustes de balanço de potência e que as perdas são tratadas por este mercado. No caso deste trabalho, a desconsideração das perdas é feita apenas por uma questão de simplificação.

⁵ No caso brasileiro, onde boa parte da geração é de origem hidráulica e de grande porte, esta consideração não é adequada devido ao acoplamento dos geradores pertencentes à mesma cascata. No entanto, se considerarmos que o preço da energia é definido eminentemente pelo despacho das usinas térmicas, pode-se fazer esta consideração sem incorrer em perda significativa de precisão.

2.2.1. Condição de Optimalidade

Essa formulação matemática será otimizada via programação não-linear, tendo como resposta a minimização do custo de oferta de energia $F_i(P_i)$ e potência P_i que deve ser produzida por cada unidade geradora. Para que isso ocorra, deve-se respeitar a seguinte condição:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \frac{dF_j(P_j)}{dP_j} = \lambda \quad (2)$$

para todo $\{i \neq j, i = 1, \dots, N; j = 1, \dots, N\}$ e λ é um multiplicador de Lagrange.

Uma das formas de se resolver esse problema de programação não-linear é utilizar o aplicativo GAMS[©] (General Algebraic Modeling System), para otimizar a solução do problema.

Essas unidades geradoras deverão fornecer para a ANEEL suas respectivas curvas características de produção de energia em função da potência gerada [22]. Dessa maneira, o agente regulador poderá definir os vencedores do leilão e a quantidade de potência vendida pelos agentes geradores e a quantidade de potência comprada por cada agente consumidor.

GAMS[©]

O GAMS[©] é um aplicativo programável por uma linguagem de alto nível (chamada também de GAMS) para a formulação de modelos de Pesquisa Operacional. Ele foi desenvolvido pelo BIRD, Banco Internacional para a Reconstrução e o Desenvolvimento (que é parte integrante do Banco Mundial) como uma ferramenta para facilitar o trabalho de modelagem de mercados, possibilitando uma descrição clara, correta, concisa e intuitiva [23]. O GAMS pode ser utilizado para otimizar problemas de programação linear, não-linear, programação dinâmica ou programações híbridas entre as já citadas.

No caso da solução de problemas que envolvem programação não-linear, o *solver* utilizado pelo aplicativo pode utilizar um dos três algoritmos embutidos: “CONOPT”, “MINUS” e “SNOPT”. No caso deste trabalho, o *solver* que será utilizado é o “CONOPT”. Esse algoritmo é baseado no algoritmo GRG (Gradiente Reduzido Generalizado), largamente estudado na literatura [24].

2.2.2. Restrições do Problema

Como definido anteriormente, de início será considerado um sistema sem perdas energéticas. Portanto, essa potência total consumida deverá ser igual à potência total gerada comercializada nos leilões e portanto, temos:

$$P_d = \sum_{i=1}^N P_i \quad (3)$$

Além disso, também devem ser considerados os limites operativos de cada unidade geradora, uma vez que ela não poderá gerar uma potência maior do que a sua própria capacidade, a fim de garantir a vida útil dessa máquina, e deverá gerar uma potência mínima, de modo a garantir um mínimo retorno financeiro. Então, para cada unidade geradora i tem-se:

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (4)$$

Resumindo, o modelo matemático para o mercado de curto prazo, de acordo com as premissas definidas inicialmente, será da seguinte maneira:

$$F(P) = \min \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (5)$$

Sujeito a:

$$P_d = \sum_{i=1}^N P_i \quad (6)$$

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (7)$$

Determinada a formulação matemática para encontrar o valor do custo da energia, dado por $F(P)$, e o despacho de potência para cada unidade geradora, dado por P_i , é necessário determinar as curvas características de oferta de energia de cada gerador.

2.3. Levantamento das curvas de oferta

As curvas de oferta nada mais são do que as curvas de custo de energia de cada gerador já com o acréscimo do retorno financeiro, ou melhor, com o acréscimo do lucro esperado pelo gerador. Assim, serão apresentadas formulações para apresentar as características das curvas de custo de uma unidade geradora qualquer.

2.3.1. Custos de produção da energia

Considerando os geradores distribuídos com as características já determinadas, segue-se um estudo sobre os custos envolvidos na produção de energia para levantar a curva de custo característica desses geradores.

Considera-se com parte desse custo de produção apenas os custos envolvidos na operação da unidade geradora. Estes custos operativos podem ser os custos de manutenção da usina, os custos envolvidos com os funcionários e empregados (salários, férias, encargos trabalhistas, impostos, entre outros). E como esses custos não dependem da quantidade de energia gerada, eles serão assumidos custos fixos.

Segundo [25] e [26], o custo total costuma ser modelado como uma função convexa e crescente da geração elétrica, sendo em geral aproximado por um polinômio de segundo grau, baseado na curva da taxa térmica incremental da usina, que dá a relação MJ/MWh da mesma. Esta relação informa a quantidade necessária de combustível, em energia (MJ), para que a usina gere um MWh. A Figura 6 [27] abaixo apresenta o modo como essa função custo de produção de uma usina termoelétrica se comporta.

O mesmo não pode ser dito dos geradores hidráulicos, uma vez que o seu custo de produção depende de fatores externos que têm alto grau de imprecisão e, por isso, não pode ser aproximado por uma parábola.

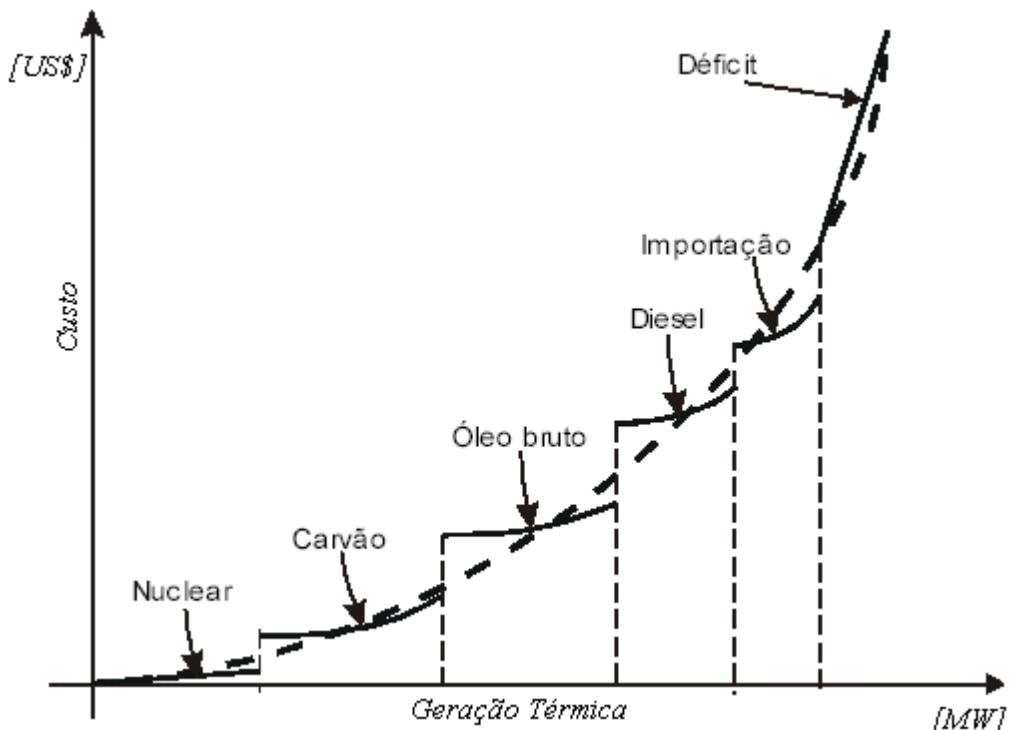


Figura 6 - Função Custo de Produção de uma Usina Termoelétrica

Portanto, a função custo de produção da energia de um gerador distribuído será função apenas da potência produzida por cada unidade geradora e apresentará a seguinte forma:

$$C_i(P_i) = a * P_i^2 + b * P_i + c \quad (8)$$

Assim, após determinar a curva de custo de produção característica de cada um dos geradores, é necessário levantar qual será o retorno financeiro que o gerador se propõe a ter, de modo a obter a curva de oferta baseado na curva de custo de cada unidade geradora. Logo, tem-se que:

$$F_i(P_i) = C_i(P_i) + L(P_i) \quad (9)$$

Na equação (9), comparando-a com (8), o lucro nada mais é do que a diferença entre a função de oferta e a função custo de produção. Como o lucro é uma variável que é determinada pelo investidor e não pela quantidade de potência que deseja-se gerar, então o lucro não depende da potência gerada.

Dessa forma, a função custo de oferta é também uma função quadrática, com as mesmas características da função custo de produção, com o incremento do lucro, e é apresentada na equação (10):

$$F_i(P_i) = a * P_i^2 + b * P_i + c' \quad (10)$$

sendo $c' = c + L$

Deve-se atentar para o fato de que o crescimento indiscriminado nesses parâmetros poderia causar um desequilíbrio no mercado, de modo que, pudesse haver formação de cartéis de agentes geradores, visando aumentar seus lucros. Porém, como o mercado opera no formato de leilão reverso, o agente regulador, a ANEEL, acaba por coibir tal tipo de prática. Além disso, ele também define um teto para o preço de venda da energia, obrigando esses agentes a vender a energia a preços compatíveis com o mercado.

3. Estudo de Caso

Neste capítulo serão apresentados três sistemas-teste para que seja implementada a modelagem matemática apresentada no capítulo anterior, de modo a obter como resposta o custo marginal de operação do sistema (o preço da energia comprada no leilão do mercado de curto prazo) e a potência que será despachada por cada gerador presente no sistema estudado.

Os três sistemas-teste são descritos a seguir:

- 1) *Sistema com três usinas geradoras e potência demandada fixa;*
- 2) *Sistema com três usinas geradoras e potência demandada variando no tempo, num horizonte de 24 horas;*
- 3) *Sistema com três usinas geradoras e potência demandada variando no tempo, num horizonte de 24 horas, com co-geração suprindo 10% da demanda.*

3.1. Sistema de Geração de Energia Elétrica

Por simplicidade, será considerado o mesmo sistema de geração de energia elétrica para todos os casos, a menos dos máximos e mínimos operativos. Esse parque gerador será constituído por três usinas termoelétricas, cada uma com geradores utilizando como combustível carvão ou óleo. Esse sistema foi retirado da referência [22], e apresenta as seguintes características:

A) Unidade Geradora A

- Combustível Utilizado: Carvão;
- Custo do Combustível: 1,10 U\$/h;
- Função Custo de Produção: $C_1(P_1) = 561,0 + 7,92 * P_1 + 0,001562 * P_1^2$;
- Função Custo de Oferta: $F_1(P_1) = 617,0 + 7,92 * P_1 + 0,001562 * P_1^2$.

B) Unidade Geradora B

- Combustível Utilizado: Óleo;
- Custo do Combustível: 1,00 U\$/h;
- Função Custo de Produção: $C_2(P_2) = 310,0 + 7,85 * P_2 + 0,00194 * P_2^2$;
- Função Custo de Oferta: $F_2(P_2) = 341,0 + 7,85 * P_2 + 0,00194 * P_2^2$.

C) Unidade Geradora C

- Combustível Utilizado: Óleo;

- Custo do Combustível: 1,00 U\$/h;
- Função Custo de Produção: $C_3(P_3) = 78,0 + 7,97 * P_3 + 0,00482 * P_3^2$;
- Função Custo de Oferta: $F_3(P_3) = 86,0 + 7,97 * P_3 + 0,00482 * P_3^2$.

As funções Custo de Produção e Custo de Oferta têm a unidade de medida dada em [U\$/MW] e as potências de cada gerador têm a unidade dada em [MW].

3.2. Sistema com Demanda Fixa

Para o estudo do caso 1, a demanda de cargas será considerada como fixa. Desse modo, a potência demandada será constante no tempo.

Definida a restrição de demanda, para as restrições de máximo e mínimo de potência gerada, considere que cada usina utilize apenas um gerador com as seguintes características:

Gerador A

- Potência Máxima: 600MW
- Potência Mínima: 150MW
- Função Custo de Oferta: $F_1(P_1) = 617,0 + 7,92 * P_1 + 0,001562 * P_1^2$.

Gerador B

- Potência Máxima: 400MW
- Potência Mínima: 100MW
- Função Custo de Oferta: $F_2(P_2) = 341,0 + 7,85 * P_2 + 0,00194 * P_2^2$.

Gerador C

- Potência Máxima: 200MW
- Potência Mínima: 50MW
- Função Custo de Oferta: $F_3(P_3) = 86,0 + 7,97 * P_3 + 0,00482 * P_3^2$.

Considerando, então, o sistema de geração com suas funções custo de oferta e os máximos e mínimos operativos já citados acima e a restrição de demanda dada por $P_d = 850$ MW, determina-se o problema de otimização do caso 1. Este caso reflete o exemplo 3A da referência [22] (capítulo 3, página 26).

Função objetivo:

$$\min F(P) = \min[F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3)]$$

Sujeito à:

$$\sum_{i=1}^3 P_i = 850$$

$$150 \leq P_1 \leq 600$$

$$100 \leq P_2 \leq 400$$

$$50 \leq P_3 \leq 200$$

Utilizando o aplicativo GAMS®, resolve-se esse problema de otimização com uma programação não-linear e, desse modo, a resposta encontrada para o sistema está apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 - Resposta para Otimização do Caso 1

Unidade Geradora	A	B	C
Potência Demandada (MW)	393,170	334,604	122,226
Custo por usina (R\$/h)	3972,363	3184,841	1132,152
Custo por unidade geradora (R\$/h)	3972,363	3184,841	1132,152
Custo Marginal (R\$/MWh)		9,15	
Custo Total (R\$/h)		8289,356	

Desse modo, o valor da energia no mercado de curto prazo é o próprio custo marginal, que tem o valor de R\$ 9,15 por MWh.

Com relação a esse primeiro caso-teste, o seu objetivo era testar o modelo matemático implementado no capítulo 2 deste trabalho e também a programação do modelo no aplicativo GAMS®, assim como a sua resposta otimizada.

Levando em conta esses objetivos, esse caso constatou que o modelo utilizado estava correto e que o GAMS® atendia completamente as expectativas, uma vez que os resultados encontrados apresentavam-se idênticos aos resultados da referência [22], com um erro esperado na terceira casa decimal.

3.3. Sistema com Potência variando no tempo

Para o estudo do caso 2, a demanda será considerada de maneira proporcional àquela dada pela curva de carga média diária do Brasil, para o perfil de consumidores residenciais, no ano de 2000, como apresentado na Figura 7 [28]. Desse modo, a potência demandada terá uma variação no tempo e o intervalo de tempo considerado será o de uma hora. Portanto, para a restrição de demanda, considere a demanda máxima de cada intervalo de hora a potência demandada para o sistema.

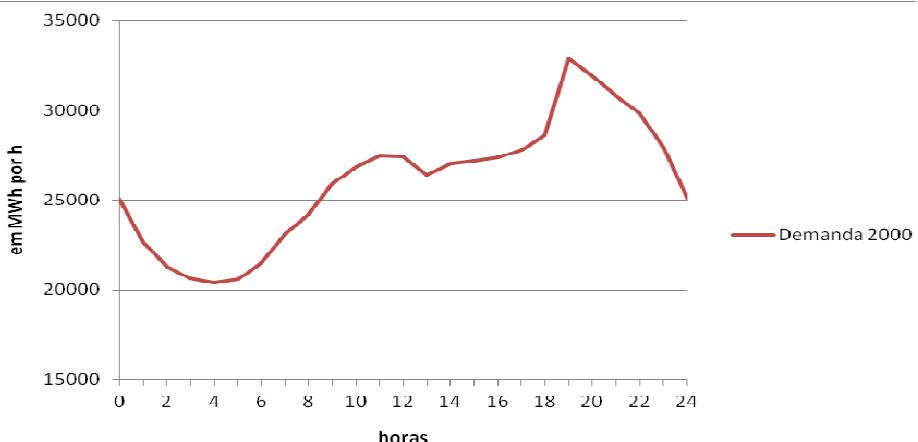


Figura 7 - Curva de Carga Média Diária - Brasil 2000. Fonte: ONS, 2000.

Para o sistema gerador, utilizou-se as características das usinas termoelétricas A, B e C do caso 1, e as restrições de máximo e mínimo como sendo um múltiplo das restrições do caso 1. Considere hipoteticamente que cada usina seja composta por uma unidade geradora, com as seguintes características operativas:

Gerador A

- Potência Máxima: 18000MW
- Potência Mínima: 4500MW
- Função Custo de Oferta: $F_1(P_1)=617,0+7,92*P_1+0,001562*P_1^2$

Gerador B

- Potência Máxima: 12000MW
- Potência Mínima: 3000MW
- Função Custo de Oferta: $F_2(P_2)=341,0+7,85*P_2+0,00194*P_2^2$

Gerador C

- Potência Máxima: 6000MW
- Potência Mínima: 1500MW
- Função Custo de Oferta: $F_3(P_3)=86,0+7,97*P_3+0,00482*P_3^2$

Análogo ao caso 1, resolve-se esse caso através do aplicativo GAMS©, utilizando programação não-linear, a potência que deverá ser despachada e os custos envolvidos no processo, para cada hora.

Na Figura 8, são apresentadas as curvas referentes às potências despachadas para cada um dos geradores, em MW por hora e na Figura 9 estão os custos de cada usina geradora e o custo total da geração, por hora.

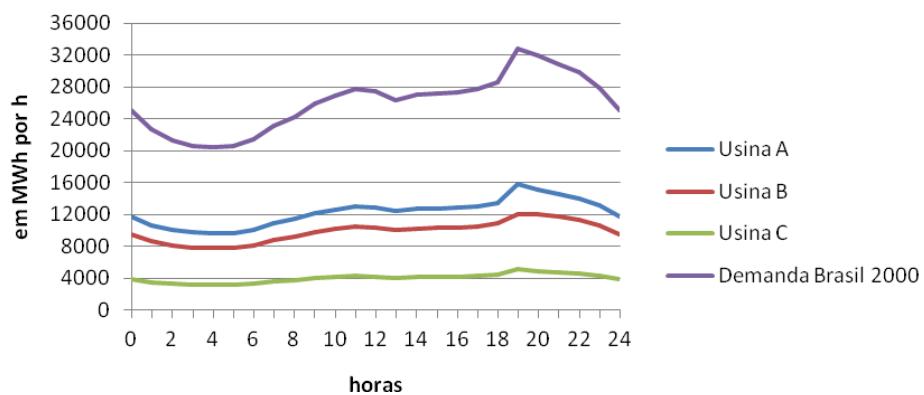


Figura 8 - Potência Despachada para cada usina por hora do caso 2

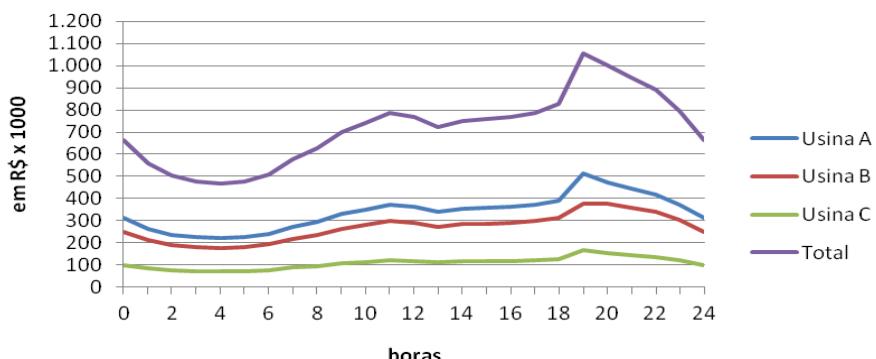


Figura 9 - Custo da Geração de cada usina por hora do caso 2

Para esse segundo teste, o objetivo era analisar um caso que contivesse níveis de potência parecidos com os do sistema elétrico nacional, uma vez que o teste acerca do modelo e do método de otimização apresentava-se confiável.

Dessa maneira, considerou-se a curva de carga diária média do SIN para consumidores residenciais, tendo o ano-base de 2000. Esse ano é o ano anterior ao início da crise energética de 2001, já explanada na Introdução.

Assim, os resultados apresentados para a otimização de mercado mostraram que geradores operando em um mesmo preço de mercado, a maior potência contratada será para a usina geradora A, uma vez que ela apresenta uma curva de oferta de energia mais barata em relação às outras curvas de oferta das outras usinas geradoras.

Neste teste, uma particularidade foi encontrada para as horas 19 e 20 (resultados no Anexo II destacados em vermelho): a usina geradora B contratou o máximo de potência, ou seja, a restrição de máximo operativo estava ativa. Por esse motivo, o preço da energia desse gerador (custo marginal) foi diferente dos outros. Uma vez que o objetivo é minimizar o custo, como este gerador era o mais barato para o mercado, ele teve o máximo de potência contratada. Assim, como o método de otimização não podia mais alocar potência nesse gerador devido à restrição de máximo de potência, toda a potência restante foi dividida entre os outros geradores, aumentando assim o preço da energia dos geradores A e C em relação ao gerador B, como está apresentado na Figura 10.

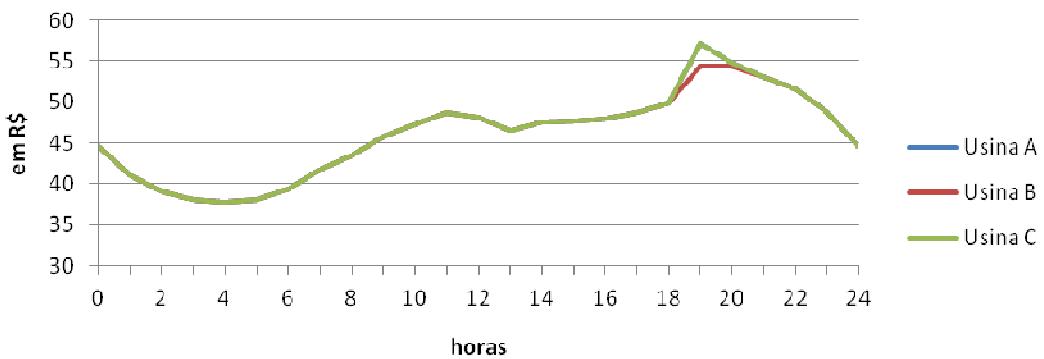
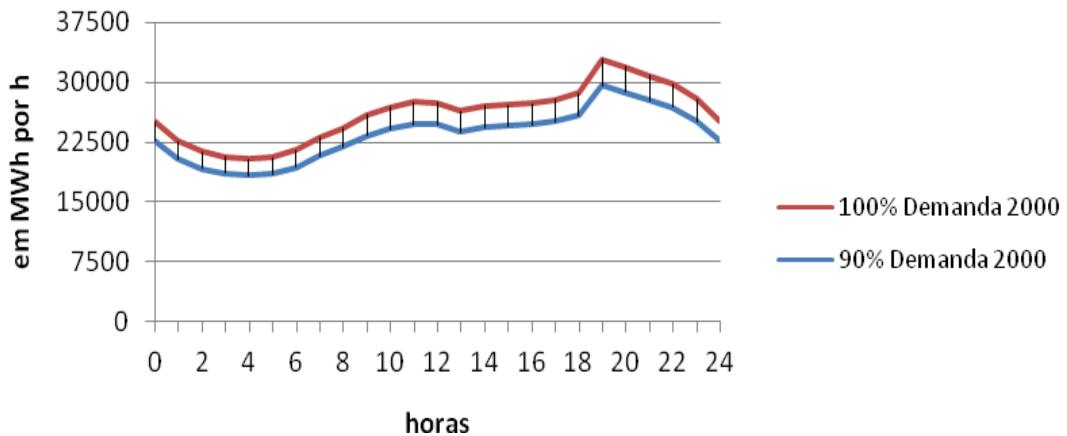


Figura 10 - Variação do Custo Marginal para cada uma das usinas do caso 2

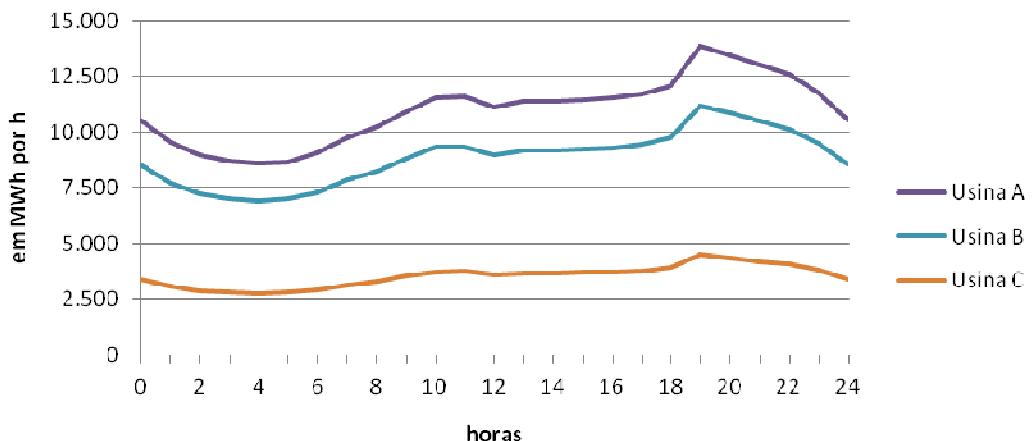
3.4. Sistema com Potência Variando no tempo e Demanda Reduzida

Nesse caso, será considerado todo o formalismo do caso anterior, desde o modelo utilizado e suas restrições, incluindo a curva de carga como sendo a potência requerida do sistema.

Para o estudo do impacto da geração distribuída no mercado, considere que 10% da demanda seja suprida através da comercialização dessa energia no mercado livre, através desses geradores distribuídos. Assim, os geradores do sistema deverão competir não mais por toda a demanda, mas sim por 90% dessa potência requerida. Desse modo, a restrição de demanda do modelo será a nova curva de carga, que corresponde aos 90% da carga do caso anterior, como mostra a Figura 11 abaixo.



Desse modo, rodando o modelo de mercado do caso 2 no aplicativo GAMS© utilizando programação não-linear para otimizar o sistema, os resultados encontrados estão apresentado nas Figuras 12 e 13, que representam a potência despachada e os custos de geração para cada usina geradora.



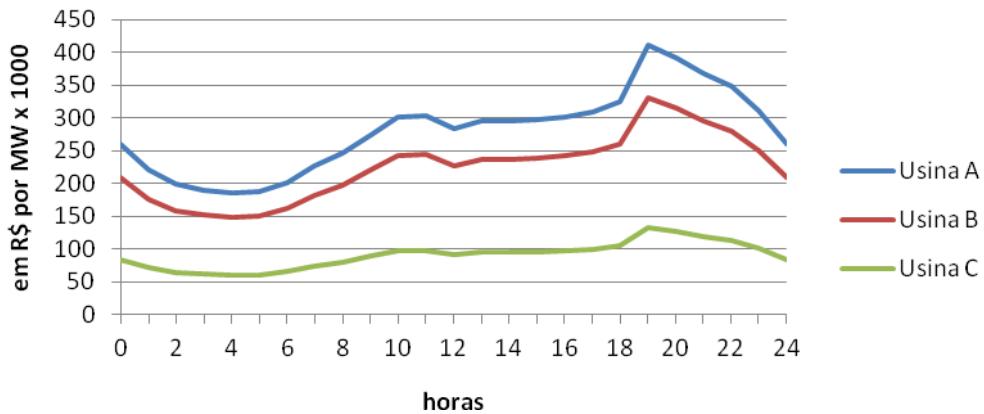


Figura 13 - Custo de Geração para cada usina do caso 3

O caso-teste 3 é, de fato, o caso que apresenta o objetivo e a justificativa para o estudo apresentado neste trabalho. Assim, os resultados encontrados para este caso serão comparados diretamente com o caso-teste 2, para, em seguida, ser apresentada a conclusão final deste trabalho.

Com relação à potência contratada pelas usinas do sistema de geração, essa potência contratada para as usinas no caso 3 apresentou-se menor em relação ao caso 2, justamente devido ao co-gerador do sistema, como mostra a Figura 14.

Conforme esperado, o benefício da co-geração para o sistema advém da redução da demanda que deve ser suprida pelos geradores de grande porte, uma vez que a menor demanda reduz seus carregamentos, principalmente no horário de pico, onde os mesmos são mais requisitados. Com isso, o equipamento aumenta sua longevidade, podendo gerar energia por um período de tempo maior e diminui possíveis paradas não-programadas das máquinas elétricas, aumentando a confiança do sistema de geração.

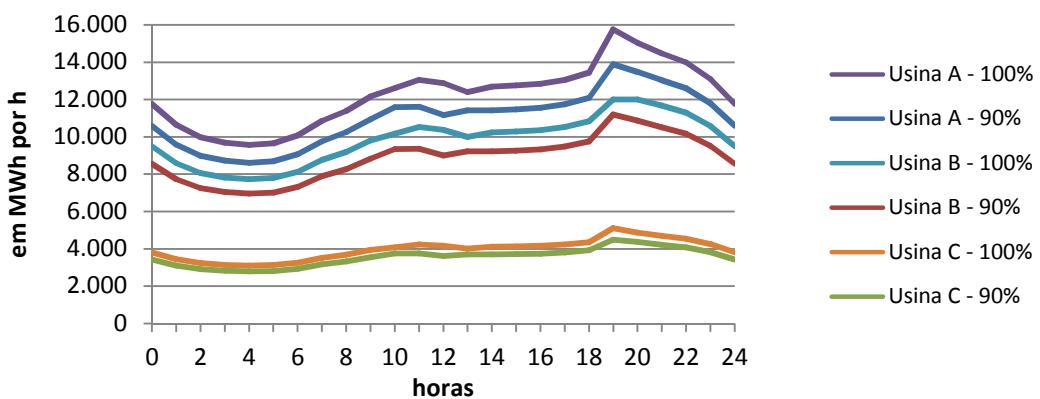


Figura 14 - Comparativo entre as potências contratadas das usinas para os casos 2 (100% da demanda) e 3 (90% da demanda)

Com relação ao preço da energia executado em cada caso, percebeu-se uma redução no preço da energia no caso 3, em relação ao caso 2. Isso pode ser verificado graficamente na Figura 15. Esse fato é justificado pois os custos de oferta da energia

são menores, já que a potência a ser contratada é menor, e, consequentemente, o custo marginal de operação é menor e quando se viu uma redução da demanda em relação ao instante anterior, a diferença entre os custos marginais aumenta, enquanto que se houvesse um aumento da demanda em relação ao momento anterior, a diferença entre os custos marginais de cada caso diminui.

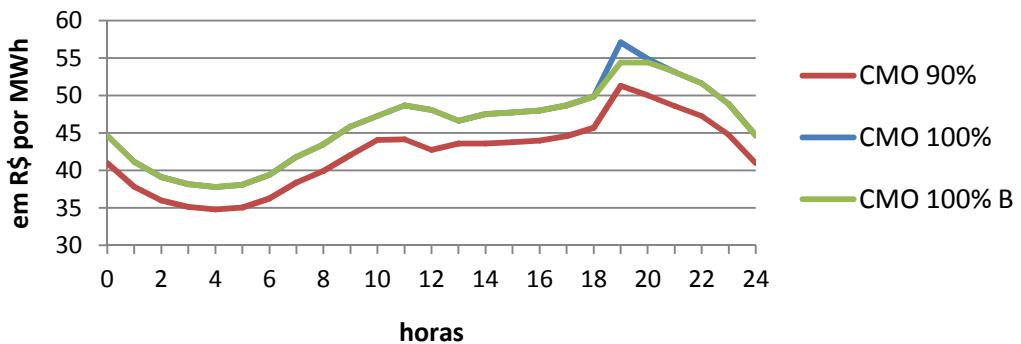


Figura 15 - Comparação entre os custos marginais dos casos 2 e 3

Esse resultado é sustentado também devido à diminuição da potência contratada pelo sistema, uma vez que os custos finais de cada usina geradora variam quadraticamente com essa potência e o custo marginal varia linearmente com essa mesma potência. Desse modo, com o preço da energia menor, há maior possibilidade de concorrência entre os geradores e uma menor tarifa para o consumidor final da energia.

4. Conclusão

Este trabalho apresentou um modelo, com base em programação não-linear, da estimativa do comportamento de mercados de curto-prazo, considerando a energia comercializada pela geração distribuída no mercado livre como principal indicador.

Por fim, pode-se concluir sobre o impacto da geração distribuída no mercado de energia de curto prazo, com base nos dados dos casos realizados no capítulo 3 e das considerações finais realizadas no capítulo anterior a esta conclusão.

A conclusão deste trabalho é que a geração distribuída é benéfica para o mercado de energia de curto prazo pois esse tipo de geração, comercializando a energia no mercado livre, apresenta ser um excelente meio para a possibilidade de evitar novas crises energéticas ou mesmo para suprir demandas excedentes no sistema elétrico e, principalmente, pode servir como regulador dos preços do mercado. Uma vez que a geração distribuída apresenta custos e tempo menores de implantação em relação aos geradores de grande porte, ela pode ser alocada próxima aos grandes centros de carga e ter um retorno do investimento de médio a longo prazo.

É preciso ressaltar, no entanto, que este é um estudo preliminar e que ele utiliza diversas simplificações, de forma que as conclusões aqui obtidas são apenas indicativas. Estudos mais aprofundados e detalhados devem ser realizados para respaldar a conclusão aqui apresentada.

Referências Bibliográficas

- [1] Código de Águas, 10 de julho de 1934. Disponível em <http://www.dji.com.br/decretos/1934-024643-ca/codigo_de_aguas.htm>. Acesso em 14 de Julho de 2008.
- [2] Rosa, Luiz Pinguelli. A. Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda de empresas públicas? Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- [3] Neto, Gabriel Maluly. Comercialização do Serviço de Venda de Seguro: Ampla Energia e Serviços S.A. – Um estudo de caso. 2007. Dissertação (Mestrado em Administração) – Programa de Pós Graduação em Administração/Pontificíaca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- [4] Franco, Flávio Ney da Silva. O processo de adaptação da companhia paranaense de energia às mudanças do arranjo institucional do setor elétrico brasileiro. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção/Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- [5] Pinheiro, Armando Castelar, FUKASAKU, Kiichiro, A privatização no Brasil – O caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.
- [6] Bajay, Sérgio Valdir & Badanhan, Luís Fernando. Energia no Brasil: os próximos dez anos. Sustentabilidade na Geração e uso de Energia, UNICAMP, 18 a 20 de fevereiro de 2002.
- [7] CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em 19 de Julho de 2008.
- [8] Abraceel – Associação Brasileira de Consumidores de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.abraceel.com.br/>>. Acesso em 10 de Dezembro de 2008.
- [9] Perguntas Freqüentes sobre o Mercado de Energia Elétrica. Bolsa de Mercadorias & Futuros. Disponível em <http://www.bmf.com.br/portal/pages/energia1/pdf/faq/FAQ_Energia2.pdf>. Acesso em 04 de agosto de 2008.
- [10] Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2^a. Ed. – Brasília: ANEEL 2005.
- [11] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. Distributed Generation: a definition. Electric Power Systems Research, Estocolmo, v. 57, p. 195-204, Maio, 2002.
- [12] Distributed Generation Implementation Guidelines: Operations, Maintenance, and Training, EPRI, Palo Alto, CA: 1998. TR-111544.
- [13] Sharma, D., & Bartels, R. Distributed electricity generation in competitive energy markets: a case study in Australia, em The Energy Journal Special issue: Distributed

- Resources: Toward a New Paradigm of the Electricity Business, The International Association for Energy Economics, Cleveland, Ohio, USA, pp. 17–40, 1998.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em 07 de Julho de 2008.
- [15] Programa Luz para Todos, Ministério de Minas e Energia. Disponível em <http://200.198.213.102/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em 07 de Julho de 2008.
- [16] Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, PROINFA, Ministério de Minas e Energia. Disponível em <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5>. Acesso em 10 de dezembro de 2008.
- [17] Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética, Brasília: MME: EPE, 2007.
- [18] International Energy Outlook. Energy Information Association: IEO, maio de 2007.
- [19] Notas sobre Geração Distribuída, em Fórum de Co-geração. Instituto Nacional de Eficiência Energética: INEE, julho de 2001.
- [20] Falcão, D. J., Rodrigues, F. F. C. & Borges, C. L. T. Programação da Contratação de Energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. Revista Controle & Automação, Rio de Janeiro, v. 18, p. 361-371, Julho, 2007.
- [21] O jogo só está começando. Planeta Sustentável. Disponível em <http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/desenvolvimento/conteudo_265700.shtml>. Acesso em 10 de Dezembro de 2008.
- [22] Wood, A. J. and Wollenberg, B. F., Power Generation, Operation and Control, John Wiley and Sons, New York, 1984.
- [23] General Algebraic Modeling System, GAMS. Disponível em <<http://www.gams.com>>. Acesso em 13 de Outubro de 2008.
- [24] CONOPT Solver, GAMS. Disponível em <<http://www.gams.com/dd/docs/solvers/conopt.pdf>>. Acesso em 9 de Dezembro de 2008.
- [25] Cicogna, Marcelo Augusto. Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica/Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas.
- [26] Bissonnette, V. et alii. A Hydro-Thermal Scheduling Model for the Hydro-Québec Production Systems – v. PWRS-1, n° 2, pp. 204-210, Maio, 1986.

[27] Nazareno, Julia Sechi. Um algoritmo de otimização determinístico para o estudo e planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica/Universidade de São Paulo, USP, São Carlos.

[28] Operador Nacional do Sistema, ONS. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 16 de Outubro de 2008.

Anexo I. Código Fonte para GAMS[©]

\$Title Modelagem de Mercado de Energia de Curto Prazo

Set

```
i      unidades geradoras / g1*g3 /;
```

Scalars

```
Pd    potencia demandada pelos consumidores / /;
```

Parameters

```
a(i)  coeficiente do termo quadratico
/ g1    0.001562
  g2    0.00194
  g3    0.00482/
b(i)  coeficiente do termo linear
/ g1    7.92
  g2    7.85
  g3    7.97 /
c(i)  coeficiente independente
/ g1    617
  g2    341
  g3    86 /
Pmax(i) potencia maxima produzida de cada unidade geradora
/ g1
  g2
  g3    /
Pmin(i) potencia minima produzida de cada unidade geradora
/ g1
  g2
  g3    /;
```

Variables

```
P(i)    potencia gerada por cada unidade i
f(i)    custo de geracao de cada unidade i
pld    soma dos custos de cada unidade geradora i;
```

```
Positive Variables f,P;
```

Equations

```
demand   restricao de demanda do sistema
opera_max(i)  restricao do limite maximo operativo
opera_min(i)  restricao do limite minimo operativo
custo      funcao objetivo a ser minimizada
oferta(i)   curva de oferta de cada unidade geradora;
opera_max(i).. P(i) =l= Pmax(i);
```

```

opera_min(i)..      P(i)  =g=  Pmin(i);
oferta(i)..         f(i)  =e=  a(i)*P(i)**2 + b(i)*P(i) + c(i);
demanda..          Pd =e=  sum(i, P(i));
custo..            pld =e=  sum (i, f(i));

Model mercado_curto /all/;

Solve mercado_curto using nlp minimizing pld;

Display pld.l, pld.m;

```

Anexo II. Resultados da Otimização para o Caso 2

Tabela 5 - Valores resultantes da Otimização do Caso 2 no GAMS[©]

Hora (h)	Custo Total (R\$/h)	Custo Usina A (R\$/h)	Custo Usina B (R\$/h)	Custo Usina C (R\$/h)	Potência Usina A (MW)	Potência Usina B (MW)	Potência Usina C (MW)	Potência Demandada (MW)
1	556696,809	261534,845	210562,469	84599,496	10635,520	8581,280	3441,428	22658,228
2	500828,097	235295,807	189435,985	76096,305	9981,570	8054,749	3229,505	21265,824
3	476373,568	223810,607	180188,623	72374,338	9684,319	7815,416	3133,176	20632,911
4	466756,351	219293,830	176551,919	70910,602	9565,420	7719,683	3094,644	20379,747
5	473960,448	222677,272	179276,114	72007,062	9654,594	7791,483	3123,543	20569,620
6	508279,040	238795,182	192253,523	77230,335	10070,745	8126,548	3258,403	21455,696
7	575069,763	270163,801	217510,112	87395,85	10843,595	8748,812	3508,858	23101,265
8	623636,863	292973,598	235875,526	94787,739	11378,646	9179,611	3682,25	24240,507
9	697151,192	327499,994	263674,614	105976,583	12151,496	9801,875	3932,705	25886,076
10	741370,553	348267,853	280395,952	112706,748	12597,372	10160,873	4077,198	26835,443
11	786912,302	369656,778	297617,344	119638,18	13043,247	10519,872	4221,691	27784,810
12	768536,906	361026,675	290668,777	116841,454	12864,897	10376,272	4163,894	27405,063
13	720570,288	338498,897	272530,432	109540,958	12389,296	9993,341	4009,768	26392,405
14	750373,115	352495,954	283800,227	114076,934	12686,547	10232,673	4106,097	27025,317
15	756404,208	355328,489	286080,856	114994,863	12745,997	10280,54	4125,362	27151,899
16	765494,926	359597,993	289518,467	116378,466	12835,172	10352,339	4154,261	27341,772
17	786912,302	369656,778	297617,344	119638,18	13043,247	10519,872	4221,691	27784,810
18	827451,491	388696,224	312947,043	125808,225	13429,672	10831,004	4346,919	28607,595
19	1052724,358	512797,939	373901	166025,419	15749,428	12000	5098,673	32848,101
20	999558,619	472644,56	373901	153013,059	15032,419	12000	4866,315	31898,734
21	941532,368	442274,916	356086,175	143171,278	14470,048	11668,668	4684,069	30822,785
22	888487,78	417362,242	336027,62	135097,918	13994,448	11285,736	4529,943	29810,127
23	793084,435	372555,553	299951,307	120577,576	13102,697	10567,738	4240,957	27911,392
24	659897,398	310003,551	249587,272	100306,574	11765,071	9490,743	3807,477	25063,291

Anexo III. Resultados da Otimização para o Caso 3

Tabela 6 - Valores resultantes da Otimização do Caso 3 no GAMS[©]

Hora (h)	Custo Total (R\$/h)	Custo Usina A (R\$/h)	Custo Usina B (R\$/h)	Custo Usina C (R\$/h)	Potência Usina A (MW)	Potência Usina B (MW)	Potência Usina C (MW)	Potência Demandada (MW)
1	467234,971	219518,616	176732,907	70983,448	9571,364	7724,47	3096,571	20392,41
2	420991,19	197799,978	159246,045	63945,167	8982,809	7250,592	2905,84	19139,24
3	400732,949	188285,587	151585,489	60861,873	8715,284	7035,192	2819,144	18569,62
4	392762,963	184542,441	148571,677	59648,845	8608,274	6949,033	2784,465	18341,77
5	398733,311	187346,447	150829,335	60557,529	8688,531	7013,652	2810,474	18512,66
6	427161,483	200697,889	161579,311	64884,283	9063,067	7315,212	2931,849	19310,13
7	482432,101	226656,029	182479,628	73296,444	9758,632	7875,249	3157,258	20791,14
8	522581,608	245512,459	197661,97	79407,179	10240,178	8262,968	3313,311	21816,46
9	583298,343	274028,397	220621,71	88648,236	10935,743	8823,005	3538,72	23297,47
10	642200,957	301692,324	242895,449	97613,185	11577,803	9339,963	3746,79	24664,56
11	644714,738	302872,934	243846,023	97995,781	11604,556	9361,503	3755,46	24721,52
12	602627,898	283106,625	227931,088	91590,185	11149,763	8995,325	3608,077	23753,17
13	627218,242	294655,612	237229,807	95332,823	11417,288	9210,724	3694,773	24322,79
14	627218,242	294655,612	237229,807	95332,823	11417,288	9210,724	3694,773	24322,79
15	632193,438	296992,239	239111,154	96090,045	11470,793	9253,804	3712,112	24436,71
16	639691,936	300513,949	241946,675	97231,313	11551,051	9318,423	3738,121	24607,6
17	657355,053	308809,525	248625,897	99919,631	11738,318	9469,203	3798,808	25006,33
18	690776,861	324506,256	261264,192	105006,413	12086,101	9749,222	3911,512	25746,84
19	875786,198	411396,876	331224,578	133164,743	13878,52	11192,396	4492,375	29563,29
20	832509,588	391071,786	314859,737	126578,064	13477,232	10869,297	4362,331	28708,86
21	784757,594	368644,808	296802,552	119310,235	13022,439	10503,119	4214,948	27740,51
22	741071,384	348127,347	280282,823	112661,215	12594,399	10158,48	4076,235	26829,11
23	662444,503	311199,813	250550,448	100694,242	11791,823	9512,283	3816,147	25120,25
24	552537,706	259581,5	208989,724	83966,482	10587,96	8542,987	3426,015	22556,96