



Alexandre Street

ESTRATÉGIA DE OFERTA DE GERADORAS EM LEILÕES DE
CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professores Orientadores:

Alvaro Veiga Filho, Docteur
Mario Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.

Rio de Janeiro
Outubro de 2004

Alexandre Street

DISPOSIÇÃO A CONTRATAR DE GERADORAS EM LEILÕES DE
CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título
de Mestre em Engenharia Elétrica. Aprovada pela Comissão
Examinadora abaixo assinada.

Prof. Alvaro Veiga Filho
Professor Orientador
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Mario Veiga Ferraz Pereira
PSR Consultoria

Dr. Sergio Granville
PSR Consultoria

Dr. Edvaldo Santana
Superintendente de estudos econômicos – ANEEL

Prof. Oscar Porto
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 29 de outubro de 2004

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Alexandre Street

Graduou-se em Engenharia Elétrica na PUC-RJ em 2001 na área de Sistemas de Apoio à Decisão e Telecomunicações. Atuou na empresa Mercados de Energia, onde participou ativamente de estudos relacionados à avaliação financeira de projetos; comercialização de energia; gerenciamento de risco e otimização físico/financeira para o setor elétrico; estudos de planejamento energético e no desenvolvimento de modelos computacionais de disposição a contratar para geradoras em leilões de energia elétrica (tema deste trabalho).

Ficha Catalográfica

Aguiar, Alexandre Street

Disposição a contratar de geradoras em leilões de contratação de energia elétrica / Alexandre Street; orientadores: Álvaro Veiga Filho, Mario Veiga Ferraz Pereira – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, 2004.

v. xx f. il.; 29.7 cm

1. Tese (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Estratégia de Oferta / Leilões de Energia. 3. Otimização Estocástica. 4. Otimização Linear 5. Disposição a Contratar de Geradores I. Veiga Fº, Alvaro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

A meus pais, Cláudio Street de Aguiar e Evelyn Reis Friede de Aguiar,
e a meu irmão, André Street.

Agradecimentos

Resumo

Aguiar, Alexandre Street. **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro, 2004, 98 pág. Tese de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

O objetivo desta tese é desenvolver uma metodologia para *estratégia de oferta* de geradoras em leilões de contratos de energia elétrica, que determine a quantidade ótima que deve ser ofertada de cada contrato para cada nível de preço de leilão, levando em conta os perfis de risco de cada agente e os riscos associados à contratação. Em particular a incerteza quanto ao montante de energia produzida e ao seu preço no mercado de curto prazo (preço “spot”), também conhecida como “incerteza de quantidade e preço”. Desta forma, são realizadas aplicações desta metodologia para dois tipos de leilões de energia existente, mono e multi-produto. Neste segundo caso (multi-produto) é realizado um estudo de caso para o Leilão de Transição que ocorrerá em dezembro de 2004, onde serão leiloados 75% da eletricidade disponível hoje no país (55 mil MW), segundo as diretrizes do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Palavras-Chaves:

Engenharia Elétrica, Leilões de energia elétrica, Função Utilidade, Otimização Estocástica, Programação Linear, Risco de contratação, Contratos a termo (*Forward*).

Sumário

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Contratação de energia através de leilões	10
1.2	O novo marco regulatório	10
1.3	Estratégia de oferta das geradoras	12
1.4	Objetivo	12
1.5	Visão Geral da Metodologia	12
1.5.1	Cálculo da CDC	13
1.5.2	Cálculo da remuneração líquida	13
1.5.3	Medida de aversão a risco	14
1.5.4	Maximização da rentabilidade ajustada por risco	14
1.6	Organização da Tese	14
2	FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO	16
2.1	Sistemas Puramente Térmicos	16
2.1.1	Despacho Econômico	16
2.1.2	Solução do despacho econômico	17
2.1.3	Preço spot	17
2.1.4	Venda no mercado de curto prazo e renda líquida	17
2.1.5	Exemplo	18
2.2	Sistemas Hidrotérmicos	19
2.2.1	Custos de oportunidade	19
2.2.2	Árvore de decisões	19
2.2.3	Custos Operacionais Imediatos e Futuros	20
2.2.4	Valor da água	21
2.2.5	Formulação do Despacho Hidrotérmico para uma Etapa	22
2.2.6	Solução do Problema e Custos Marginais	24
2.2.7	Exemplo	24
2.3	Cálculo da Função de Custo Futuro	26

2.4 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	28
3 CONTRATOS DE SUPRIMENTO	29
3.1 Volatilidade dos preços spot	29
3.1.1 Contratos Bilaterais	30
3.2 Riscos de preço e quantidade	32
4 PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS	35
4.1 O Caso de um Produto armazenável	35
4.2 Produto não armazenável	36
4.3 Relação entre Preço Futuro e Preço Spot – Mercados Líquidos	37
5 FUNÇÕES DE UTILIDADE	39
5.1 Introdução: equilíbrio entre risco e ganho	39
5.2 Funções de Utilidade (FU)	41
5.3 O Equivalente a Certeza	43
5.3.1 Exemplo	45
5.4 O coeficiente de aversão a risco (CAR)	45
5.5 Função Utilidade Quadrática	46
5.6 Função Utilidade Exponencial (EXP)	47
5.7 Função Utilidade Logarítmica (LN)	49
5.8 Função Utilidade Linear por Partes (FULP)	50
5.8.1 Construção da Função Utilidade	52
6 MODELOS COMPUTACIONAIS E VISÃO GERAL DA METODOLOGIA	55
6.1 Metodologia	55
7 DISPOSIÇÃO A CONTRATAR – ENERGIA EXISTENTE	58
7.1 Cálculo da renda líquida	58
7.2 Cálculo da função utilidade para renda líquida	59
7.3 Disposição a contratar para um preço conhecido	60
7.4 Exemplo do cálculo da CDC	61

8	Leilões de Energia Existente	67
8.1	Leilão mono-produto	67
8.2	Leilão multi-produto	69
8.2.1	Estratégia de oferta	70
8.3	Estudo de Caso (Leilão de Transição 2004)	73
8.3.1	Dinâmica do Leilão de Transição	74
8.3.2	Resultados da simulação da 1 ^a . fase do Leilão de Transição	75
9	Conclusões	80
10	Trabalhos Futuros	82
11	Referências	84
12	ANEXO A: Mecanismo de Realocação de Energia – MRE	90
12.1	MRE: Motivação	90
12.1.1	Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas	90
12.1.2	Eficiência Econômica da remuneração “spot”	91
12.2	O Mecanismo de Realocação de Energia	92
12.3	Exemplo de Aplicação do MRE	93
12.3.1	Sistema Exemplo	93
12.3.2	Despacho Ótimo	94
12.3.3	Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - sem MRE	95
12.3.4	Aplicando o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	96
12.3.5	Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - com MRE	97
12.4	Vantagens e Limitações do MRE	98

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contratação de energia através de leilões

Desde 2002, o leilão de contratos de suprimento vem sendo o principal instrumento para compra e venda de energia elétrica no Brasil. Inicialmente, a lei 10.438/2002 determinou que no mínimo 50% da energia das geradoras sob controle federal (grande parte da capacidade do Brasil) fosse comercializada através de leilões públicos. Em seguida, o Decreto 4.265/2002 determinou que todas as distribuidoras deveriam contratar suas necessidades de energia através de leilões públicos.

Além das contratações públicas, grandes consumidores industriais promoveram importantes leilões de compra de energia em 2004. Dentre estes, destaca-se o da Albrás (grande produtora de alumínio, subsidiária da Vale do Rio Doce), onde foram negociados cerca de 700 MW médios de energia por 14 anos.

1.2 O novo marco regulatório

O novo marco regulatório brasileiro, aprovado em março de 2004 e regulamentado pelo Decreto 5.163 de Julho 2004, consolidou a orientação de contratação por leilões através de três ações principais [10]:

1. toda demanda – tanto dos consumidores livres como dos cativos – deve estar 100% contratada

Esta obrigação tem dois objetivos principais [28]:

- Viabilizar comercialmente a entrada de novos geradores e assim, a garantir a expansão do sistema – a razão é que, como será visto ao longo deste trabalho, o preço spot é demasiadamente volátil; fazendo com que o gerador novo precise da segurança de um contrato de capacidade para viabilizar o seu “project finance”.

- Garantir a segurança de suprimento - embora os contratos sejam instrumentos financeiros, eles devem ser respaldados por capacidade física efetiva (o chamado “lastro” de contratos¹). Se a demanda está 100% contratada, isto significa que há capacidade física de respaldo suficiente para atendê-la.

2. As empresas geradoras sob controle governamental (federais e estaduais) somente podem vender energia para consumidores livres através de “processos públicos e transparentes”

Embora os consumidores livres possam negociar diretamente as condições (prazos e preços) de seus contratos, a orientação acima, aliada ao fato dos geradores públicos corresponderem à maior parte da capacidade instalada, induz estes consumidores a realizar leilões de compra; caso contrário, os únicos participantes seriam geradores privados, o que reduziria a competição e aumentaria os preços.

3. Leilões de contratação para distribuidoras

As distribuidoras devem realizar, todos os anos, dois tipos de leilão:

- contratação de energia existente – realizado anualmente, visa renovar os contratos da distribuidora que expiram até 31 de Dezembro do mesmo ano. A duração dos contratos é de cinco a quinze anos, com início em primeiro de janeiro do ano seguinte.
- contratação de energia nova – realizado anualmente, visa atender o crescimento previsto da demanda daqui a cinco anos. Este leilão está restrito a novos empreendimentos, e são oferecidos contratos com duração de quinze a trinta anos, para entrada em operação a partir de janeiro, cinco anos depois. A duração do contrato e a antecedência da contratação permitem que o vencedor da licitação consiga financiamento para a construção da usina (“project finance”).

¹ No caso de uma usina hidroelétrica o “lastro” de contrato é dado pela energia assegurada, que é a energia que uma hidroelétrica consegue produzir com uma confiabilidade de 95%. No caso de uma usina termoelétrica, o “lastro” é dado pela capacidade disponível da central (capacidade instalada ajustada por indisponibilidades).

Ambos os leilões devem ser realizados “em conjunto”, isto é, é leiloado um montante de energia que corresponde ao total requerido pelas distribuidoras (soma dos montantes individuais de cada empresa). Cada gerador que vence o leilão é obrigado a assinar contratos bilaterais separados com todas as distribuidoras, isto é, há um esquema de contratação multilateral entre cada gerador vencedor do leilão e todas as 64 distribuidoras.

1.3 Estratégia de oferta das geradoras

A existência de leilões cria um desafio importante para as geradoras, que é determinar uma *estratégia de oferta* (preço e quantidade) que maximize a rentabilidade da empresa, levando em consideração seu “perfil de risco” e incertezas importantes quanto ao custo de oportunidade da energia, risco de longos períodos de preços baixos no mercado de curto prazo na quantidade não contratada, etc.

1.4 Objetivo

O objetivo desta tese é desenvolver uma metodologia para *estratégia de oferta* de geradoras em leilões de contratos de energia elétrica, que determine a quantidade ótima que deve ser ofertada de cada contrato para cada nível de preço de leilão, levando em conta os perfis de risco de cada agente e os riscos associados à contratação. Em particular a incerteza quanto ao montante de energia produzida e ao seu preço no mercado de curto prazo (preço “spot”), também conhecida como “incerteza de quantidade e preço”.

1.5 Visão Geral da Metodologia

A idéia básica é a determinação da *curva de disposição a contratar (CDC)* de cada geradora. Esta curva, representada por $Ec(P)$, fornece a quantidade de energia Ec que o gerador ofereceria para contratação, se o preço do contrato fosse P . Dadas as CDCs de todas as geradoras, pode-se construir uma *curva agregada de disposição a contratar*, que fornece o total de energia oferecido pelo conjunto

de geradoras em função do preço de contrato. O preço de equilíbrio do leilão corresponde à interseção da curva agregada com a demanda sendo licitada.

1.5.1 Cálculo da CDC

O processo de construção da CDC tem três componentes principais:

1. cálculo da renda líquida da geradora
2. definição de uma medida de “aversão a risco” da geradora, que permita comparar de maneira consistente opções de contratação com diferentes atributos preço, quantidade e risco.
3. definição de uma metodologia de otimização da rentabilidade (ajustada por risco) da empresa, que permita determinar as quantidades a contratar, para um conjunto de preços candidatos.

Cada um destes temas será discutido a seguir.

1.5.2 Cálculo da remuneração líquida

A remuneração líquida da geradora depende dos seguintes fatores:

- venda de energia no mercado de curto prazo, dada pelo produto do preço de curto prazo com a energia total produzida, deduzidos os custos operativos (por exemplo, custos de combustível e O&M variáveis). Como será visto em detalhe nesta tese, esta remuneração líquida é uma variável aleatória, pois o preço de curto prazo depende das condições hidrológicas, do nível de armazenamento dos reservatórios e do balanço atual e futuro da oferta e demanda de energia, entre outros fatores.
- venda de contratos de suprimento, dada pelo produto do preço do contrato, P , pelo montante contratado E_c , subtraídos os preços de compra dos montantes contratados no mercado de curto prazo (variável aleatória).

1.5.3 Medida de aversão a risco

Propõe-se definir, para cada empresa, uma função utilidade [3,9], que “traduz” a distribuição de probabilidade da renda líquida em uma distribuição de “utilidade”, que é neutra em relação a risco. Isto permite que duas alternativas de contratação, que tenham diferentes distribuições de probabilidade de remuneração líquida, possam ser comparadas em termos de uma única métrica de risco, o valor esperado da utilidade da renda.

1.5.4 Maximização da rentabilidade ajustada por risco

Propõe-se formular o problema como um processo de otimização estocástica, onde a função objetivo é maximizar a utilidade esperada da renda da empresa, o parâmetro de entrada é o preço do contrato P , e a variável de decisão a otimizar é o montante contratado E_c .

1.6 Organização da Tese

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos: O capítulo 2 discute a primeira parcela da remuneração líquida das geradoras, a venda de energia no mercado de curto prazo. Os temas discutidos incluem o cálculo da produção de cada geradora e do preço no mercado de curto prazo em sistemas térmicos e hidrotérmicos, e o esquema de programação dinâmica estocástica utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Os capítulos 3 a 4 se referem à segunda parcela, a venda de contratos de suprimento. O capítulo 3 apresenta a modelagem destes contratos, os benefícios e riscos resultantes dos mesmos. O capítulo 4 discute a precificação de contratos a termo para energia elétrica, mostrando que os mesmos têm características diferentes das de outras *commodities*. O capítulo 5 discute a medida de aversão a risco, que é a função utilidade. Como mencionado, esta função permite comparar de maneira consistente opções de contratação com diferentes atributos.

No capítulo 6 é apresentada a cadeia de modelos utilizada para “alimentar” o modelo de otimização que será visto em detalhes no capítulo 7, onde é apresentado o tema central deste trabalho; a definição da curva de disposição a

contratar – CDC – como o resultado a aplicação sucessiva de um modelo de otimização estocástica, que fornece o montante a contratar, E_c , em função do preço ofertado, P . Como dito anteriormente, objetivo do modelo estocástico é a maximização da utilidade esperada da empresa. O cálculo da CDC é ilustrado com um caso exemplo baseado em uma empresa geradora real. Finalmente, o capítulo 8 discute o uso das CDCs na simulação de leilões de venda de energia. Inicialmente, apresenta-se o caso de um leilão mono Produto, isto é, onde um único contrato é oferecido. Neste caso, o resultado do leilão pode ser modelado através da composição das CDCs individuais em uma CDC agregada. O preço de equilíbrio do leilão será aquele onde a disposição agregada a contratar é igual à demanda. A metodologia é então estendida para o caso de leilões multi Produto, onde são oferecidos vários contratos, começando por exemplo, em anos diferentes. Neste caso, faz-se um procedimento de simulação, onde o conjunto de preços (um para cada contrato) é iterativamente ajustado pelo “leiloeiro” a partir das diferenças entre as demandas e ofertas de cada contrato no passo anterior. A aplicação da metodologia é ilustrada para o chamado “leilão de transição”, a ser realizado em Dezembro de 2004. Este leilão envolve cinco contratos num montante de cerca de 30 mil MW médios, quase 75% da demanda do Brasil. O capítulo 8 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para pesquisas posteriores.

2 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Este capítulo discute o cálculo da produção de energia de cada gerador, hidrelétrico e térmico, ao longo do tempo, bem como do preço de curto prazo da energia em cada período. Como comentado no capítulo anterior, estes valores são usados para calcular a renda líquida resultante da venda de energia no mercado de curto prazo. Inicialmente, será discutido o caso de sistemas compostos unicamente de usinas termelétricas; a seguir, a metodologia será estendida para o caso de sistemas hidrotérmicos.

2.1 Sistemas Puramente Térmicos

2.1.1 Despacho Econômico

Na maioria dos países, um Operador Independente do Sistema determina, a cada estágio, a produção de energia de cada usina geradora. O objetivo é atender a demanda de energia do estágio ao menor custo, o chamado despacho econômico. Em sistemas puramente térmicos, o despacho econômico, em sua versão mais simples, é formulado da seguinte maneira:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_j \quad (2-1)$$

Multiplicador

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (a)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (b)$$

onde z , c_j , d , g_j e \bar{g} representam respectivamente o custo total de operação (valor a minimizar, em R\$); o custo variável de operação de cada gerador j (em R\$/MWh); a demanda do sistema (em MWh), a produção de energia elétrica

(variável de decisão, em MWh) e a capacidades de geração de cada gerador j (também em MWh).

As restrições (2-1) (a) e (2-1) (b) representam respectivamente o atendimento da carga e os limites da capacidade de geração.

2.1.2 Solução do despacho econômico

O modelo de despacho (2-1) é um problema de programação linear (PL), que neste caso simplificado pode ser resolvido por inspeção, acionando os geradores em ordem crescente de custo variável, até que a geração total iguale a demanda. No caso mais geral, onde se representa por exemplo, a rede de transmissão, o PL pode ser resolvido por sistemas comerciais.

2.1.3 Preço spot

O preço spot é, por definição, o custo de se atender a um incremento da demanda, ou seja, é a variação do custo operativo do sistema quando há um incremento de 1 MWh na demanda, dado pela derivada $\partial z/\partial d$. Da teoria de programação linear, sabe-se que esta derivada é dada pelo multiplicador simplex π_d associado à restrição de atendimento à demanda (2-1) (a).

Neste caso simplificado, o valor de π_d também pode ser obtido por inspeção. Como um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do último gerador acionado na ordem econômica de despacho, conhecido como gerador marginal. Conclui-se, portanto, que $\pi_d = c_j^*$, onde “*” identifica este último gerador.

2.1.4 Venda no mercado de curto prazo e renda líquida

Cada gerador j recebe do mercado de curto prazo, também conhecido como Mercado Atacadista de Energia (MAE), um montante (R\$) correspondente ao produto do preço spot π_d (em R\$/MWh) por sua produção de energia no despacho econômico, g_j (em MWh). Por sua vez, a demanda d paga ao MAE um montante (R\$) dado por $\pi_d d$. Como a produção total de energia é igual à demanda e há um único preço de compra e venda de energia, conclui-se imediatamente que o

balanço financeiro no MAE sempre “fecha”, isto é, o montante pago pela demanda é igual ao recebido pelos geradores.

Finalmente a receita líquida de cada gerador pela venda de energia no MAE é dada por:

$$R_j = (\pi_d - c_j)g_j$$

2.1.5 Exemplo

Os conceitos acima serão ilustrados para um sistema gerador composto de três termelétricas, cujas características – capacidade instalada e custo operacional variável – estão especificadas na Tabela 2-1.

Nome	Cap. (MWh)	Custo oper. (\$/MWh)
G_1	10	8
G_2	5	12
G_3	20	15

Tabela 2-1 – Características das Termelétricas

O despacho de mínimo custo para atender uma demanda de 20 MWh em uma etapa de uma hora é:

$$G_1 = 10$$

$$G_2 = 5$$

$$G_3 = 5$$

O preço spot do sistema é \$15/MWh, que corresponde ao custo operacional da termelétrica marginal, G_3 . A renda líquida de cada gerador é:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1)g_1 = (15 - 8)10 = 70$$

$$RL_2 = (15 - 10)5 = 25$$

$$RL_3 = (15 - 15)5 = 0$$

2.2 Sistemas Hidrotérmicos

2.2.1 Custos de oportunidade

À primeira vista, as usinas hidrelétricas seriam sempre acionadas primeiro no despacho econômico, pois seu custo variável de operação é muito pequeno². Entretanto, as hidrelétricas podem optar entre utilizar a água armazenada nos reservatórios para gerar hoje, ou deixá-la armazenada para uso futuro. Esta decisão depende do *custo de oportunidade* da geração hidrelétrica. Suponha, por exemplo, que o preço spot de hoje é 15 R\$/MWh. Isto significa que 1 MWh de geração hidrelétrica hoje “deslocará” 1 MWh do gerador marginal, economizando portanto R\$ 15. Suponha, entretanto, que o preço spot previsto para a próxima semana é maior, por exemplo, 20 R\$/MWh. Neste caso, vale a pena usar a água no futuro, pois haverá uma economia maior. Isto significa que o custo de oportunidade da geração hidrelétrica é 25 R\$/MWh. Para o despacho econômico, este custo de oportunidade tem todas as características de um custo “real”: por exemplo, seria preferível atender um aumento de demanda hoje com o gerador marginal a 15 R\$/MWh, do que acionar a hidrelétrica.

2.2.2 Árvore de decisões

O cálculo do custo de oportunidade da geração hidrelétrica é bastante complexo devido à incerteza das afluências futuras. Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluência aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo). Como ilustra a Figura 2-1, é necessário resolver uma “árvore de decisão” e quantificar os efeitos de todas as possíveis decisões, escolhendo a que, em média, leva aos melhores resultados.

² O custo variável direto de usina hidrelétrica é, basicamente, a soma do custo variável de O&M da usina, mais as taxas ambientais.

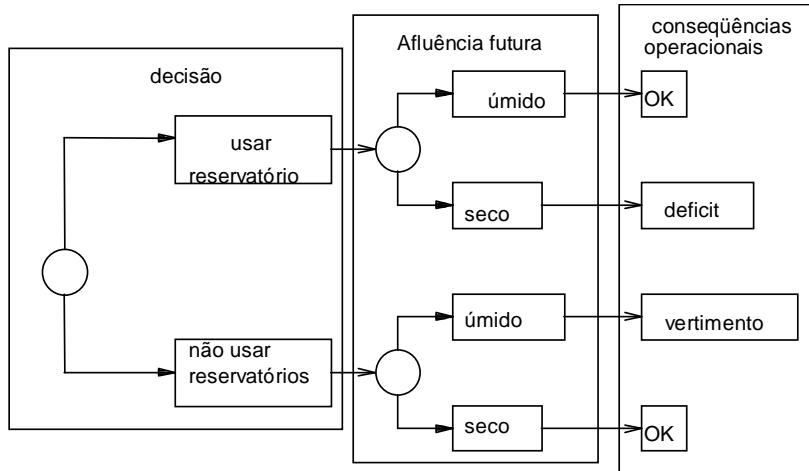


Figura 2-1 – Processo Decisório em Sistemas Hidrotérmicos

2.2.3 Custos Operacionais Imediatos e Futuros

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais *imediato* e *futuro*, como ilustrado na Figura 2-2.

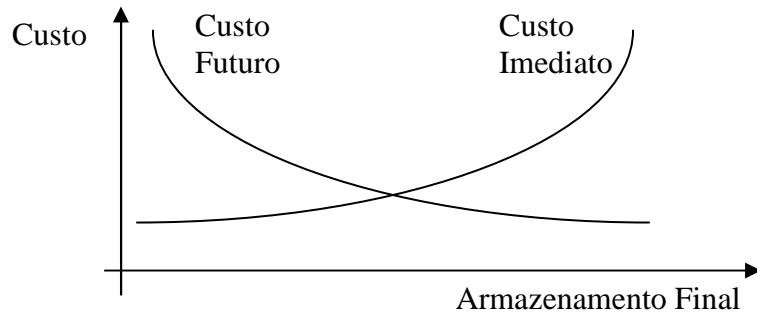


Figura 2-2 – Custos Imediatos e Futuros contra Armazenamento Final

A função de custo imediato – FCI – está relacionada aos custos de geração térmica no estágio t . À medida que o armazenamento final aumenta, um menor volume de água estará disponível para produção de energia nesta etapa; como resultado, há necessidade de maior geração térmica para atender a demanda, e o custo imediato sobe. Por sua vez, a função de custo futuro – FCF – está associada às despesas esperadas de geração térmica da etapa $t + 1$ até o final do período de planejamento. Podemos observar que a FCF diminui com o armazenamento final, à medida que um maior volume de água é disponibilizado para uso futuro.

A FCF é calculada simulando-se a operação do sistema no futuro para diferentes níveis de armazenamento inicial e calculando-se os custos operacionais.

O horizonte de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se a capacidade for relativamente pequena, como nos sistemas espanhol e norueguês, o impacto de uma decisão é diluído em vários meses. Se a capacidade for significativa, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação pode chegar a cinco anos.

Como visto, esta simulação torna-se mais complexa pela variabilidade da vazão afluente aos reservatórios, cujos níveis flutuam sazonalmente, regionalmente e de ano para ano. Como consequência, o cálculo da FCF deve ser feito de maneira *probabilística*, isto é, utilizando um grande número de cenários hidrológicos, como mostra a Figura 2-3.

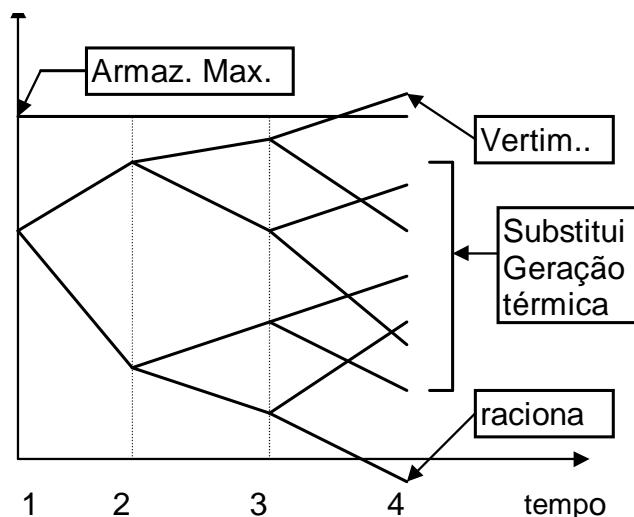


Figura 2-3 – Cálculo da FCF

2.2.4 Valor da água

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como mostra a Figura 2.4, este também é o ponto em que as derivadas de ICF e FCF se igualam. Estas derivadas são conhecidas como *valores da água*.

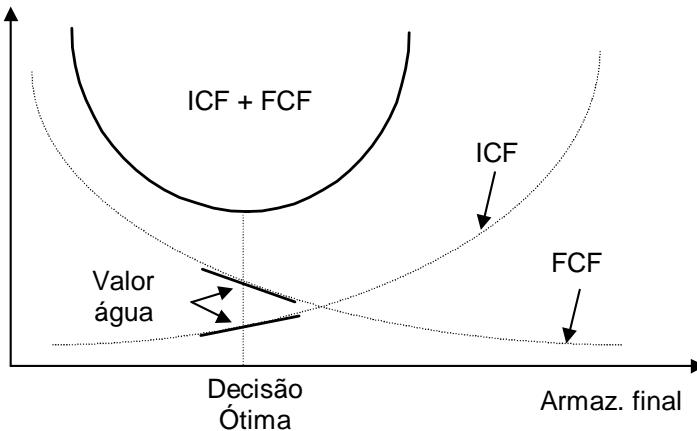


Figura 2-4 – Programação Hidrelétrica Ótima.

2.2.5 Formulação do Despacho Hidrotérmico para uma Etapa

Apresenta-se a seguir a formulação do despacho hidrotérmico para um determinado estágio t , supondo que foi calculada a função de custo futuro (o cálculo desta FCF será discutido mais adiante).

a) Função Objetivo – Como visto, o objetivo é minimizar a soma dos custos imediato e futuro:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2-2)$$

O custo imediato em (2.4) é dado pelos custos operacionais térmicos na etapa t , $\sum c_j g_{tj}$. Por sua vez, o custo futuro é representado pela função $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, onde v_{t+1} é o vetor dos níveis de armazenamento do reservatório ao final da etapa t (início da etapa $t+1$). As restrições operacionais nesta etapa são discutidas a seguir.

b) Balanço Hídrico – Como ilustrado na Figura 2-5, a equação de balanço hídrico relaciona o armazenamento e os volumes de entrada e saída do reservatório: o volume final no estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (afluência lateral mais os volumes de saída das usinas a montante).

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2-3)$$

para $i = 1, \dots, I$

onde:

- i índice das hidrelétricas (I número de hidrelétricas)
- $v_{t+1}(i)$ volume armazenado na usina i ao final do estágio t (variável de decisão)
- $v_t(i)$ volume armazenado na usina i no início do estágio t (valor conhecido)
- $a_t(i)$ afluência lateral que chega na usina i na etapa t (valor conhecido)
- $u_t(i)$ volume turbinado durante a etapa t (variável de decisão)
- $s_t(i)$ volume vertido na usina i durante a etapa t (variável de decisão)
- $m \in U(i)$ conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i

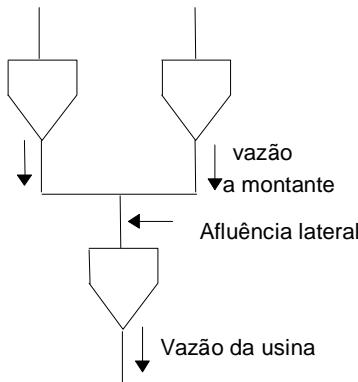


Figura 2-5 – Balanço hídrico do reservatório

c) Limites de Armazenamento e Turbinamento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-4)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2-5)$$

onde $\bar{v}(i)$ e $\bar{u}(i)$ são respectivamente o armazenamento máximo e a capacidade das turbinas.

d) Limites de Geração Térmica

São os mesmos do despacho térmico, vistos no início deste capítulo.

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2-6)$$

e) Atendimento à Demanda

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_{tj} = d_t \quad (2-7)$$

onde $\rho(i)$ é o coeficiente de produção da usina i (MWh/hm³) (valor conhecido).

2.2.6 Solução do Problema e Custos Marginais

O problema (2-2)-(2-7) é em geral resolvido por um algoritmo de programação linear (PL). Assim como no caso térmico, o preço spot é o multiplicador associado à equação de atendimento da demanda (2.9). Por sua vez, o valor da água de cada hidrelétrica é o multiplicador associado à equação de balanço hídrico (2-3).

2.2.7 Exemplo

Suponha que ao sistema térmico do exemplo anterior (ver seção 2.1.5) foi adicionada uma hidrelétrica, cujas características são especificadas na Tabela 2-1.

Nome	cap.	Coef. Prod.
	(MW)	(MWh/m ³)
H ₁	15	2

Tabela 2-2 – Características da Hidrelétrica

Suponha também que a FCF da hidrelétrica, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, é dada pela expressão linear $-28v_{t+1} + 4000$, ilustrado na Figura 2-6.

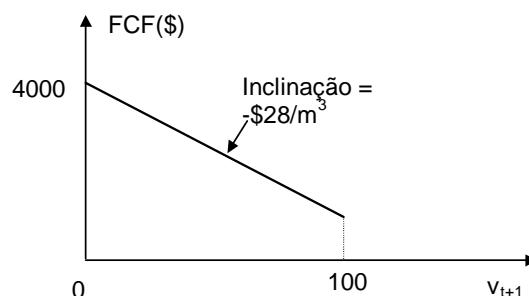


Figura 2-6 – Função de Custo Futuro.

Como visto, a FCF informa ao operador que o custo de oportunidade futuro de 1 m³ de água é R\$ 28. Portanto, só vale a pena utilizar esta água hoje se o benefício imediato (redução de custo operativo) exceder este valor. Como este m³ pode ser utilizado para produzir $p \times 1 = 2$ MWh agora, conclui-se que só vale a pena utilizar a hidrelétrica se as alternativas térmicas custarem mais de $28/2 = 14$ R\$/MWh. Em outras palavras, a energia hidrelétrica é, por um lado, mais “cara” que as térmicas 1 e 2, que custam respectivamente 8 e 12 R\$/MWh; e, por outro, mais “barata” que a térmica 3, que custa 15 R\$/MWh.

A ordem de acionamento dos geradores no despacho econômico hidrotérmico seria portanto (T_1, T_2, H_1, T_3), e a produção de energia resultante, como mostrado na Tabela 2-3:

Unidade	Custo (\$/MWh)	Ger. (MWh)
T_1	8	10
T_2	12	5
H_1	14	5
T_3	15	0
total		20

Tabela 2-3 – Despacho Ótimo – Sistema Hidrotérmico.

O preço spot do sistema, como sempre, reflete o custo da usina marginal, que no caso é a usina hidrelétrica. Portanto, o preço spot do sistema é o custo de oportunidade da hidrelétrica, 14 R\$/MWh. Este preço spot é usado de maneira idêntica ao apresentado no exemplo térmico para calcular a remuneração dos geradores e pagamentos da demanda no MAE:

$$RL_1 = (\pi_d - c_1)g_1 = (14 - 8)10 = 60$$

$$RL_2 = (14 - 10)5 = 20$$

$$RL_H = (14 - 0)5 = 70$$

$$RL_3 = (14 - 15)0 = 0$$

2.3 Cálculo da Função de Custo Futuro

Como visto, as decisões operativas de um sistema hidrotérmico se baseiam no equilíbrio entre o custo de oportunidade hoje e seu valor esperado futuro, representado pela FCF, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$. Esta função é calculada através de um procedimento recursivo chamado programação dinâmica estocástica dual (PDDE) [29,30], apresentado a seguir:

- a) para cada estágio t (tipicamente um mês) defina um conjunto de *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90%, etc. até 0%. A Figura 2-7 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial do primeiro estágio.

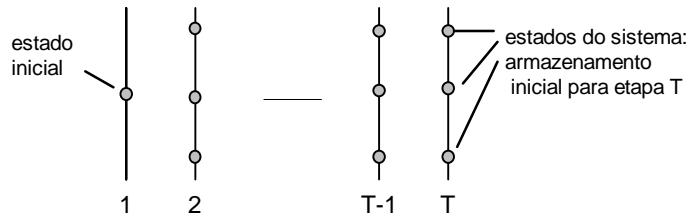


Figura 2-7 – Definição dos Estados do Sistema.

- b) iniciar no *último* estágio, T , e resolver o problema de despacho de um estágio supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos N cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na Figura 2-8.

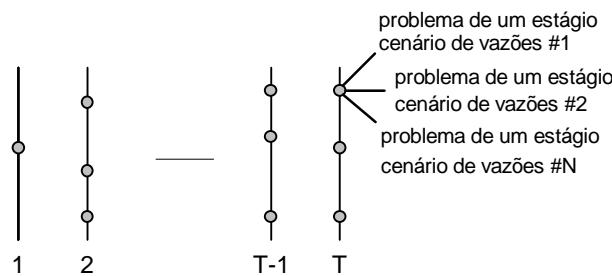


Figura 2-8 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos N subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio $T-1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Observe que a *tangente* da FCF em torno deste ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado na item 2.2.4, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). O procedimento está ilustrado na Figura 2-9.

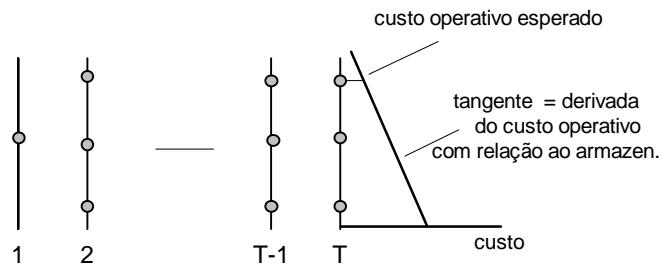


Figura 2-9 – Cálculo do primeiro segmento da FCF

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio T . O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF $\alpha_T(v_T)$ para o estágio $T-1$, como mostrado na Figura 2-10.

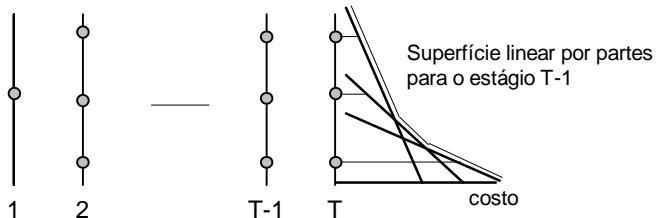


Figura 2-10 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1

- a) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios $T-1$, $T-2$ etc. como mostrado na Figura 2-11. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato no estágio $T-1$ mais o custo futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

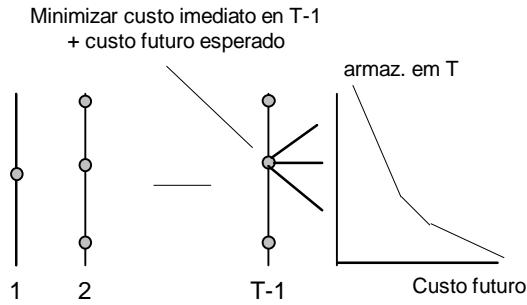


Figura 2-11 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$ para todos os estágios $t = 1, \dots, T$. Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas do sistema.

2.4 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

A predominância absoluta do parque gerador hidroelétrico, com a consequente volatilidade dos preços da energia e necessidade de forte cooperação entre empresas que, em princípio, deveriam estar competindo entre si (empresas distintas com reservatórios na mesma cascata), levaram ao estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [51]. Os objetivos deste mecanismo são mitigar o risco das usinas hidroelétricas contra períodos secos prolongados e administrar convenientemente o problema das usinas em cascata.

O MRE consiste essencialmente na atribuição a cada usina participante de um valor de referência, denominado Energia Assegurada, e na repartição da maior parte da produção do conjunto de usinas participantes entre as mesmas proporcionalmente às suas Energias Asseguradas. Desta forma, a energia alocada a cada usina participante do MRE para efeitos do MAE não é a sua produção física, e sim, uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao MRE, denominada de *crédito de energia*.

O ANEXO A: Mecanismo de Realocação de Energia – MRE discute em detalhes essas regras.

3 CONTRATOS DE SUPRIMENTO

Este capítulo discute a segunda parcela de renda de um gerador, que é a venda de contratos de suprimento.

3.1 Volatilidade dos preços spot

O conjunto de preços spot $\{\pi_{dts}\}$ apresenta flutuações, ou volatilidade, tanto ao longo do tempo, para um mesmo cenário s ; como ao longo dos cenários, para um mesmo estágio t .

Como exemplo de flutuações ao longo do tempo, a Figura 3-1 mostra o preço “spot” no sistema Sul-Sudeste brasileiro de janeiro de 1993 a agosto de 1997 (em US\$/MWh).

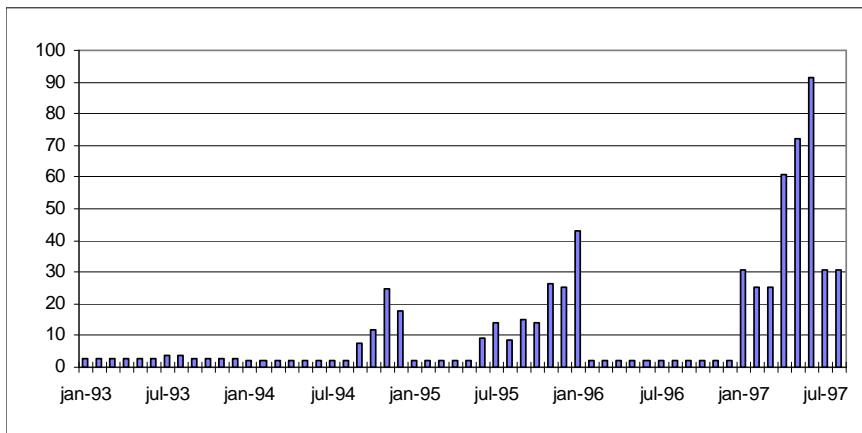


Figura 3-1 – Sistema Brasileiro – Custo marginal de curto prazo.

Vê-se na figura que o preço “spot” do sistema estava próximo de zero em 36 dos 56 meses observados. Também se pode notar que houve um período de quase dois anos (21 meses) onde os preços se mantiveram muito baixos.

Como exemplo de flutuações ao longo dos cenários, a Figura 3-2 mostra a distribuição de freqüência prevista do preço “spot” no sistema sul brasileiro calculadas por um modelo de despacho hidrotérmico (em R\$/MWh). Cinqüenta e

um dos 64 cenários hídricos mostram preços abaixo da média. Dentre estes, 26 cenários têm preço “spot” igual a zero. Por outro lado, há alguns cenários onde o preço “spot” ultrapassa os R\$300/MWh.

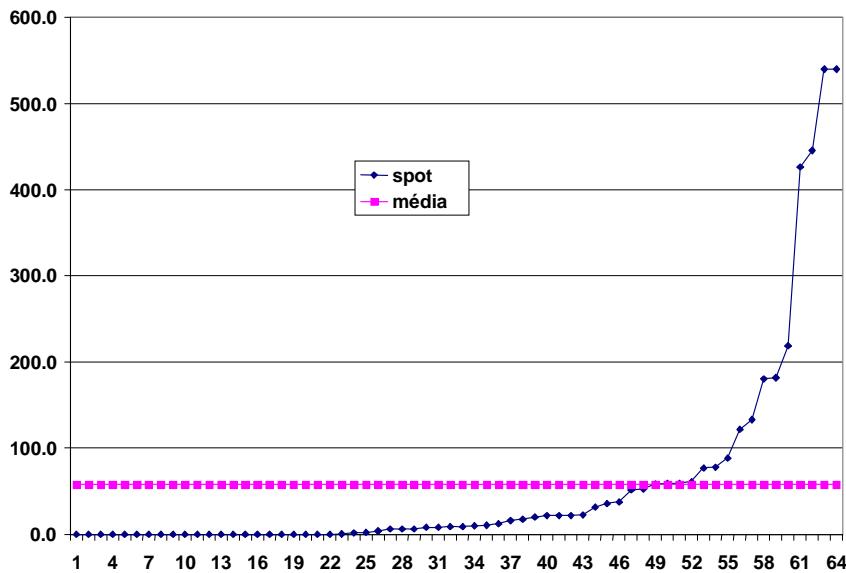


Figura 3-2 – Distribuição do Preço “spot” – Janeiro de 2002

A razão para a volatilidade é que os sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com freqüência. Como resultado, na maior parte do tempo formam-se excedentes temporários de energia (conhecidos como “energia secundária”), o que implica em um preço “spot” muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço “spot” pode subir abruptamente, chegando a alcançar o custo de racionamento do sistema.

Devido à capacidade de armazenamento do reservatório, estes períodos de baixo custo não apenas ocorrem com freqüência, mas podem estender-se por muito tempo, sendo intercalados por períodos de custo muito elevado em decorrência das secas.

3.1.1 Contratos Bilaterais

Os contratos de suprimento tem sido tradicionalmente utilizados como medida de redução da volatilidade da renda resultante da venda de energia no mercado de curto prazo.

Suponha, por exemplo, que um gerador vende hoje um contrato de 100 MWh a um preço de 35 R\$/MWh, com vencimento no estágio t. Nesta data, a produção do gerador é de 95 MWh, o consumo da demanda é 105 MWh e o preço “spot” do sistema é π_d \$/MWh. A renda líquida do gerador e o pagamento líquido da demanda são dados por:

$$R_g = \pi_d \times G + (35 - \pi_d) \times E_c \quad (3-1)$$

$$P_d = \pi_d \times D + (35 - \pi_d) \times E_c \quad (3-2)$$

As expressões acima contêm duas parcelas: na primeira, o gerador e demanda vendem (compram) sua produção G (consumo D) no “spot”, da maneira tradicional. Na segunda, o gerador e demanda recebem (pagam) o produto da diferença entre o preço contratado e o “spot” pela quantidade E_c contratada.

Suponha que o preço “spot” π_d seja baixo, por exemplo 10 R\$/MWh. Neste caso, a remuneração correspondente à primeira parcela da expressão (3-1) – venda da geração no spot – é reduzida. Por outro lado, a segunda parcela é positiva, isto é, o gerador recebe uma remuneração adicional à remuneração “spot”. Em outras palavras, o contrato protege o gerador contra preços “spot” reduzidos. Por sua vez, se o preço spot for alto (por exemplo, 50 R\$/MWh), a demanda tem gastos elevados de compra no “spot” (primeira parcela de (3-2)). Estes gastos são parcialmente compensados na segunda parcela, que tem valor negativo. Conclui-se portanto que o contrato protege a demanda contra preços “spot” altos.

A Figura 3-3 resume a situação, mostrando os rendimentos e pagamentos do gerador e demanda (em \$), para as quatro situações: com e sem contrato, preço spot alto e baixo.

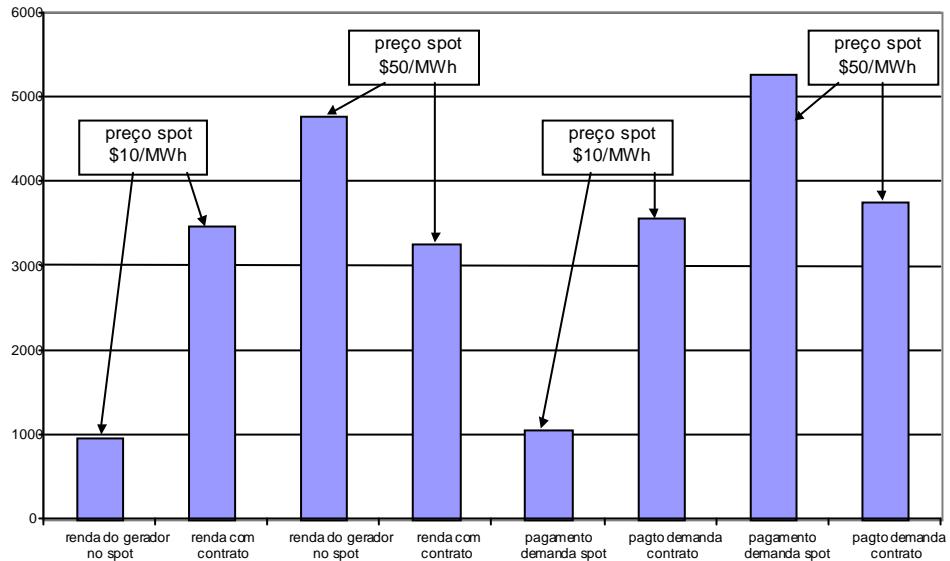


Figura 3-3 – Uso de Contratos para Redução de Volatilidade

3.2 Riscos de preço e quantidade

O contrato de suprimento, como visto, tem várias características atraentes. Entretanto, também oferece riscos para o gerador, que devem ser quantificados. Em particular, devem ser analisados os cenários onde a produção do gerador é inferior ao montante contratado (em linguagem do setor financeiro, quando o gerador está “short” em relação a seu contrato). Como visto, o gerador nestes casos paga um montante (R\$) dado pela diferença entre contrato e produção (MWh), multiplicada pelo preço spot (R\$/MWh). Se este preço spot for elevado, a perda financeira do gerador pode ser substancial. O recente racionamento de energia no Brasil ilustra bem este risco. Antes do racionamento, 100% da demanda estava contratada com os geradores. Quando houve o racionamento, a demanda se reduziu em 20%, mas os montantes de energia dos contratos não foram afetados (como visto anteriormente, os contratos são “hedges” puramente financeiros). Dado que a produção física de energia é necessariamente igual à demanda física, ocorreu uma diferença também de 20% entre contrato e produção, que deveria ser paga pelos geradores às distribuidoras. Entretanto, o preço spot na época do racionamento era cerca de cinco vezes maior do que o preço que os geradores recebiam pelos contratos; portanto, o montante (R\$) que os geradores deviam pagar correspondia a 20% (diferença de energia) x 5 (diferença de preço) = 100% da remuneração que recebiam pelos contratos.

Embora o racionamento tenha sido um evento excepcional, este tipo de risco existe nos contratos regulares. No caso das usinas térmicas, o maior risco é uma falha de longa duração do gerador coincidente com um período de preço “spot” elevado. Este risco é relativamente pequeno porque os eventos de falha e preço são estatisticamente independentes; portanto, a probabilidade da ocorrência simultânea de ambos é dada pelo produto das probabilidades individuais.

Entretanto, como visto em [24], a situação das hidrelétricas é diferente, pois há uma correlação **negativa** entre a geração de uma usina hidrelétrica e o preço spot, isto é, a produção tende a diminuir quando o preço spot aumenta, e vice-versa. Este fenômeno é ilustrado nas Figura 3-4 e Figura 3-5, que mostram a evolução do preço spot e nível de armazenamento nos sistema Sudeste ao longo de quatro anos.

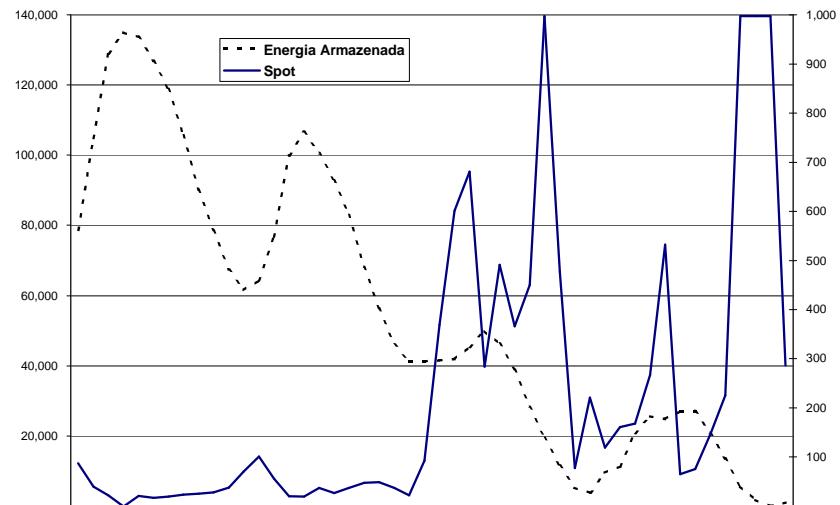


Figura 3-4 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (II) – situação seca

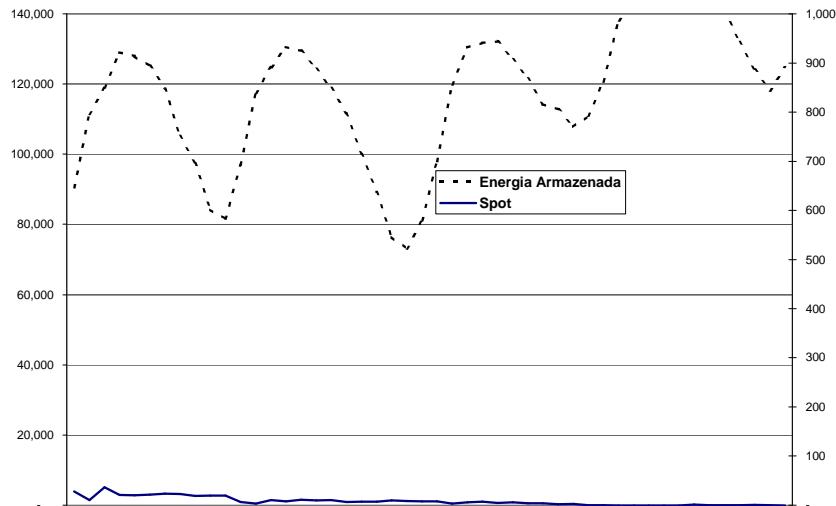


Figura 3-5 – Preços “spot” x Nível de Armazenamento (III) – situação úmida

Esta correção negativa se deve à grande participação hidrelétrica na geração de energia no Brasil, onde o preço spot é dado, em geral, pelo custo de oportunidade das hidrelétricas. Como visto em capítulos anteriores, este custo de oportunidade reflete a média ponderada dos custos de racionamento e despacho térmicos futuros, que por sua vez dependem dos níveis de armazenamento.

Conclui-se que o montante contratado pela hidrelétrica deve ser cuidadosamente calibrado. Se houver sub-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de baixas remunerações nos períodos de preços spot reduzidos; se houver sobre-contratação, a hidrelétrica estará exposta ao risco de compensações financeiras substanciais nos períodos de preço spot elevado.

4 PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS

No capítulo anterior, foi visto que um contrato de suprimento pode ser um instrumento efetivo na redução da volatilidade da remuneração dos geradores. Neste capítulo, discute-se a questão do preço “justo” de um contrato e, em particular, da relação entre o preço do contrato e os preços spot.

4.1 O Caso de um Produto armazenável não consumível

Suponha um contrato de suprimento de um dado produto assinado no estágio $t = 0$, para entrega em um período futuro T . O preço do contrato é F (R\$/unid.) e o preço “spot” em $t = 0$ é S (R\$/unid.)

Se o produto pode ser armazenado e não for consumível – por exemplo, ouro – a um custo de estoque por estágio c_t (\$/unid.), pode-se comprar uma unidade do produto no mercado “spot”, gastando S , estocá-lo e entregar a unidade no período T , recebendo o preço contratado F . Esse fluxo pode ser esquematizado na figura abaixo:

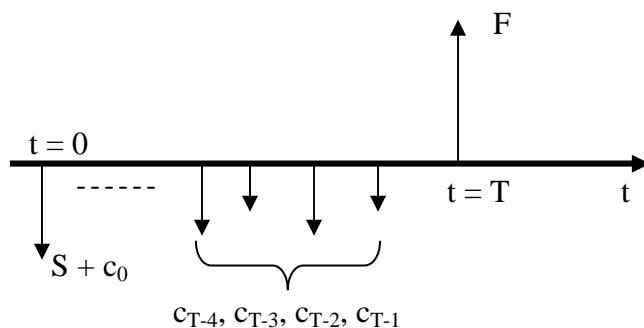


Figura 4-1 – Esquema para determinar o preço de um contrato.

O preço F do contrato deve fazer com que o valor presente deste fluxo seja zero:

$$S + \sum_{t=0}^{T-1} c_t a(t) - F a(T) = 0 \quad (4-1)$$

Onde $a(t)$ é o fator de desconto do período t para zero. Reordenando os termos da equação, chega-se a:

$$F = S/a(T) + \sum_{t=0}^{T-1} c_t a(t)/a(T) \quad (4-2)$$

Em outras palavras, o preço “justo” do contrato é essencialmente igual ao seu preço spot em $t=0$ (conhecido), mais o custo de financiamento de seu armazenamento até a data da entrega. Se alguém estivesse disposto a contratar por um preço maior do que este, os participantes do mercado poderiam fazer uma “arbitragem” sem nenhum risco, garantindo esta venda com um contrato, comprando o produto hoje ao preço *spot* mais o custo de armazenamento e receber a diferença. A possibilidade de arbitragem estabelece a relação entre o preço spot e o preço do contrato. Esta é a base de precificação de contratos nos mercados de commodities estocáveis [9].

Este item exemplificou de forma simplificada a idéia da precificação de um produto estocável não consumível. Para um produto estocável, porém consumível, como por exemplo: o petróleo, *commodities* agrícolas, etc. O estoque do produto proporciona ao comprador a proteção contra a volatilidade constante do preço e, sobretudo a garantia de disponibilidade do produto. Este valor pode ser expresso como uma taxa de retorno adicional devido à disponibilidade do produto em estoque. Esta taxa é conhecida como "convenience yield"[39].

4.2 Produto não armazenável

Muitos produtos de energia, no entanto (a eletricidade em particular) não podem ser prontamente armazenadas. Como resultado, os preços futuros podem divergir dos preços *spot* correntes. A comparação mais interessante para as "commodities" de energia se faz entre os preços futuros e o valor esperado dos preços *spot* para a mesma data de entrega. Esta é uma comparação mais difícil, porque as expectativas sobre o preço *spot* não são observáveis. Há, no entanto, vários métodos indiretos que nos permitem inferir seu status relativo. O método mais óbvio é analisar a relação existente entre os preços dos futuros e os preços

spot reais correspondentes na data da entrega. Se o preço futuro fosse igual ao preço *spot* esperado, esta proporção, ou índice, estaria próxima a um. De acordo com a referência [13], fez-se esta comparação para sete "commodities" de energia que tinham histórico de sete ou mais anos de preços de contratos de futuros. De todo modo, o índice médio entre os preços *spot* na entrega (estimado pelo preço de fechamento do contrato no último dia de negociação) e os preços futuros para o mesmo contrato, seis meses antes da entrega, foi consistentemente maior que um. Isto sugere que os preços futuros estão abaixo dos preços *spot* esperados para uma mesma data de entrega.

Esta conclusão não é intuitiva para aqueles que argumentam que os compradores de energia estariam dispostos a pagar um prêmio pela segurança de preço. Diante deste argumento, os preços futuros deveriam ser mais altos do que os preços *spot* esperados, pois fornecem uma garantia de preço. Esta hipótese pode ser verdadeira – pode ser que os compradores estejam mesmo dispostos a pagar um prêmio – mas a conclusão não vem naturalmente. Poderíamos contrapor o argumento de que os vendedores, que na maioria dos casos têm dívidas significativas a honrar, têm uma necessidade ainda maior de segurança de preço, algo que lhes proporcione um fluxo de caixa estável. Esta hipótese se baseia no fato de que os vendedores estariam dispostos a aceitar vender o futuro a um preço menor que o preço *spot* esperado para garantir este fluxo de caixa. Esta posição também pode ser verdadeira, mas não conclusiva. O que os compradores podem estar dispostos a pagar e o que os vendedores podem estar dispostos a aceitar não determina o preço futuro. Estas preferências meramente marcam fronteiras dentro de uma faixa aceitável de preços futuros.

4.3 Relação entre Preço Futuro e Preço Spot – Mercados Líquidos

Em mercados líquidos de ativos, o equilíbrio entre preços futuros e preços *spot* esperados é estabelecido (ou pelo menos é altamente influenciado), não por compradores e vendedores, mas por outros investidores que buscam lucrar no desequilíbrio entre estas duas vertentes de preços. Se uma posição de venda no *spot* aumenta o risco total de uma carteira bem diversificada, de acordo com a teoria de CAPM (Capital Asset Pricing Model) [9] os intermediários irão exigir um retorno extra sobre estas posições, rebaixando, portanto, os preços futuros que

ficarão abaixo do preço spot esperado. Neste tipo de análise procura-se determinar a correlação entre os retornos associados uma posição vendida no spot de eletricidade e os associados a algum índice de mercado (S&P 500, Down Jones, Bovespa, etc.) (o chamado “ β ” do ativo – ver [9]).

Esta argumentação é válida tanto do lado do gerador como da distribuidora. Por exemplo, se as receitas no spot de um gerador são positivamente correlacionadas com o índice de mercado ($\beta^G \geq 0$) então as receitas (negativas) de uma distribuidora relacionadas a compras no spot são negativamente correlacionadas com o índice de mercado ($\beta^D \leq 0$). De acordo com a teoria de CAPM os intermediários irão aceitar um retorno abaixo da taxa livre de risco para estas posições porque esta posição diminuiria o risco de uma carteira bem diversificada. Com isto a distribuidora poderá vender antecipadamente esta “receita” por um valor superior ao seu valor esperado, descontado da taxa livre de risco. Trocando sinais, a distribuidora poderá comprar antecipadamente energia (compra futura) a um preço inferior ao valor esperado do spot, descontado da taxa livre de risco.

Em outro tipo de abordagem, Bessembinder e Lemmon [16] concluíram através de um modelo simples de comportamento dos produtores e distribuidores que no equilíbrio a variância e o grau de assimetria da distribuição dos preços spot são os fatores mais importantes na determinação da relação entre estes preços e os preços futuro de eletricidade. O modelo foi testado de forma preliminar, dada a precariedade dos dados, com séries históricas de preços spot e de contratos futuros em quatro pontos de entrega nos Estados Unidos – Palo Verde, fronteira entre os estados da California e Oregon (COB), Cinergy e Entergy. As variâncias dos preços spot em Palo Verde e COB são significativamente maiores que em Cinergy e Entergy. Por outro lado os graus de assimetria da distribuição dos preços spot em Cinergy e Entergy são significativamente maiores que em Palo Verde e COB. Como resultado, os preços futuros em Palo Verde e COB são significativamente menores que o valor esperado no spot, enquanto que em Cinergy e Entergy ocorre o contrário.

5 FUNÇÕES DE UTILIDADE

5.1 Introdução: equilíbrio entre risco e ganho

Riscos estão normalmente associados a possíveis perdas financeiras ou a possibilidade de não se atingir um nível de remuneração compatível com o investimento [8]. A eliminação total de riscos pode ser economicamente inviável ou mesmo impossível. Por outro lado, situações de risco podem oferecer grandes oportunidades de ganho. Na área financeira decisões referentes à alocação de recursos são encaradas em um contexto de risco-retorno, ou seja, decisões que envolvem um maior nível de risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos.

Não existe um modo universalmente aceito de representar o equilíbrio entre ganho e risco [47]. Existem diversas abordagens de avaliação de risco universalmente utilizadas, como:

- a) Variância dos retornos: a base da teoria moderna de gerenciamento de portfolios, que tem Harry Markowitz [17] como um dos seus fundadores, é que os investidores podem reduzir seus riscos através da diversificação ou balanceamento de carteiras. Como medida de risco Markowitz adotou no seu trabalho original o desvio padrão dos retornos e seu modelo busca construir uma “fronteira eficiente”, que indica o “portfolio” de máximo retorno para cada nível de risco, ou o de mínimo risco para cada valor de retorno;
- b) “Downside risk” [60]: uma importante limitação da medida desvio padrão dos retornos é a igual penalização de flutuações negativas e positivas em torno do valor esperado, o que pode conduzir a uma distorção quando a distribuição dos retornos é assimétrica. O “downside risk” penaliza somente os retornos inferiores a um determinado valor (retorno de referência) especificado pelo investidor. Este tipo de abordagem é bastante interessante, pois com ela o

investidor se neutraliza contra baixos retornos sem abrir mão de possíveis ganhos elevados.

- c) Arrependimento [27]: o “arrependimento” é relativo a cada combinação de decisão e cenário. É a diferença entre o custo real (sob incerteza) e o custo incorrido se houvesse conhecimento prévio de que determinado cenário ocorreria (conhecido como custo de referência). O critério de arrependimento *minimax*, que serve para minimizar o arrependimento máximo relativo a cada cenário [27], tem sido utilizado com métrica de risco (sobretudo para problemas de expansão da geração sob incerteza). Sua desvantagem é preparar de maneira “conservadora” o portfólio para perdas muito severas mas de baixa probabilidade, conforme observado em [20].
- d) “Value at risk” [38][40]: Na abordagem VaR, tentamos quantificar o risco analisando a máxima perda ou *pior* ocorrência a um dado nível de probabilidade .

Como os critérios (c) e (d) se concentram nos cenários “ruins”, não levam em conta as receitas dos $x\%$ cenários restantes (onde $x\%$ é a confiabilidade desejada).

Uma abordagem alternativa é o uso de funções de utilidade (FU) [9], que levam em consideração toda a gama de cenários simulados, “traduzindo” receitas financeiras em “unidades de utilidade”. Teoricamente, nesta unidade, os valores são “graus de satisfação”, que já expressão o perfil de risco do agente tomador de decisão, traduzindo assim toda a sua preferência entre variações positivas e negativas para cada ponto da renda. Desta forma, a decisão neste espaço de utilidades é neutra em relação ao risco. Isto permite que diferentes portfólios (por exemplo, alternativas de contratação, que tenham diferentes distribuições de probabilidade de remuneração líquida) possam ser comparadas em termos de uma única métrica de risco, o valor esperado da utilidade da renda.

Esta é a abordagem utilizada nesta tese e será discutida a seguir.

5.2 Funções de Utilidade (FU)

O princípio da “utilidade esperada”, estabelecido por John von Neuman e Oskar Morgenstern em [59], permite valorar a distribuição de probabilidade dos possíveis resultados de uma decisão e, portanto, estabelecer a **preferência** entre as decisões associadas a estas distribuições de probabilidade de resultados.

Como mencionado anteriormente, a função de utilidade (FU) leva em consideração toda a gama de cenários, “traduzindo” receitas financeiras em “unidades de utilidade”. O objetivo passa a ser maximizar a **utilidade esperada**, onde a função utilidade do agente passa a descrever sua atitude frente ao risco (seu “perfil de risco”), que pode ser de aversão, neutralidade ou propensão a risco.

Por exemplo, um investidor avesso a risco apresentaria uma FU côncava, como se vê na Figura 5-1a. Neste caso, a perda devida a um “mau” resultado não é “compensada” pelo ganho advindo de um “bom” resultado de mesma magnitude. Já um investidor indiferente a riscos apresentaria uma FU linear, como na Figura 5-1b. Isto significa que um aumento de receita tem o mesmo impacto que uma redução. Finalmente, um investidor que arrisca (propenso a risco) teria uma função de utilidade convexa, conforme se vê na Figura 5-1c.

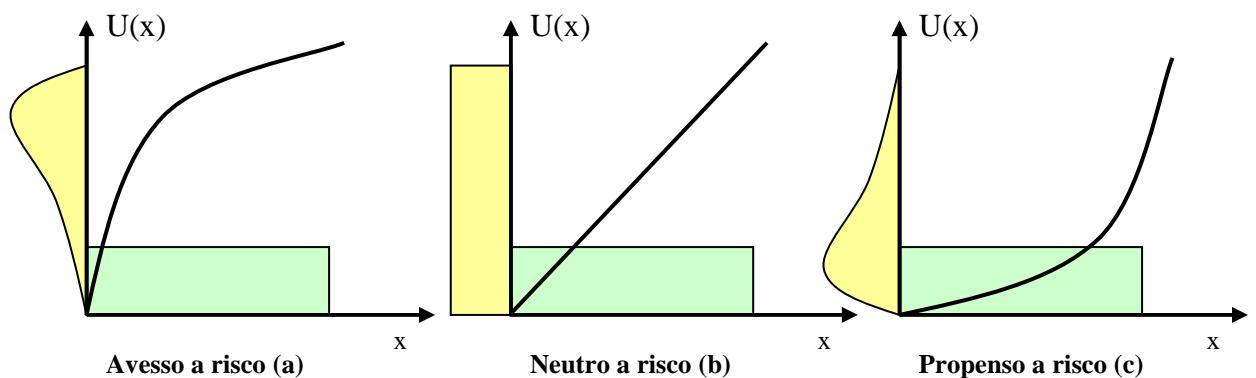


Figura 5-1 – Tipos de Função de Utilidade

Na seqüência abaixo (Figura 5-2, Figura 5-3 e Figura 5-4) são ilustrados os conceitos de aversão, neutralidade e propensão a risco apresentados para três indivíduos (indivíduos “k”, “y” e “z” – respectivamente avessos, neutro e propenso a risco) cujas funções utilidades são as mesmas da figura anterior:

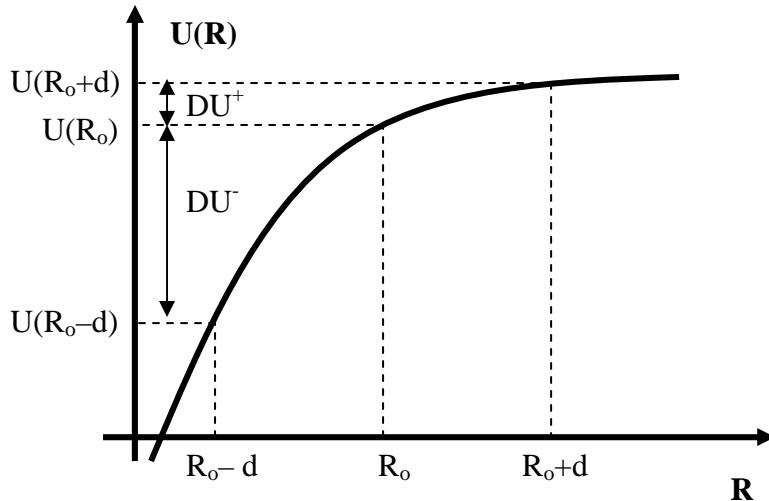


Figura 5-2 – Características do perfil de aversão a risco.

A principal característica do agente “k” (avesso a risco ou dito “conservador”) é que este é muito mais sensível a perdas do que a lucros. Por exemplo, para uma mesma variação de $+d$ em torno do ponto R_o (representando um aumento da renda) o “ganho” da utilidade do indivíduo é menor, em módulo, que o decréscimo de utilidade resultante da mesma variação negativa $(-d)$ em torno de R_o , ou seja, $DU^+ \leq DU^-$. Matematicamente isso pode ser explicado através da definição de função côncava, a qual a segunda derivada é negativa, ou seja, decresce a primeira derivada ao longo do domínio da função. Assim, à medida que se avance no sentido positivo de R , o benefício marginal da utilidade (primeira derivada) é decrescida de forma monótona.

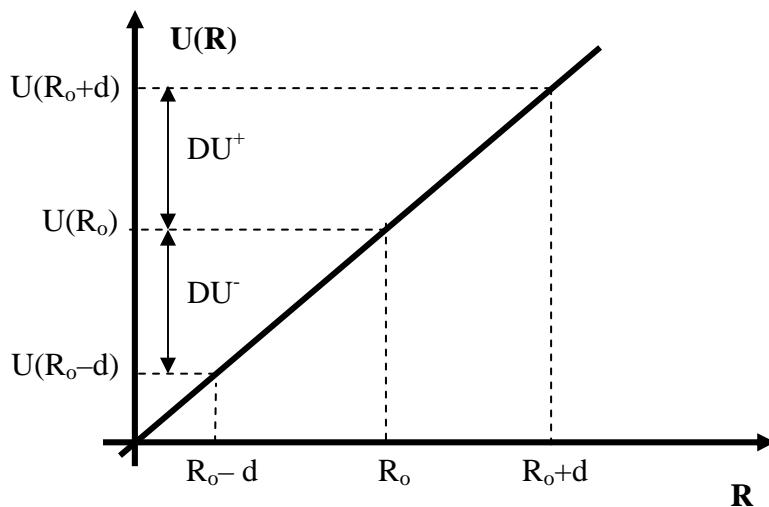


Figura 5-3 – Características do perfil de neutralidade a risco.

Para o perfil do agente “y” (neutro a risco), como a utilidade apresenta primeira derivada constante ao longo de todo o domínio, variações positivas e negativas de mesmo módulo, em torno de um mesmo ponto, proporcionam variações idênticas (em módulo) de utilidade, ou seja, $DU^+ = DU^-$.

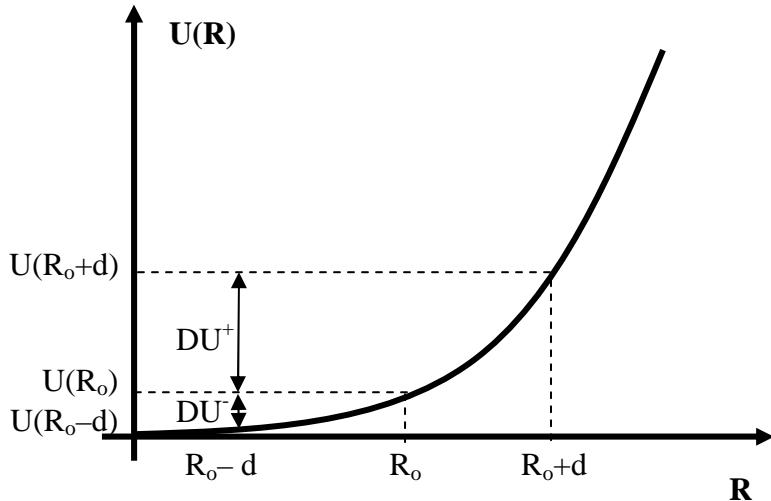


Figura 5-4 – Características do perfil de propensão ao risco.

No perfil do agente “z” (propenso ao risco), ocorre o oposto do caso de aversão. O agente dá muito mais “valor” a variações positivas do que às variações negativas de mesma magnitude, em torno de um mesmo ponto. Por isso a utilidade deste tipo de perfil é convexa, ou seja, a primeira derivada aumenta à medida que a renda cresce.

5.3 O Equivalente a Certeza

Seja R a variável aleatória que representa a receita da usina (em \$); seja $U(R)$ a função de utilidade associada (em unidades de utilidade). Então, se calcularmos o valor esperado da utilidade da renda e por fim aplicarmos a inversa da utilidade a esse montante, com a finalidade de trazê-lo para o domínio das receitas novamente, este último valor, conhecido como “equivalente a certeza”, pode ser interpretado como o “valor monetário” do ativo. Em outras palavras, o proprietário da usina seria indiferente (isto é, teria a mesma utilidade esperada)

entre receber um pagamento fixo de $\$U^{-1}\{E[U(R)]\}$ ou receber as receitas estocásticas da venda de energia. Pode-se ver este procedimento sendo aplicado na figura abaixo, à receita estocástica de um gerador vendendo sua geração G_t no mercado de curto prazo, ao preço spot π_t .

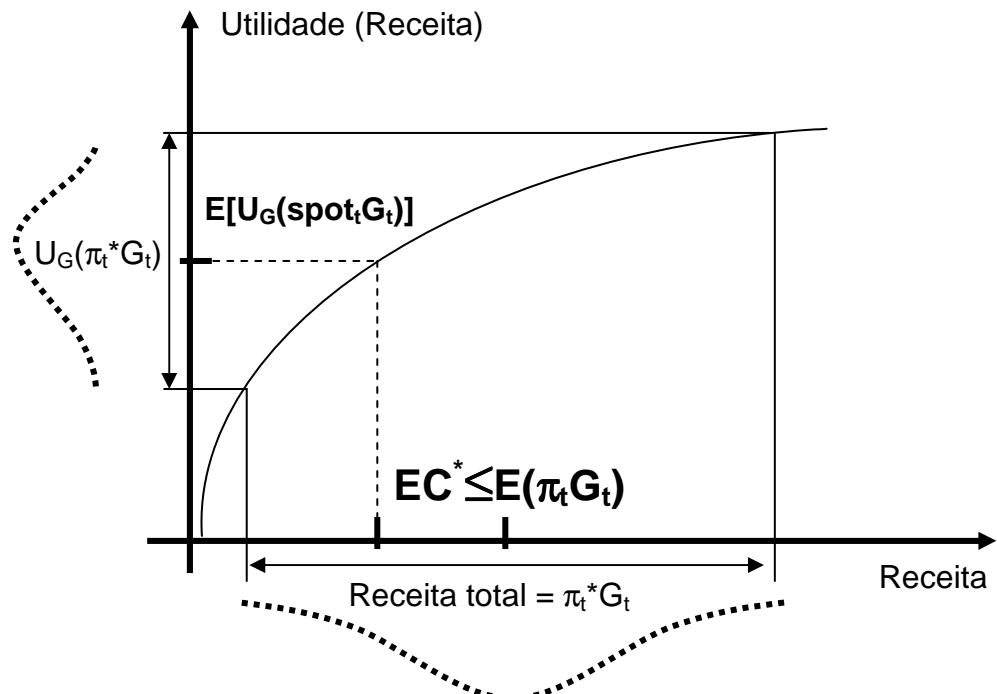


Figura 5-5 – Calculo do Equivalente a Certeza (gerador avesso a risco)

Por exemplo, se o investidor é indiferente a risco, sua função utilidade é linear e então $EU = E[U(R)] = U[E(R)]$ ou $U^{-1}(EU) = E(R)$. Neste caso o equivalente a certeza é igual ao valor esperado das receitas. Se o investidor é averso a risco, sua função utilidade é côncava e pela desigualdade de Jansen [9], $EU = E[U(R)] \leq U[E(R)]$ ou $U^{-1}(EU) \leq E(R)$. Neste caso o equivalente a certeza é inferior ao valor esperado das receitas. Se o investidor é propenso a risco, sua função utilidade é convexa e pela desigualdade de Jansen [9], $EU = E[U(R)] \geq U[E(R)]$ ou $U^{-1}(EU) \geq E(R)$. Neste caso o equivalente a certeza é superior ao valor esperado das receitas.

5.3.1 Exemplo

A Figura 5-6 mostra uma possível função de utilidade (linear por partes, que será apresentada no final deste capítulo) que possui dois segmentos separados pelo ponto P , dado por uma renda de \$ 30.

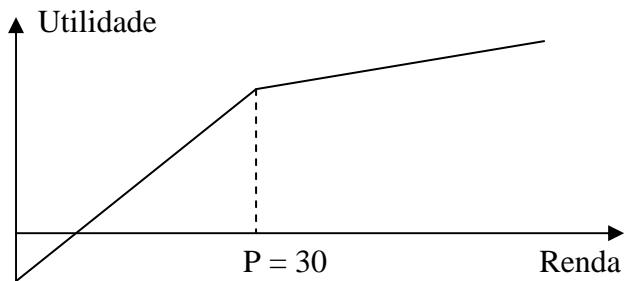


Figura 5-6 – Possível Função Utilidade

Vamos supor que existam quatro cenários para renda com igual probabilidade: $R_1 = \$ 0$, $R_2 = \$ 25$, $R_3 = \$ 30$, $R_4 = \$ 45$. Então, o valor esperado da renda é:

$$E(R) = 0.25 * (0) + 0.25 * (25) + 0.25 * (30) + 0.25 * (45) = \$ 25$$

e da função utilidade:

$$E[U(R)] = 0.25 * (-10) + 0.25 * (22.5) + 0.25 * (30) + 0.25 * (45) = 20.6$$

O equivalente à certeza deste fluxo de renda é igual a $U^{-1}(20.6) = \$ 23.7$ o que corresponde a um desconto de 5 % com relação ao valor esperado da renda.

5.4 O coeficiente de aversão a risco (CAR)

O coeficiente de aversão a risco, ou grau de aversão a risco, tem por objetivo caracterizar o comportamento frente ao risco, que o agente expressa para cada ponto do espaço das possíveis realizações da variável aleatória. Esse comportamento é modificado à medida que a concavidade da função utilidade varia em seu domínio.

Assim, seja uma v.a. x e uma função utilidade $U(\cdot)$, então o CAR pode ser definido por:

$$CAR_U(x) = -U''(x)/U'(x) \quad (5-1)$$

Onde

$U'(x)$ Primeira derivada de $U(x)$ com relação a x .

$U''(x)$ Segunda derivada de $U(x)$ com relação a x .

A primeira derivada aparece no denominador para padronizar o CAR de utilidades equivalentes, ou seja, se $U(x)$ e $V(x)$ são equivalentes, ou seja, $V(x) = aU(x) + b$, para $a > 0$ e $b \geq 0$ terão o mesmo $CAR(x)$.

5.5 Função Utilidade Quadrática

Este tipo de função é bastante utilizada por proporcionar um resultado analítico, que é o critério média-variância. A função de utilidade quadrática pode ser definida como um polinômio de segundo grau conforme a equação abaixo:

$$U(x) = ax - \frac{1}{2}bx^2 \quad \text{para } a > 0 \text{ e } b \geq 0 \quad (5-2)$$

Esta função é significativa apenas para o domínio de $x \leq a/b$, onde ela é crescente. Outra observação importante é que para $b > 0$, esta função é estritamente côncava, caracterizando um perfil de aversão a risco.

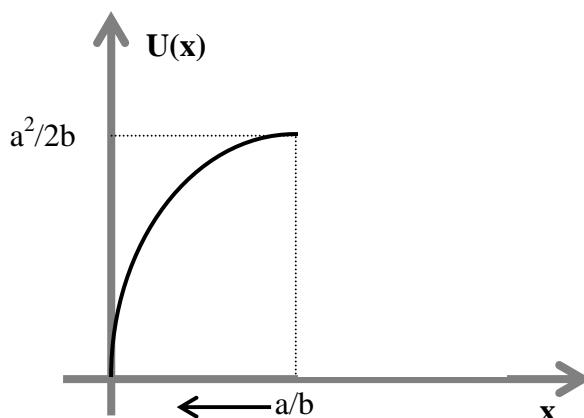


Figura 5-7 – Função de utilidade quadrática

Para demonstrar como a utilidade quadrática reflete o critério de média-variância através de seu valor esperado, vamos assumir que x seja uma v.a.

limitada superiormente por a/b , ou seja, $\text{Prob}(x \leq a/b) = 1$. Então o valor esperado da utilidade de x pode ser expresso por:

$$E[U(x)] = aE(x) - \frac{1}{2}bE(x^2) \quad (5-3)$$

$$E[U(x)] = aE(x) - \frac{1}{2}bE(x)^2 - \frac{1}{2}b\text{Var}(x) \quad (5-4)$$

A expressão acima, que só depende da média de x e de sua variância, nos mostra que, se b e a forem maiores que zero e de $x \leq a/b$, o valor esperado da utilidade de x cresce à medida que o valor esperado de x cresce, e em contrapartida, decresce conforme a variância de x aumenta. Essa propriedade é bastante intuitiva e promove uma expressão analítica que simplifica muito o desenvolvimento de diversos problemas.

$$\text{CAR}_U(x) = -U''(x)/U'(x) \quad (5-5)$$

$$\text{CAR}_U(x) = b/(a-bx) \quad (5-6)$$

Porém, essa forma quadrática apresenta uma “inconsistência” de comportamento, pois como pode ser visto na expressão (5-6), o grau de aversão a risco, expresso pelo coeficiente de aversão a risco, CAR, aumenta à medida que x cresce, o que não é muito intuitivo. Esse fato nos motiva a explorar outras formas de utilidade.

5.6 Função Utilidade Exponencial (EXP)

A função de utilidade exponencial consiste em uma exponencial amortecida negativa. Esta não apresenta o inconveniente de domínio restrito e pode ser encontrada, à medida que se imponha um comportamento onde o CAR seja constante, ou seja, o grau de aversão a risco não se altere ao longo da renda. Dessa maneira, pode-se encontrar a expressão de $U(x)$ através da resolução da equação diferencial a seguir.

$$\text{CAR}_U(x) = U''(x)/U'(x) = -a \quad (5-7)$$

Que resulta em:

$$U(x) = -e^{-ax} \quad (5-8)$$

Outra vantagem desta forma pode ser visto no caso em que a distribuição de probabilidade da variável avaliada é normal. Essa apresenta uma propriedade similar à da função quadrática, onde o valor esperado da utilidade proporciona uma expressão analítica em função dos parâmetros da v.a. (média e variância). Na figura a seguir, pode-se visualizar a forma que esta função adquire.

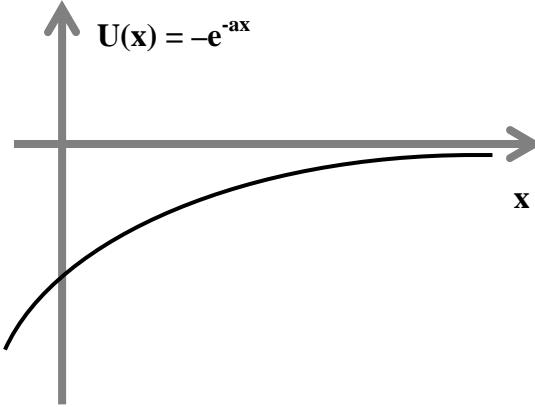


Figura 5-8 – Função de utilidade exponencial negativa

Se x for uma v.a. normal com média μ e variância σ^2 , então o valor esperado da utilidade de x pode ser escrito como:

$$E[U(x)] = - \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{e^{-ax}}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2}(\frac{x-\mu}{\sigma})^2} dx \quad (5-9)$$

$$E[U(x)] = - \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x^2 - (2a\sigma^2 - 2\mu)x + \mu^2)} dx \quad (5-10)$$

Ao completarmos o quadrado do expoente do integrando, em busca da forma padrão de uma distribuição normal, encontra-se a seguinte expressão:

$$E[U(x)] = - \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{e^{-a\left(\frac{\mu - \frac{a}{2}\sigma^2}{2\sigma^2}\right)}}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}[x - (2a\sigma^2 - 2\mu)]^2} dx \quad (5-11)$$

Como o integrando da expressão acima, a menos de uma exponencial constante com relação à variável de integração, é a distribuição de uma v.a. normal, a expressão (5-11) pode ser reescrita como:

$$E[U(x)] = -e^{-a(\mu - \frac{a}{2}\sigma^2)}, \text{ que só depende da média e variância de } x. \quad (5-12)$$

Nesta expressão final, nota-se que:

- (i) à medida que a média aumenta o valor esperado da utilidade cresce.
- (ii) conforme a variância aumenta, o mesmo valor esperado decresce.

Esse resultado, porém, não pode ser generalizado para qualquer distribuição que a v.a. x assuma, como no caso da quadrática.

5.7 Função Utilidade Logarítmica (LN)

A função de utilidade LN pode ser obtida através da imposição de um perfil de aversão a risco, onde o CAR “decaia” com a renda (x), segundo uma hipérbole. Esta hipótese é razoável, visto que se a renda de uma agente aumenta, espera-se que este seja menos avesso ao risco. Assim, se fizermos:

$$CAR_U(x) = (x+a)^{-1} \quad (5-13)$$

Onde o parâmetro a controla a translação da função, de forma que se permita modificar o CAR da maneira que expresse o perfil de cada agente.

Então,

$$U''(x)/U'(x) = -1/(x+a) \quad (5-14)$$

que resulta na função:

$$U(x) = \ln(x+a) \quad (5-15)$$

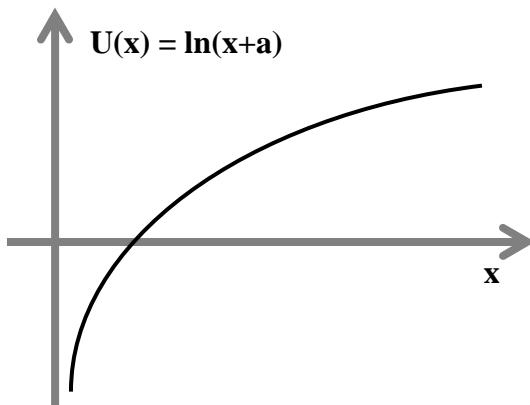


Figura 5-9 – Função de utilidade logarítmica

5.8 Função Utilidade Linear por Partes (FULP)

A função de utilidade, como visto nos itens anteriores, visa caracterizar o perfil de risco de um agente, atribuindo assim um grau de “satisfação” a cada possível resultado que se esteja analisando. Foi visto também, que para expressar um perfil de aversão a risco, é necessário que esta função seja côncava, por tanto não linear. Desta forma, podemos definir uma função de utilidade linear por partes (FULP), que pode se aproximar de qualquer outra função côncava, o quanto se queira, traçando retas tangentes a esta curva. Assim, esta função pode ser expressa através de um problema de programação linear estocástico (PLE) de maximização, para o caso de um agente avesso a risco (função côncava) e um PLE de minimização para um agente propenso ao risco (função de utilidade convexa). Assim sendo, para o caso de aversão a risco, a FULP pode ser expressa por:

$$U(x) = \text{Max } \delta$$

(5-16)

Sujeito a:

$$\delta \leq a_k x + b_k \quad k = 1, \dots, K \quad (1)$$

Onde

K Número de segmentos lineares

a_k Coeficiente angular k -ésimo segmento.

b_k Coeficiente linear do k -ésimo segmento.

δ Variável que é sempre menor que todos os segmentos.

Como $U(\cdot)$ é crescente, $a_k \geq 0$, $k = 1, \dots, K$

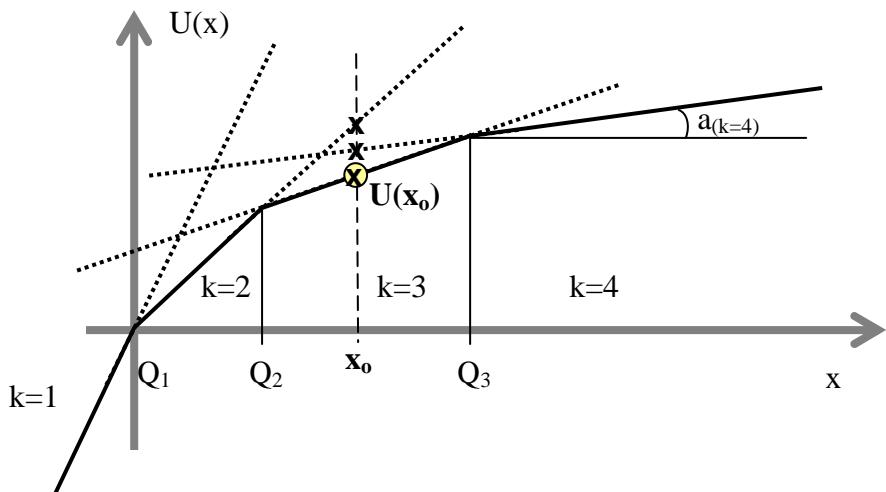


Figura 5-10 – Função de utilidade linear por partes com 4 segmentos.

A figura acima ilustra uma FULP com quatro segmentos, onde cada ponto Q_k representa uma “quebra”, ou seja, uma mudança de inclinação e, portanto, uma mudança na taxa de crescimento de “satisfação” com a renda do agente. Pode-se notar que o PLE, que define esta curva, seleciona para um dado ponto x_0 o segmento que proporciona o menor valor no contradomínio. A figura anterior ilustra este fato, para um caso onde o ponto está localizado no terceiro segmento.

Esse tipo de função apresenta a propriedade do agente ser localmente neutro ao risco, porém, globalmente avesso. A grande vantagem desta forma é que se pode escolher os pontos de “quebra” onde os coeficientes angulares mudarão, utilizando como base parâmetros financeiros da empresa. Em outras palavras, o agente tem a “liberdade” de selecionar a taxa de crescimento da sua “satisfação” (utilidade) para alguns intervalos conhecidos de sua renda, e assim não ficar “preso” a uma só forma, definida por um único parâmetro. Outro aspecto importante para este tipo de função é que o CAR “convencional” não pode ser definido, pois existem pontos onde a função é não diferenciável e na verdade, o grau de aversão a risco da FULP se dá na mudança de coeficiente angular, assim pode-se definir o coeficiente de aversão a risco por partes (CARP) onde o que se expressa não é a aversão a risco local, mas entre segmentos.

$$\text{CARP}_k = - (a_k - a_{k-1})/a_{k-1} \quad (5-17)$$

Este coeficiente, através da razão entre a diferença das primeiras derivadas de dois segmentos adjacentes e a derivada do primeiro deles, expressa uma

medida da taxa de variação da primeira derivada, que é a própria definição de segunda derivada, no caso de variações infinitesimais.

Assim, com base neste resultado, pode-se especificar a função utilidade através de um perfil de risco desejado, por exemplo, encontrando os coeficientes a_k que satisfaçam um conjunto de $CARP_{k=2,\dots,K}$, segundo a expressão abaixo.

$$a_k = (1 - CARP_k)a_{k-1} \quad (5-18)$$

Essa será a forma de função de utilidade adotada neste trabalho, onde a maior parte da metodologia será baseada em programação linear.

5.8.1 Construção da Função Utilidade

Um aspecto interessante consiste em “como” construir uma função utilidade de um agente. Uma abordagem é construí-la a partir do coeficiente de aversão a risco do mesmo.

Assim sendo, podemos exemplificar a construção de uma FULP onde desejamos impor um comportamento parecido com o de um agente que utiliza uma FU exponencial, com perfil de risco se mantendo constante ao longo do domínio da recita (CAR constante), porém introduzindo uma maior aversão a risco para rendas muito baixas (por exemplo, receitas que não permitam a sobrevivência da empresa) e uma aversão a risco menor para rendas muito altas (por exemplo, rendas acima das expectativas da empresa).

CAR - Coeficiente de Aversão a Risco Linear por partes

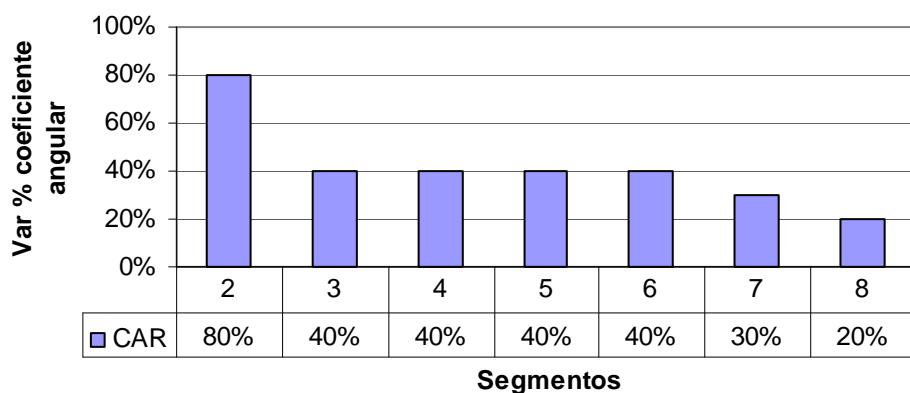


Figura 5-11 – CARP para 8 segmentos (intervalos) de renda líquida

Assim, iniciando a seqüência de oito (por exemplo) coeficientes angulares com o valor de 100, pode-se definir os demais coeficientes, $a_{k=2,\dots,8}$ através da expressão recursiva (5-18). De posse desses segmentos e dos pontos de separação entre os segmentos de renda líquida, define-se a FULP, que pode ser vista na Figura 5-12 abaixo.

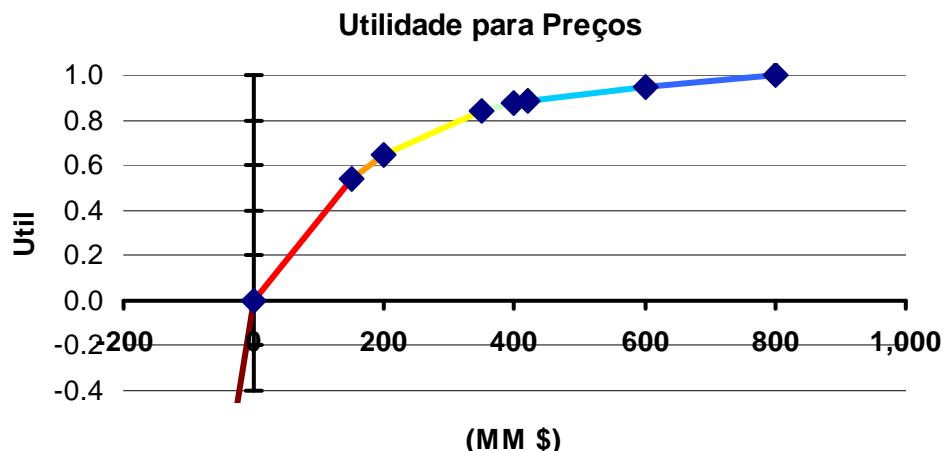


Figura 5-12 – FULP com 8 segmentos (intervalos) de renda líquida

Uma interpretação interessante que pode ser dada à função utilidade é: uma função cuja derivada traduza o benefício marginal da renda em função da taxa de juros que uma instituição financeira cobraria por emprestar dinheiro à empresa ou remuneraria os seus investimentos, ou seja, os coeficientes angulares da FULP podem ser associados aos benefícios marginais em taxa de juros com o acréscimo da renda. Assim, a empresa deve definir pontos de sua receita, onde por exemplo:

- R_1 Renda a partir da qual a empresa “não sobrevive” um ano.
- R_2 Renda a partir da qual a empresa obtém seu “*break-even*” anual.
- R_3 Renda anual projetada.

Os coeficientes angulares (derivadas em cada segmento) podem ser especificados da seguinte forma:

- a₁ Taxa de juros cobrada por empréstimo a uma empresa que oferece um alto risco (16% a.a. por exemplo).
- a₂ Taxa de cobrada por um empréstimo a uma empresa que oferece um risco médio (por exemplo 12% a.a.).
- a₃ Taxa de cobrada por uma empresa que não oferece pouco risco, (por exemplo 10% a.a.)

Esses pontos devem ser definidos pela empresa segundo a sua percepção do mercado e de distinção de taxas que serão cobradas ou obtidas em investimentos. Com eles, a função utilidade é então construída (pontos de receita R_i são conhecidos e inclinações a_i - taxas de juros – são determinadas pela empresa).

A referência [57] discute outros métodos para determinar a função utilidade de um agente.

O capítulo 7 apresenta o tema central do trabalho, que é a definição da curva de disposição a contratar – CDC – que tem como base a aplicação de um modelo de otimização que fornece através do perfil de risco de um agente gerador, traduzido pela sua FU, o montante a contratar E_c em função do preço ofertado, P . Como será visto, o objetivo do modelo estocástico é a maximização da utilidade esperada da empresa.

O capítulo a seguir apresenta a visão geral da metodologia adotada neste trabalho para o cálculo das CDCs.

6 MODELOS COMPUTACIONAIS E VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

O processo de decisão a ser analisado nesta tese requer um processo metodológico e um conjunto de ferramentas analíticas que possibilite obter os principais “inputs” para a obtenção da CDC (a ser discutida no próximo capítulo), tais como os cenários de preços de curto prazo, cenários de geração (ou energia alocada) das usinas do portfólio em análise, etc.

O objetivo deste capítulo é apresentar uma visão geral da metodologia e procedimentos adotados para possibilitar o cálculo da CDC.

6.1 Metodologia

Como ilustração, a Figura a seguir mostra o fluxo de informações e os modelos computacionais utilizados nesta dissertação.

Cada etapa do processo anterior é descrita abaixo:

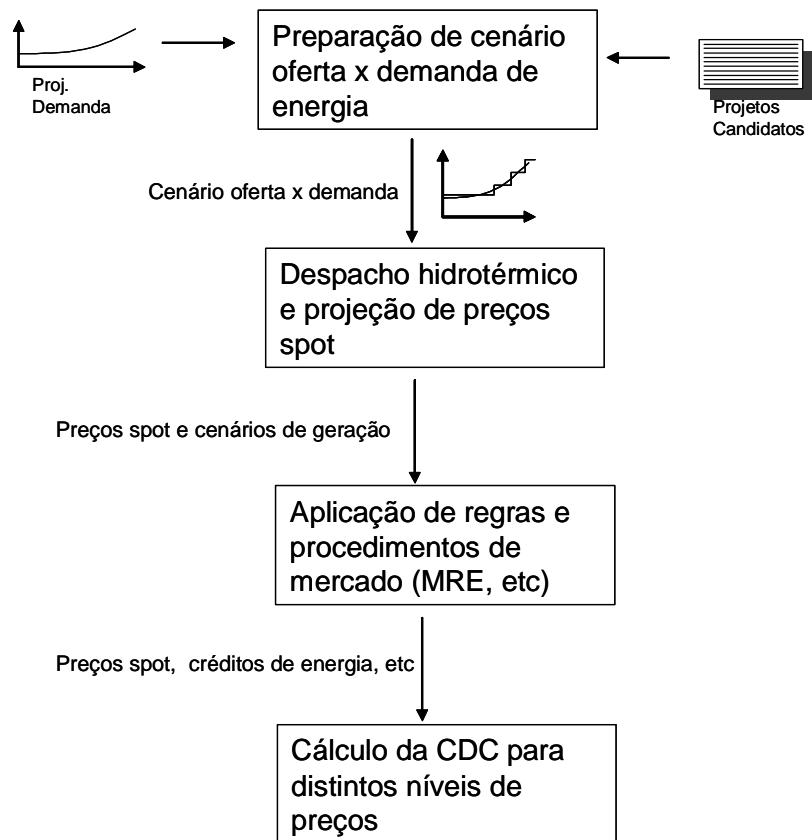


Figura 6-1 – Cadeia de modelos utilizada na construção da CDC

a) Construção de um cenário de oferta e demanda – nesta etapa é preparado um cenário de crescimento mensal da demanda para cada submercado a partir de hipóteses de crescimento do PIB. A seguir, é ajustado um plano de expansão a este cenário, levando em conta a competitividade das opções de geração disponíveis (usinas, hidrelétricas, térmicas a gás, carvão e outras, e interconexões internacionais), os limites de transmissão e as características do mercado brasileiro.

b) Modelo computacional para projeção de preços spot e geração: para os estudos de caso desta tese, utilizou-se o modelo de despacho hidrotérmico SDDP, de propriedade da PSR Consultoria³. A partir de um cenário de oferta e demanda de energia elétrica, o modelo calcula as funções de custo futuro do sistema hidrotérmico, levando em consideração as restrições do sistema hidrotérmico e as incertezas nas afluências. O algoritmo de cálculo das FCFs é

³ <http://www.psr-inc.com>

uma extensão do procedimento de PDE apresentado na seção anterior, chamada PD Dual Estocástica. Uma vez calculadas as FCFs, o SDDP simula a operação do sistema, isto é, resolve sucessivamente o problema de despacho de um estágio para um conjunto de *cenários hidrológicos* (conjunto de vazões afluentes ao longo dos T estágios) indexados por $s = 1, \dots, S$. O resultado da simulação consiste de um conjunto de preços spot, $\{\pi_{ts}\}$, para cada submercado, e um conjunto de produções de energia para cada um dos J geradores, $\{g_{tjs}\}$, para $s = 1, \dots, S; j = 1, \dots, J$ e $t = 1, \dots, T$.

c) Regras e Procedimentos de Mercado – como mencionado em seções anteriores, as usinas hidrelétricas participam do chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), um esquema compulsório de redução de risco hidrológico. No MRE, a geração física de cada usina em cada estágio é substituída por um “crédito de energia”, que é proporcional à geração hidrelétrica total do sistema neste mesmo estágio. O fator de proporcionalidade é o chamado “certificado de energia assegurada” da usina, que reflete a contribuição de longo prazo de cada hidrelétrica para a produção do conjunto. Este crédito de energia é então utilizado no processo de contabilização do MAE. Outro aspecto importante para as hidrelétricas é o chamado “surplus da transmissão”, um mecanismo que as protege da diferença de preços entre submercados nos casos em que a aplicação do MRE resultou em créditos fora do submercado original. Nesta etapa foram simuladas as regras do MRE e “surplus” [50], para possibilitar a obtenção de cenários de créditos de energia para cada gerador hidrelétrico, para $s=1, \dots, S; j=1, \dots, J$ e $t=1, \dots, T$. O conjunto de resultados das etapas (b) e (c) serão usados nos modelos de disposição a contratar desenvolvidos nesta tese.

d) Das simulações das regras de mercado no passo (c) resultam os cenários de preços de curto prazo e produção das usinas (hidros e térmicas), que possibilitam obter os fluxos de caixa das diversas empresas, segundo uma hipótese de contratação para os diferentes cenários hidrológicos. Através desses fluxos pode-se calcular as CDCs de cada um desses agentes. Este é o tema do próximo capítulo.

7 DISPOSIÇÃO A CONTRATAR – ENERGIA EXISTENTE

Neste capítulo será apresentada a metodologia para cálculo da curva de disposição a contratar (CDC) de um gerador em leilões de energia existente. A estratégia adotada neste trabalho para os participantes destes leilões é: ofertar quantidades de energia de tal forma a maximizar suas utilidades esperadas para cada hipótese de preço de equilíbrio do leilão.

Será feita uma análise de sensibilidade sob a distribuição da renda da empresa, para o ponto de decisão de contratação que o modelo realiza em uma dada hipótese de preço, a fim de demonstrar como o modelo “decide” sob a percepção de risco.

7.1 Cálculo da renda líquida

Para o desenvolvimento da metodologia, serão utilizadas expressões de renda líquida de uma empresa geradora ou de uma usina específica. Esta renda é composta de várias parcelas: receitas dos contratos existentes e novos, receitas e despesas no MAE considerando os vários submercados e patamares de carga (se o contrato for por quantidade de energia), encargos, custos fixos e variáveis de geração associados a cada usina, possíveis excedentes de transmissão, custos/despesas de MRE, etc. Para simplificar a notação no desenvolvimento a seguir, vamos considerar somente uma etapa, um patamar de carga, um submercado, e que a renda líquida corresponde somente à receita de contratos acrescida do resultado de compra/venda no MAE (no caso de contrato por quantidade). No exemplo que será apresentado no fim deste capítulo, serão apresentadas expressões de renda mais gerais, conforme mencionado no início deste tópico. Entretanto para efeito de entendimento da metodologia empregada e do modelo de otimização, a simplificação realizada nos permite isolar as parcelas que atuam diretamente no “*trade-off*” de decisão dos modelos.

Assim, a receita líquida para um contrato por quantidade de energia assume a seguinte forma, em função do preço P (\$/MWh) e do montante de contrato E_c (MWh):

$$R_{ts} = P E_c + (G_{ts} - E_c) \pi_{ts} \quad (7-1)$$

Onde,

R_{ts} Receita líquida no período t , série s .

G_{ts} Geração (MWh), no período t , série s .

π_{ts} Preço spot (\$/MWh), do período t , série s .

7.2 Cálculo da função utilidade para renda líquida

O próximo passo para se obter a curva de disposição a contratar é avaliar a utilidade da renda do gerador. O valor da função utilidade linear por partes associado a um cenário de receita no caso de contrato por quantidade de energia é dado pelo seguinte PL:

$$U(R_{ts}) = \text{Max } \delta \quad \text{para todo } s = 1, 2, \dots, S \quad (7-2)$$

Sujeito a:

$$\delta \leq a_{Gk}[P E_c + (G_{ts} - E_c) \pi_{ts}] + b_{Gk} \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (1)$$

Onde:

a_{Gk} Coeficiente angular de cada segmento.

b_{Gk} Coeficiente linear de cada segmento.

δ Variável auxiliar que é sempre menor que todos os segmentos.

K Número de segmentos lineares.

Note que o valor esperado da utilidade acima é dado pelo seguinte PL:

$$E[U(R_{ts})] = \text{Max } u \quad (7-3)$$

Sujeito a:

$$\delta_s \leq a_{Gk}[P E_c + (G_{ts} - E_c) \pi_{ts}] + b_{Gk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \text{ e } s = 1, \dots, S \quad (1)$$

$$u = 1/S \sum_{s=1}^S \delta_s \quad (2)$$

Onde:

- δ_s Variável auxiliar que representa a utilidade da renda em cada cenário s .
- u Variável auxiliar que representa a utilidade média da renda.

Com este resultado, já é possível definir as curvas de disposição a contratar para os casos de interesse, como serão desenvolvidos a seguir.

7.3 Disposição a contratar para um preço conhecido

Nesta abordagem, a melhor oferta, pra um dado preço, é aquela que maximiza a utilidade esperada da renda do gerador com o contrato. Esta metodologia é empregada para o caso dos leilões de energia existente, onde geralmente são ofertados preços e quantidades ou em uma segunda modalidade, para dado um preço, deve-se ofertar as respectiva quantidade.

Neste sentido, um gerador que não exerça poder de mercado deve ofertar a sua curva de disposição a contratar, expressa por:

$$Ec^*(P) = \arg\max_{(Ec)} 1/S \sum_{s=1}^S U_G[Rc_{ts}(Ec, P)] \quad (7-4)$$

ou,

$$Ec^*(P) = \arg\max_{(Ec)} 1/S \sum_{s=1}^S U_G(PEc + (G_{ts} - Ec)\pi_{ts}) \quad (7-5)$$

Para o caso de interesse, onde $U_G(\cdot)$ é linear por partes, essa curva pode ser definida pelo seguinte PL:

$$Ec^*(P) = \arg\max_{(Ec)} 1/S \sum_{s=1}^S \delta_s \quad (7-6)$$

Sujeito a:

$$\delta_s \leq a_{Gk}[PEc + (G_{ts} - Ec)\pi_{ts}] + b_{Gk} \quad \text{para } k=1, \dots, K \text{ e } s=1, \dots, S \quad (1)$$

$$Ec \leq \bar{E} \quad (2)$$

onde,

- a_{Gk} Coeficiente angular de cada segmento.

- b_{Gk} Coeficiente linear de cada segmento.
 δ_s Variável auxiliar que representa a utilidade da renda para a série s.
 K Número de segmentos lineares.
 \bar{E} Máxima quantidade(MWh) que pode ser ofertada.

7.4 Exemplo do cálculo da CDC

Nesta seção será ilustrado o cálculo de uma CDC para uma empresa do setor elétrico Brasileiro. Foi escolhida a empresa Furnas e a análise será realizada para um ano (“estático”), 2010.

As usinas da empresa FURNAS e suas respectivas energias asseguradas são listadas na tabela abaixo:

Nome	EA(MWmed)	T/H
ANGRA-I	520	T
ANGRA-II	1204.7	T
CORUMBA 1	209	H
CUIABAI-G CC	391.9	T
ESTREITO	495	H
FUNIL PB SUL	121	H
FURNAS	598	H
ITUMBIARA	1015	H
MANSO	92	H
MARIMBONDO	726	H
MASCARENHA DE MORAES	295	H
PORTO COLOMBIA	185	H
CAMPOS	27.5	T
SANTA CRUZ	377.8	T
SERRA MESA	671	H
ST.CRUZ NOVA	507.6	T
(EA) TOTAL	7436.5	

Tabela 7-1 – Usinas pertencentes a empresa FURNAS

Para o cálculo da CDC de Furnas, a expressão completa da renda líquida (R_{ts}), por período t e série s, apresentada na seção anterior, foi dividida em quatro parcelas, conforme descritas abaixo:

1. Receita do balanço do MAE (R^{MAE}_{ts}), que reflete a remuneração do montante contratado no subsistema v , acrescido do resultado da compra e venda no mercado de curto prazo.

$$R^{MAE}_{ts} = H_T EcP + \sum_{i=1}^I \sum_{w=1}^{Np} \sum_{u=1}^{Ns} G^i_{t,w,u,s} \pi_{t,h,u,s} - Ec \sum_{w=1}^{Np} h_{t,w} \pi_{t,w,v,s} \quad (7-7)$$

Onde,

H_T Total de horas do período $[0, T]$.

Ec Montante de (MWmed) contratado.

P Preço do contrato (US\$/MWh).

$G^i_{t,w,u,s}$ Crédito de energia (MWh) por série s , alocado pelo MRE à usina i , do período t , patamar de carga w e subsistema u . Este valor foi obtido por um modelo simulador das regras completas do MRE, conforme descritas em [50].

$\pi_{t,w,u,s}$ Preço spot (US\$/MWh) por série s , do período t , patamar de carga w e subsistema u .

$h_{t,w}$ Número de Horas do período t e patamar de carga w .

Np Número de patamares de carga, indexado por $w=1, \dots, Np$.

Ns Número de subsistemas, indexado por $u=1, \dots, v, \dots, Ns$.

I Número de usinas pertencentes à empresa.

2. Resultado variável que inclui o resultado da tarifa de otimização menos os custos variáveis (R^{VAR}_{ts}).

$$R^{VAR}_{ts} = \sum_{i=1}^I \left(\sum_{w=1}^{Np} GF^i_{t,w,s} - \sum_{w=1}^{Np} \sum_{u=1}^{Ns} G^i_{t,w,u,s} \right) r^{OTM} - \sum_{i=1}^I Cop_i \sum_{w=1}^{Np} GF^i_{t,w,s} \quad (7-8)$$

Onde

$GF^i_{t,w,s}$ Geração física (MWh) por série s , da usina i , no período t e patamar de carga w .

r^{OTM} Tarifa de otimização (US\$/MWh).

Cop_i Custo operativo variável (US\$/MWh) da usina i .

3. Custo fixo, que envolve tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e O&M fixo.

$$C^{FIX} = \sum_{i=1}^I c^{FIX}_i P^{otIns}_i \quad (7-9)$$

Onde,

c^{FIX}_i Custo fixo (US\$/MW) por usina i.

P^{otIns}_i Potência instalada (MW) por usina i.

4. Alocação do Surplus ($Surp^i_{ts}$) por usina.

Assim, a expressão da renda líquida assume a seguinte forma:

$$R_{ts} = R^{MAE}_{ts} + R^{VAR}_{ts} - C^{FIX} + \sum_{i=1}^I Surp^i_{ts} \quad (7-10)$$

Nos gráficos abaixo podem ser visualizados, respectivamente a FULP e o CARP utilizado neste estudo de caso.

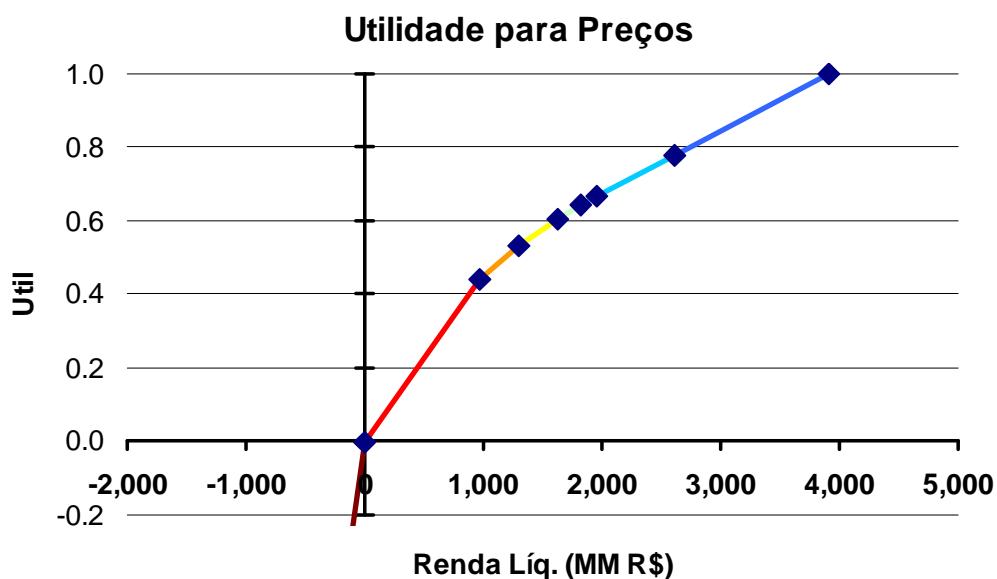


Figura 7-1 – Gráfico da FULP expressa para preços com 8 segmentos

A variação dos coeficientes angulares entre segmentos, pode definir o Coeficiente de Aversão a Risco linear por partes (CARLP), como descrito no item 5.8. O gráfico abaixo ilustra o CARP utilizado neste estudo de caso.

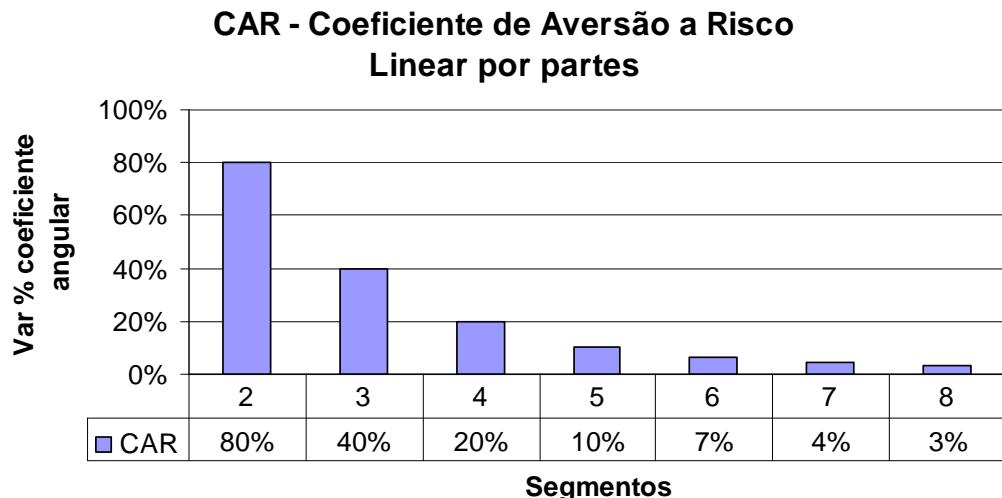


Figura 7-2 – Gráfico do CARP – Variação % para o segmento anterior

Desta forma, resolvendo o problema (7-6) para um vetor de 15 preços diferentes, obteve-se a curva de oferta abaixo.

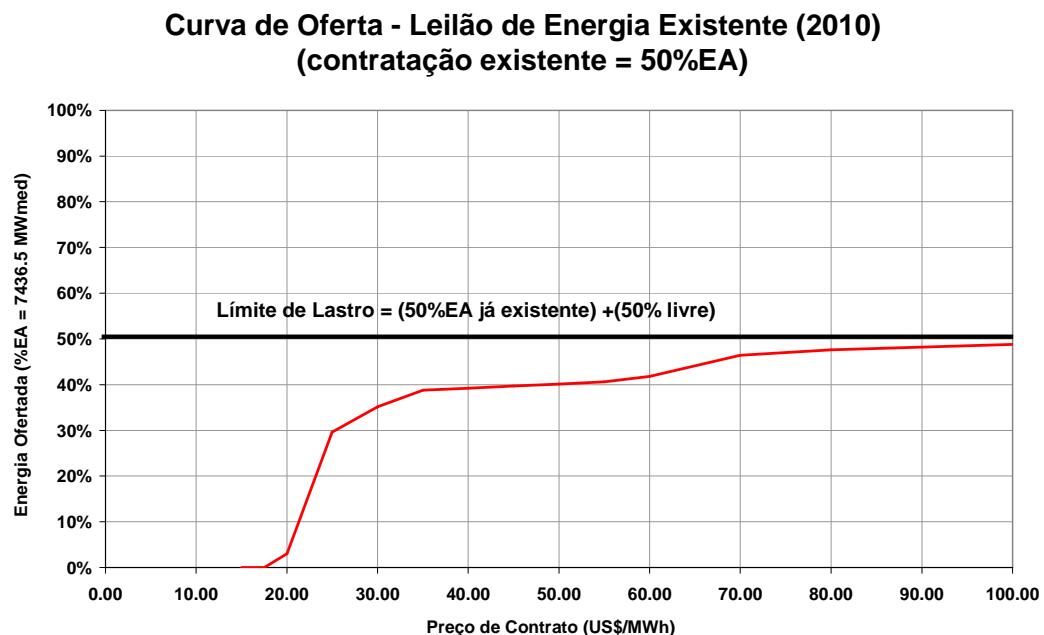


Figura 7-3 – Curva de oferta Furnas (ano de 2010)

Nesta curva (Figura 7-3) procurou-se exemplificar a disposição a contratar de Furnas para o ano de 2010, em uma situação onde, por exemplo, a empresa já

estivesse 50% contratada. Assim, o espaço para nova contratação (oferta que será feita) é reduzido em 50% de sua Energia Assegurada (lastro de contratação). Desta maneira, para cada hipótese de preço de leilão, a quantidade que maximiza o valor esperado da renda da empresa, levando em consideração o seu portifolio de contratos já firmados (obtido através de dados públicos dos “contratos iniciais” e recentes leilões), está sob a curva da Figura 7-3. Por exemplo, para uma hipótese de preço de energia existente de 36.6 US\$/MWh em 2010, a disposição a contratar de Furnas é de aproximadamente **40%EA**. Como o espaço de contratação está reduzido a 50% de sua EA (devido a contratos já firmados), a estratégia de oferta decide deixar 10% do lastro da empresa no mercado *spot* como uma proteção contra hidrologias desfavoráveis (*hedge* ótimo para o risco de preço e quantidade). Note que esta quantidade, utilizada como *hedge*, varia muito pouco no intervalo de preços de 36 a 60 US\$/MWh, a partir do qual o risco hidrológico é compensado pelo ótimo preço de contrato.

Um aspecto interessante é analisar a distribuição de probabilidades das receitas da empresa sob situações distintas montantes de contratação para um mesmo preço de contrato. A razão é que a metodologia proposta *otimiza* o montante a contratar para um dado preço de contrato e, com isso, já captura o hedging ótimo contra o risco hidrológico de acordo com o perfil de risco do agente.

Portanto na figura abaixo, são ilustrados duas curvas de permanência (distribuição acumulada por cenário) da renda líquida da empresa em duas situações:

1. Caso – A um preço de 36 US\$/MWh, a empresa decidiu contratar 40% dos seus 50 livres, conforme a curva de oferta da Figura 7-3.
2. Caso – B ao mesmo preço, a empresa força uma contratação de 48% dos 50 restantes e deixar apenas 2% do seu lastro como *hedge* no *spot*.

Curva de Permanência da Renda anual 2010

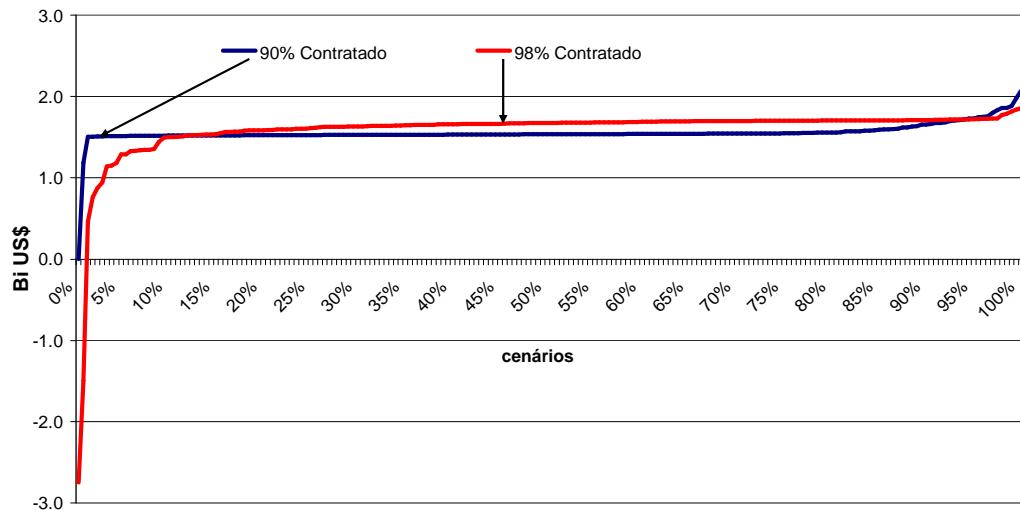


Figura 7-4 – Curva de permanência da renda para 90 e 98 %EA da contratada.

(Mi US\$)	Caso1– 90% contratado	Caso2– 98% contratado
E(Renda) Renda média	1553	1586
EC(Renda) equiv. certo	1546	1364

Tabela 7-2 – Renda média e equivalente a certeza da renda líquida.

O objetivo desta análise é de demonstrar o efeito do *hedge* sob a distribuição da renda da empresa e como o modelo responde a ele, através do perfil de risco do agente (FULP).

O primeiro caso apresenta uma renda média aproximadamente 33 MiUS\$ inferior à do segundo, como pode ser visto na tabela acima, entretanto no segundo caso, onde o espaço descontratado é de apenas 2% do lastro da empresa, existe uma pequena probabilidade de ocorrer um grande prejuízo. Assim, devido à percepção deste risco pelo perfil do agente, o equivalente a certeza do segundo caso é menor (cerca de 182 MiUS\$) que o do segundo, demonstrando uma aversão a estes eventos “desastrosos”. Em outras palavras, segundo o perfil de risco do agente, o caso1 é por definição a melhor contratação (em termos de equivalente a certeza – valor livre de risco) que a empresa pode fazer para esse preço de contrato, neste período.

8 Leilões de Energia Existente

O objetivo dos leilões de venda de energia existente, onde os geradores disputam ofertando preços e quantidades; ou apenas quantidades dados os preços correntes do leilão, o objetivo do é minimizar o valor pago pelas distribuidoras. Portanto, como estratégia de atuação, para o caso onde os geradores são “price takers”, pode-se estabelecer as curvas de oferta dos geradores, e então simular a dinâmica do leilão.

Neste capítulo serão abordados os casos univariado (mono-produtos) e multivariado (multi-produtos) de leilões de preço uniforme. Para o caso mono-produtos o resultado do leilão pode ser obtido através da simples composição agregada das curvas de oferta individuais, conforme será mostrado no item 8.1. Entretanto, para o caso multi-produtos , o resultado do leilão não pode ser obtido da mesma forma, pois existem múltiplas combinações possíveis (entre produtos dos diversos competidores) que levam à mesma demanda total. Assim, o processo deve ser simulado, a fim de se estimar o ponto de equilíbrio do leilão. Desta forma, será realizado um estudo de caso do Leilão de Transição, que ocorrerá em dezembro de 2004 e onde serão leiloados aproximadamente 75% da demanda do Brasil em cinco produtos (contratos com datas de início variando de 2005 a 2009) simultaneamente.

8.1 Leilão mono-produto

Considerando apenas um único produto, ou seja, um contrato de mesma duração e data de início, pode-se calcular o preço de equilíbrio do leilão da seguinte forma:

Supondo que há I empresas de geração competindo no leilão, e que os contratos em questão têm duração de T períodos, a renda com o contrato de cada gerador ($i=1,\dots,I$), para cada cenário hidrológico ($s=1,\dots,S$), pode ser escrita como:

$$R_{Cts} = EcP + (G_{ts}^i - Ec)\pi_{ts} \quad (8-1)$$

onde,

P É o preço de contrato (\$/MWh).

E_c Montante contratado (MWh).

π_{ts} Preço de curto prazo – spot – (\$/MWh), para o período t , cenário s .

G_{ts}^i Geração da empresa i , no período t , série s .

Utilizando a metodologia do item 7.3, a curva de oferta para cada gerador i é tal que:

$$E_c^*(P) = \arg \max_{(E_c)} \sum_{t=1}^T \left[\frac{1}{S} \sum_{s=1}^S U_G(R_{c_{tis}}) \right] / (1+J)^t \quad (8-2)$$

Onde, se a função de utilidade for linear por partes, pode ser encontrada através do PL definido em (7-6).

Para uma demanda total D (MWh), o preço de equilíbrio do leilão pode ser escrito segundo o seguinte problema de otimização:

$$\sum_{i=1}^I E_c^*(P^{eq}) = D \quad (8-3)$$

Dado que se busca o preço único, tal que o total de oferta e demanda sejam iguais, como só existe um único produto sendo leiloado, para cada preço P só existe uma oferta total. Assim, pode-se encontrar o P^{eq} através da curva de disposição agregada, conforme a expressão (8-3) acima. Essa busca pode ser facilmente realizada traçando as curvas (ofertas) individuais (como visto no capítulo 7) para uma gama de preços de leilão e somá-las preço a preço. Assim, basta encontrar o preço que torne a oferta igual à demanda.

A Figura 8-1 abaixo ilustra esse procedimento.

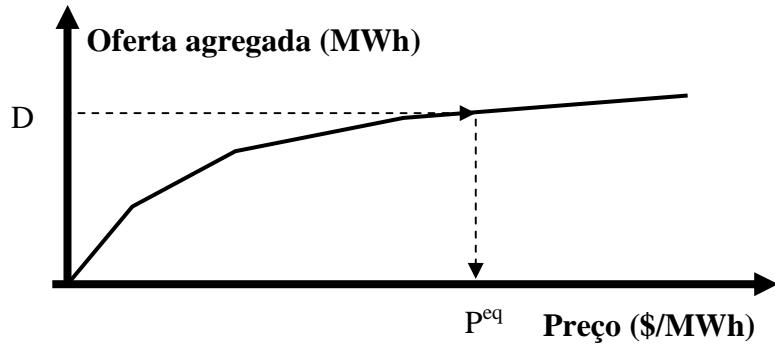


Figura 8-1 – Preço de equilíbrio pela curva de oferta agregada.

8.2 Leilão multi-produto

Em leilões multi-produto, não é possível encontrar a curva de disposição a contratar agregada, pois cada empresa oferece sob uma superfície de oferta contida no espaço $(\mathbb{R}^5, \mathbb{R}^5)$, por exemplo, no caso de 5 produtos diferentes, onde para cada vetor de cinco preços, é mapeado um vetor de cinco ofertas ótimas. Assim, o leilão deve ser simulado e cada empresa deve atuar segundo suas superfícies de disposição a contratar. Desta maneira, serão traçadas “trajetórias” de ofertas em função dos preços correntes que decorrerão do processo de competição entre os agentes.

A diferença entre essa abordagem e a abordagem adotada para leilões mono-produto, é que neste caso, o processo do leilão está sendo realmente simulado, ou seja, os preços de equilíbrio de cada produto serão encontrados através de um processo iterativo (multiestágio) igual ao do leilão real. Por isso devem ser introduzidos alguns conceitos deste processo, para que se possa desenvolver a estratégia de oferta para essa abordagem.

Em geral, os leilões multiestágio de preço uniforme iniciam com um preço conhecido (preço inicial) e à medida que as ofertas são realizadas, o leiloeiro as contabiliza (processando segundo as regras do leilão), verifica a condição de parada e informa, para cada rodada (iteração ou estágio do leilão) aos competidores o quanto de suas respectivas ofertas foi aceita e ficará comprometida em cada produto. Assim, quando o leilão for finalizado (dependendo da regra, que em geral envolve uma condição sob os preços e sob o

balanço entre oferta e demanda), os montantes que estiverem comprometidos serão liquidados aos preços finais.

O processo do leilão pode ser visualizado no esquema abaixo, que ilustra o fluxo de informações que ocorre a cada rodada.

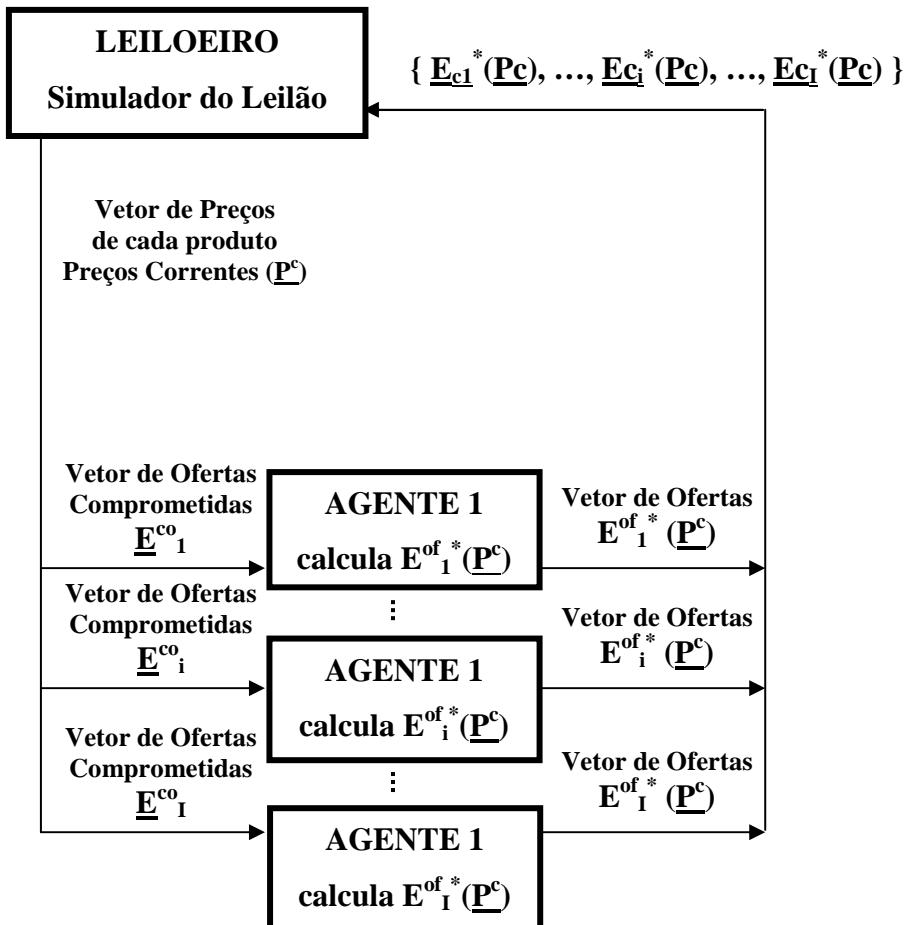


Figura 8-2 – Esquema de uma rodada de um leilão multi-produtos .

Onde,

P^c Vetor de preços correntes de cada rodada.

E^{co}_i Vetor energia comprometida a cada rodada do agente i .

$E^{of^*}(P^c)$ Vetor de oferta do agente i em função dos P^c de cada rodada.

8.2.1 Estratégia de oferta

Independente da dinâmica que o leilão siga, a metodologia de oferta de quantidade descrita neste trabalho, ao longo desse capítulo, pode ser facilmente

adaptada e aplicada apenas levando em consideração os preços correntes de cada rodada e os montantes comprometidos em cada produto. Essa então, será a melhor oferta (que maximiza a “satisfação” – utilidade esperada) que o gerador pode realizar, dada as informações disponíveis para o mesmo.

Considerando agentes “price takers” e que a toda informação que cada um deles possui em cada rodada são os preços correntes da rodada e os seus montantes comprometidos em produtos fechados, o melhor que estes podem fazer é otimizar suas ofertas para os preços correntes.

Para tanto, o gerador deve incorporar os montantes comprometidos em produtos fechados a um preço igual ao preço corrente, e encontrar os montantes de contratos candidatos que maximizam a utilidades esperada da renda da empresa.

Então, para uma dada rodada r , a expressão da renda de uma dada geradora i pode ser expressa por:

$$R_{irts} = \sum_{j=1}^{Npr} P_{jr}^c (E_{ijrt}^{co} + Q_{jt}^{\max} E_{ijr}^{of}) + (G_{its} - E_{ijrt}^{co} - Q_{jt}^{\max} E_{ijr}^{of}) \pi_{ts} \quad (8-4)$$

Onde,

E_{ijr}^{of}	Variável de decisão que representa o percentual da energia máxima que pode ser ofertada de cada produto por período.
Q_{jt}^{\max}	Energia máxima que pode ser ofertada de cada produto j por período t .
P_{jr}^c	Preço corrente do produto j na rodada r .
E_{ijrt}^{co}	Energia dos lances comprometidos da empresa i no produto j , na rodada r em cada período de tempo t .
G_{its}	Representa o total dos créditos de energia de todas as usinas da empresa i , no período t , série hidrológica s .
π_{ts}	Preço spot no período t , série s .
Npr	Número de produtos (5 diferentes contratos).

Neste caso, onde os diferentes produtos (contratos) têm diferentes datas, os montantes comprometidos variam por período, sendo diferentes de zero apenas para os seus respectivos intervalos de duração. Assim, o percentual de energia ofertada (variável de decisão) é multiplicada por um vetor de energia que varia por período e por produto, valendo zero para os períodos onde cada produto não é definido e valendo um valor máximo de contratação possível para os períodos onde são. Este valor máximo pode ser definido, por exemplo, como a energia assegurada total da empresa em cada período. Para este caso, os períodos estão expressos em anos, assim as variáveis já representam os valores agregados anuais.

Desta forma, pode-se definir a estratégia ótima de oferta de cada empresa, através do PL a seguir:

$$\{E_{ijr}^{of}\}_{j=1, \dots, N_{pr}}^* = \arg\max 1/S \sum_{t=1}^{TA} \sum_{s=1}^S \delta_{irts} / (1-J)^t \quad (8-5)$$

Sujeito a:

$$\delta_{irts} \leq a_{Gk}(R_{irts}) + b_{Gk} \quad \text{para } k=1, \dots, K, \quad t=1, \dots, TA \quad \text{e} \quad s=1, \dots, S \quad (1)$$

$$E_{ijr}^{of} \leq 1 \quad \text{para } j=1, \dots, N_{pr} \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^{N_{pr}} E_{ijrt}^{co} + Q_{jt}^{\max} E_{ijr}^{of} \leq EA_{it} \quad \text{para } t=1, \dots, TA \quad (3)$$

Onde,

δ_{irts} É um vetor de variáveis de decisão auxiliares, que representam a utilidade da renda de cada empresa i , na rodada r , período t , série s . É a única variável irrestrita deste PL.

EA_{it} É a energia assegurada total da empresa i em cada período t .

TA Número de períodos (em anos).

8.3 Estudo de Caso (Leilão de Transição 2004)

No caso do leilão de transição, que o correrá em dezembro de 2004, serão leiloados cinco produtos simultaneamente, contratos com diferentes datas de início e diferentes durações (2005, 2006 e 2007, com duração de no mínimo 8 anos, 2008 e 2009, com duração de no mínimo 5 anos). O objetivo deste leilão é de recontratar a energia liberada dos contratos iniciais, absorver a energia existente à medida que aumenta a demanda e criar um ambiente de “steady state” já em 2005. A Figura 8-3 abaixo ilustra graficamente o que seria o balanço de energia para os anos de 2005 a 2012 e os diferentes produtos leiloados.

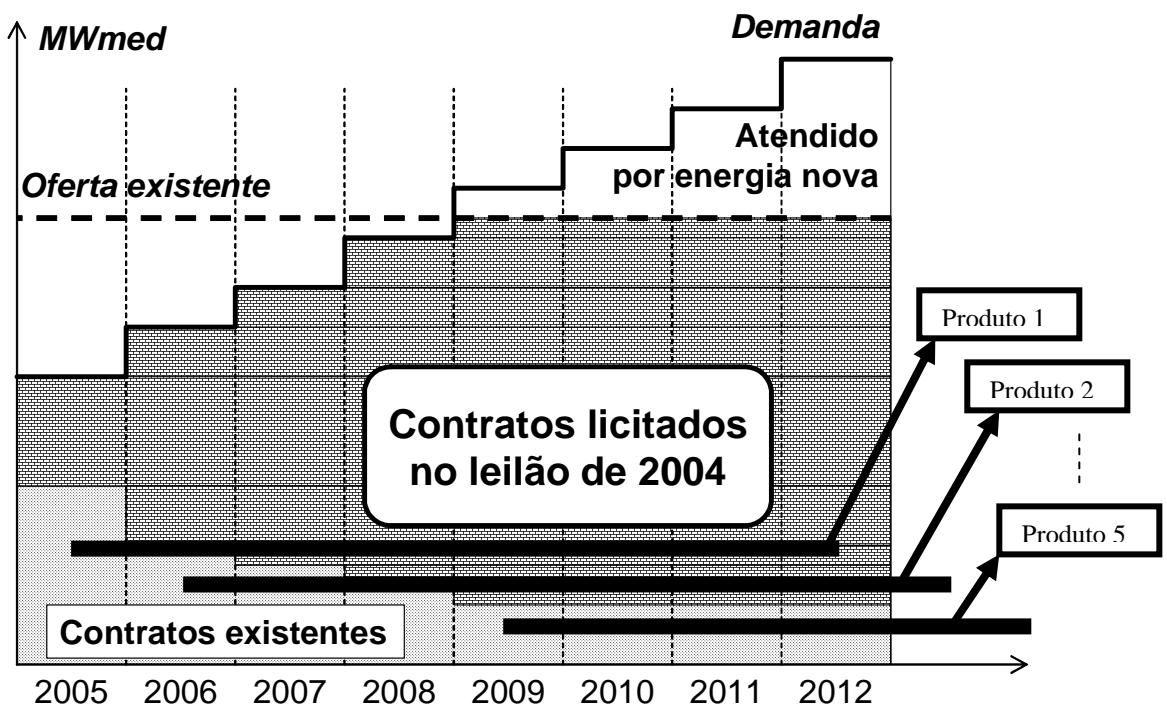


Figura 8-3 – Balanço de energia e espaço de contratação.

As barras horizontais na Figura 8-3 representam os contratos (produtos) e suas respectivas datas de início e duração. Desta forma, por se tratar de um leilão multivariado, não se consegue encontrar o equilíbrio através de uma simples curva (como no caso univariado), conforme argumentado no início deste capítulo. Assim deve-se implementar a dinâmica real do leilão e, para cada iteração do leilão, calcular o vetor de montantes ótimos dados os preços correntes desta rodada. Os preços correntes, por sua vez, são determinados pela a dinâmica entre os agentes competidores.

8.3.1 Dinâmica do Leilão de Transição

Inicialmente o leilão seria realizado em varias rodadas, onde para cada uma delas os participantes teriam um determinado tempo para ofertar um par preço (R\$/MWh) e uma quantidade (MWmed) com a informação dos preços correntes de cada produto da rodada anterior e os respectivos montantes de energia de seus lances ativos em cada produto, também da ultima rodada.

Neste desenho, os preços correntes são definidos ao final de cada rodada, independentemente por produto e correspondem ao maior preço ofertado tal que a soma dos montantes seja igual à demanda, como em um despacho de mínimo custo. Para o caso onde a quantidade ofertada de um dado produto seja inferior à demanda, o preço corrente deste é igualado ao preço corrente da rodada anterior. Na primeira rodada o preço corrente é definido pelo preço inicial.

O lance ativo corresponde aos lances aceitos pelo leiloeiro e que no caso do término do leilão, serão liquidados ao preço corrente. Um determinado lance pode deixar de ser ativo e ser “expulso” de um produto, à media que os participantes ofertem quantidades a preços mais baratos que este e ao término de uma dada rodada o total de lances ordenados igualem a demanda antes do mesmo.

Os agentes podem ofertar quantas vezes (rodadas) quiserem, porem sempre a um preço menor (pelo menos uma unidade inteira – 1R\$) que o preço corrente de cada produto.

O leilão é finalizado à medida que não existam mais ofertas aos respectivos produtos e os preços de todos eles estejam abaixo do preço de reserva. Este preço não é divulgado aos participantes e no caso de uma rodada sem ofertas com algum preço corrente acima do preço de reserva, a demanda do respectivo produto é reduzida de uma quantidade predeterminada, de forma a “expulsar” algum lance e fomentar a competição por este “espaço” de demanda perdida, forçando assim que o preço deste produto decresça até ficar abaixo do preço de reserva. A descrição completa e detalhada deste leilão encontra-se em [42].

Entretanto este desenho tinha o inconveniente de ser muito demorado, ou seja, os preços tendiam a decrescer muito lentamente, à medida que as empresas poderiam ofertar quantas vezes desejasse, deslocando as ofertas mais caras. Assim, os preços tendiam a decrescer de unidade em unidade, em ordem

cronológica de produto (primeiro o produto 2005, depois 2006, e assim por diante). Ao passo que um produto se tornasse barato, os participantes migrariam suas ofertas aos produtos subsequentes até que todos os produtos estivessem sendo oferecidos a preços correntes onde nenhum participante estivesse disposto a contratar mais nenhum MWmed de energia.

Então, este desenho foi modificado [43], onde os participantes ofertariam somente quantidades, e os preços seriam determinados pelo balanço entre a oferta e a demanda de cada produto por um algoritmo que não seria declarado aos participantes, mas que basicamente atualizaria o preço segundo alguma função decrescente com a sobre oferta de cada produto. Outra modificação realizada foi a introdução do conceito de produtos abertos (produtos onde em uma dada rodada a oferta é maior que a demanda) e fechados (produtos onde para uma dada rodada a oferta é inferior a demanda). Os lances já ofertados a produtos fechados são mantidos “comprometidos” ao longo das rodadas até que a primeira fase termine ou até que o produto seja aberto por uma sobre oferta devido a novos lances (ofertas) a este produto. Os lances em produtos abertos são zerados e a decisão de oferta a estes produtos deve ser refeita a cada rodada ao preço corrente.

Assim, a primeira fase é finalizada caso a oferta total seja menor ou igual que a demanda total e o preço corrente de cada produto seja inferior ao seu respectivo preço de reserva.

A descrição completa e detalhada desta segunda proposta de desenho de leilão encontra-se em [62].

8.3.2 Resultados da simulação da 1ª. fase do Leilão de Transição

Neste estudo de caso foram modeladas doze empresas geradoras representativas do setor elétrico brasileiro, através da simulação e otimização de seus fluxos de caixa em etapas mensais.

Para isso, foi necessário simular 200 cenários de geração por usina, de preços *spot* para todos os subsistemas, simular as regras do MRE, a fim de se obter os créditos de energia de cada usina, para cada subsistema e então produzir os cenários da renda líquida de todas as doze empresas.

Para se obter os cenários de geração física e de preços *spot* utilizou-se o software de despacho hidrotérmico SDDP para encontrar uma política de operação do sistema sob uma hipótese de cenário de expansão. Estes dados então foram submetidos ao programa SMAE, que simula as regras do MRE, para então se obter os cenários de créditos de energia alocados aos subsistemas. Com esses dados pode-se simular as rendas de cada empresa segundo a expressão

(8-4) e resolver o problema **(8-5)** para cada rodada do leilão, como descrito no item 8.3.1.

Na tabela abaixo, as empresas consideradas neste estudo de caso e seus respectivos espaços de contratação por ano:

Empresa	Espaço de Contratação (MWmed)				
	2005	2006	2007	2008	2009
<i>CDSA_G</i>	215.0	215.0	215.0	215.0	215.0
<i>CEEE_G</i>	280.4	422.8	429.5	429.5	429.5
<i>CEMIG_G</i>	2,604.3	3,875.4	3,874.9	3,874.6	3,874.6
<i>CESP_G</i>	2,907.8	3,696.5	3,696.4	3,696.3	3,696.1
<i>CHESF_G</i>	3,441.4	4,517.6	4,915.0	4,958.1	5,292.6
<i>CIEN_G</i>	436.8	436.8	436.8	436.8	436.8
<i>COPEL_G</i>	1,047.0	1,621.5	1,621.5	1,621.5	1,671.5
<i>DUKE_G</i>	677.8	910.9	910.7	930.5	930.3
<i>ELETRO NORTE</i>	2,199.2	2,578.0	2,644.0	2,644.0	2,669.0
<i>FURNAS_G</i>	6,461.2	7,757.6	7,787.5	7,787.5	7,802.4
<i>PETROBRAS_G</i>	918.3	942.3	961.6	961.6	961.6
<i>TRACTEBEL_G</i>	1,592.0	2,197.1	2,197.1	2,234.9	2,234.9

Tabela 8-1 – Espaço de contratação total anual das empresas consideradas.

Os valores da Tabela 8-1 acima, correspondem ao total de MWmed disponíveis a cada ano para a contratação no leilão. Esses valores podem ser encontrados através da subtração do montante total de contratos existentes de cada empresa de suas respectivas energias asseguradas totais. Os dados de contratos foram inferidos através de dados públicos disponíveis na Internet, como por exemplo, licitações públicas.

É importante ressaltar que para este caso, onde o perfil de risco de cada agente é uma informação sigilosa e não disponível, a FU proporciona a grande vantagem de expressar um comportamento, um perfil, e não uma métrica específica de risco, o que nos permite, em uma simulação, representar atitudes racionais dos agentes, frente aos riscos conhecidos do setor. Assim, o

procedimento adotado para levantar as curvas de utilidade dos agentes foi a seguinte:

1. Resolver o problema (8-5) para um caso de neutralidade a risco (utilidade com os coeficientes angulares constantes – equivalente a maximizar o valor esperado da renda)
2. Definir as quebras dos segmentos dentro dos quantis da distribuição da renda obtida com a contratação realizada no item 1.
3. Impor um perfil de risco que aproxime os resultados para os contratos existentes, capturando assim, não o exato comportamento de quem realmente tomará as decisões de cada empresa, mas um comportamento típico e racional de decisões de contratação para as diversas empresas.

Após definir as FULP's para cada empresa, o processo da primeira fase do leilão foi simulado e em 66 rodadas (iterações) o leilão convergiu, sendo finalizado com o seguinte resultado (os preços de reserva foram inseridos):

	Preços (R\$/MWh) por Produto	
	Reserva	Fechamento
Prod(2005):	80	63
Prod(2006):	90	71
Prod(2007):	96	79
Prod(2008):	100	100
Prod(2009):	100	****

Tabela 8-2 – Preços de Reserva e Fechamento do Leilão.

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
furnas	5,829.0	1,557.0	210.0	40.0	0.0	7,636.0
chesf	2,472.0	1,057.0	240.0	220.0	0.0	3,989.0
cemig	600.0	0.0	3,199.0	69.0	0.0	3,868.0
cesp	10.0	0.0	3,578.0	100.0	0.0	3,688.0
eletronorte	0.0	2,490.0	0.0	0.0	0.0	2,490.0
tractebel	717.0	588.0	749.0	170.0	0.0	2,224.0
copel	0.0	0.0	1,569.0	40.0	0.0	1,609.0
petrobras	780.0	0.0	169.0	0.0	0.0	949.0
duke	69.0	229.0	509.0	110.0	0.0	917.0
cien	30.0	0.0	0.0	290.0	0.0	320.0
ceee	0.0	110.0	168.0	39.0	0.0	317.0
cdfa	50.0	0.0	40.0	30.0	0.0	120.0
Total	10,557.0	6,031.0	10,431.0	1,108.0	0.0	28,127.0
Oferta	10,557.0	6,031.0	10,431.0	1,108.0	0.0	28,127.0
Demand	15,640.0	7,722.0	3,131.0	1,663.0	0.0	28,156.0
Balan	-5,083.0	-1,691.0	7,300.0	-555.0	0.0	-29.0

Tabela 8-3 – Resumo dos montantes liquidados por empresa e produto.

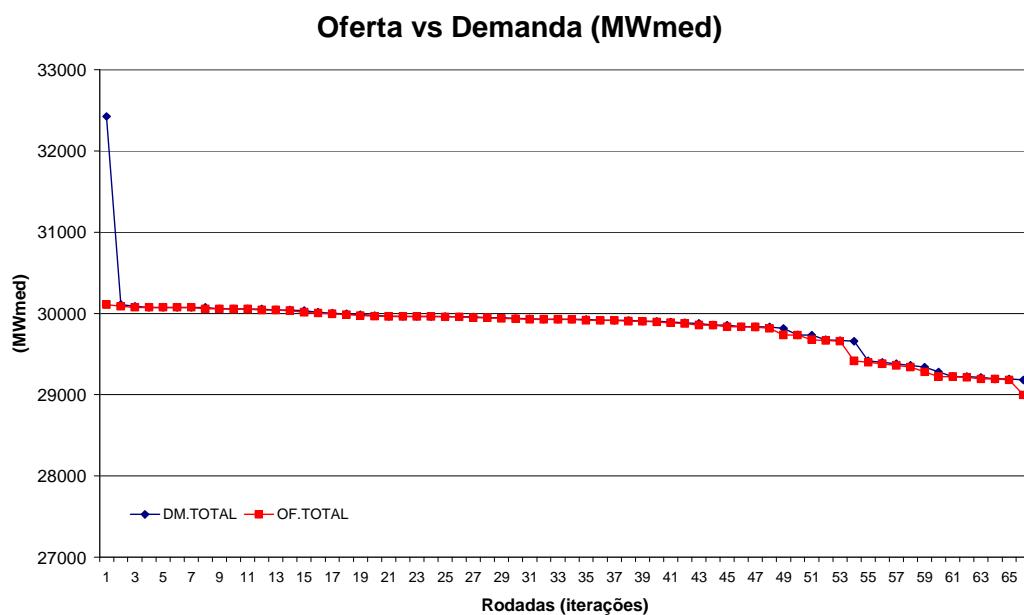


Figura 8-4 – Evolução da oferta e demanda total.

Na Figura 8-4 acima, nota-se que ao longo das iterações a oferta decresce em função da diminuição da disposição a contratar dos agentes, à medida que os preços dos produtos decrescem.

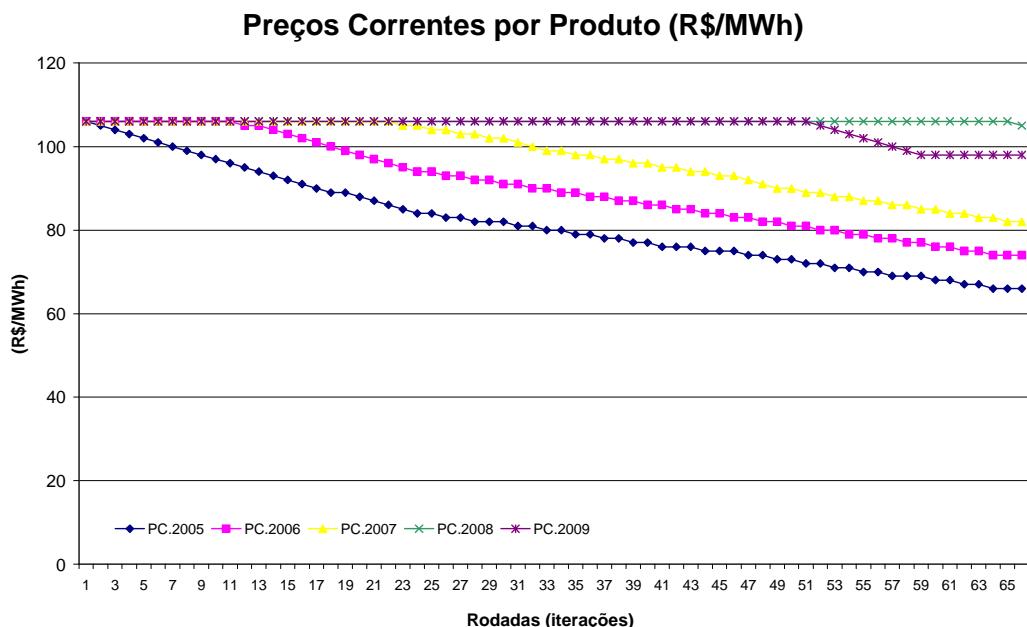


Figura 8-5 – Evolução dos preços correntes por produto.

Os preços, por sua vez, decrescem em função da sobre oferta de cada produto. Na Figura 8-5, os preços decaem em ordem cronológica, conforme esperado para um comportamento onde cada agente busca maximizar a sua utilidade esperada.

Assim, os primeiros produtos recebem mais oferta e então têm os seus preços decrescidos mais rapidamente que os seus subseqüentes. No decorrer das iterações, ao passo que as disposições a contratar multivariadas de cada agente percebem preços mais altos nos produtos cronologicamente mais a frente, começam a ofertar mais neles e então os preços tendem a decrescer pela oferta transferida a eles. Desta maneira, os preços de fechamento do leilão formam uma “escada” expressando a “preferência” (maior procura / competição) por produtos que iniciam mais cedo.

Como a condição de encerramento do leilão é em função do balanço total (soma de todos os produtos) entre oferta e demanda, conforme explicado no item 8.3.1, a preferência por produtos que iniciam mais cedo faz com que os preços atinjam valores nos limites das disposição a contratar dos geradores. Assim os balanços finais entre as ofertas e demandas dos produtos mais requisitados, terminaram negativos (oferta menor que a demanda). Este fato pode ser constatado na Tabela 8-3 de resultados do leilão. Durante as iterações finais do leilão, a disposição a contratar das geradoras diminuiu a oferta total, devido à redução dos preços dos primeiros produtos, à medida que esta oferta não migrou completamente para os produtos finais, somente parte dela. Com isso, o balanço total de energia tornou-se negativo, condição para reduzir a demanda do produto final para o inicial. Assim, a demanda do produto 2009 foi completamente zerada e extinta do leilão.

9 Conclusões

Nesta tese foi apresentada uma metodologia de construção das **curvas de disposição a contratar (CDC)** de agentes geradores, que permite comparar de maneira consistente o processo de escolha entre diversas alternativas de contratação. A construção destas curvas é baseada em um modelo de otimização estocástica, que tem como função objetivo o valor esperado da utilidade da renda líquida do agente (empresa). Este modelo permite capturar o perfil de risco dos agentes geradores, através de uma **função utilidade linear por partes (FULP)**. Com isso, pode-se modelar agentes avessos a risco (como utilizado nesta tese), neutros e tomadores de risco. O resultado da aplicação desta metodologia é a construção de uma curva de oferta que associa a cada hipótese de preço a quantidade ótima de contratação segundo o perfil de risco de cada agente. A aplicação da metodologia proposta foi ilustrada com dados do sistema brasileiro, onde foi mostrado um exemplo da curva de disposição a contratar da empresa Furnas. O objetivo desta análise foi de demonstrar o efeito da variação do montante escolhido pelo modelo sob a distribuição de sua renda e como este leva em conta o risco hidrológico na contratação.

Esta abordagem foi então aplicada para o caso de oferta de quantidades em leilões de energia existente. Foi argumentado no item 8.1, que para leilões mono-produtos e agentes “price-takers”, o resultado (preço de equilíbrio e quantidades negociadas) pode ser facilmente obtido uma vez que se tenha as CDC’s individuais de cada agente. Desta maneira, é possível encontrar uma CDC agregada, somando as ofertas preço a preço e então, pode-se encontrar o preço que produza uma oferta total igual à demanda do total do requisitada.

No item 8.2, esses conceitos foram estendidos para o caso multivariado, onde não é possível se encontrar uma CDC multivariada agregada. A solução, então, foi de simular as regras do leilão (esquematizado na Figura 8-2) com os agentes representados pelo modelo proposto em (8-5). Finalmente, foi realizado um estudo de caso para o Leilão de Transição que ocorrerá no dia 7 de dezembro

deste ano (2004), onde foram discutidos alguns aspectos da evolução de suas regras durante a sua formatação (desenho do leilão) e apresentados os resultados para a simulação da primeira fase, que consiste em um leilão multi-produtos de preço uniforme descendente. Desta forma, a metodologia proposta para encontrar o ponto de equilíbrio deste leilão foi um procedimento de simulação multiestágio acoplado ao modelo multivariado de otimização estocástica (8-5).

Através do conjunto de resultados do leilão, como por exemplo, preços de cada produto por iteração, oferta vs demanda total e balanço final entre oferta e demanda por produto, foi possível verificar a disposição a contratar de cada agente em um ambiente multivariado, levando em conta a relação entre a preferência de cada produto em função dos seus preços e do perfil de risco de cada agente.

10 Trabalhos Futuros

Neste capítulo são apresentadas duas vertentes para futuros trabalhos:

A primeira decorre de extensões dos modelos apresentados nesta tese para incorporar outros fatores de risco, por exemplo, risco de crédito. Pois nos leilões de compra, onde os geradores disputam por uma demanda fixa, todos os geradores participantes devem assinar um contrato bilateral com cada distribuidora em proporção às suas demandas declaradas, o que proporciona uma “exposição” do gerador a um portifolio de contratos com diversos “perfis” de crédito (bons e maus pagadores). O efeito da composição desses perfis de crédito é visto pelo gerador como um decréscimo (%) do preço do contrato, que pode ser modelado e incorporado às expressões de renda como uma variável aleatória (y – por exemplo) que multiplica o preço de contrato na renda.

Uma idéia inicial para se estimar esta distribuição seria através do spread de juros cobrados cobrado pelas instituições financeiras para emprestar dinheiro a cada distribuidora. Esse juros a mais é um “seguro” que essas instituições fazem devido às suas percepções de risco (probabilidade de default) perante cada distribuidora.

Como esta variável a princípio não deve apresentar qualquer dependência com a hidrologia, ela pode ser simulada e associada diretamente aos cenários de hidrologia $s = 1, \dots, S$, “sorteando” aleatoriamente valores de y_s (segundo sua distribuição) para cada série s . Isso permitiria incorporar esse risco sem aumentar o tamanho do PL que deverá ser resolvido.

Para o caso do risco de redução de contratos, onde cada distribuidora tem a opção de reduzir os seus montantes de contratados em função de suas demandas não realizadas em até 4% ao ano sob o valor inicialmente contratado. Com isso tudo se passa como se o gerador vendesse uma “put” (opção de venda) às distribuidoras. Por sua vez, essa opção pode ser encarada como uma variável aleatória que representa uma redução do montante contratado. Assim, da

mesma forma que foi sugerido para o risco de crédito, pode-se incorporar esse risco na expressão da renda por uma variável x_t que representa o percentual de redução do montante do contrato a cada ano. Como esta redução também pode ser considerada independente da hidrologia, a mesma associação aos cenários hidrológicos pode ser realizada pelo sorteio de S cenários de x_{ts} de redução de contrato por ano.

Pode-se também, além de incluir essas duas novas fontes de incerteza, modelar o comportamento nos leilões de agentes “price-makers”. O que faz com que seja necessário se realizar um equilíbrio de nash, pois neste momento existem agentes que modificam a atitude dos demais e têm as suas atitudes modificadas pelas expectativas e atitudes dos demais.

Uma segunda vertente de trabalhos propostos é a de modelar as ofertas de geradores “novos” (energia nova), onde ao contrário do caso da energia existente, são ofertados preços para quantidades fixas, uma vez que nesses leilões são solicitadas as concessões de construção das usinas. Assim, a pergunta deixa de ser - “Qual é o montante que maximiza a minha utilidade média em função de cada preço?” E passa a ser: - “Qual o menor preço de contrato que se aceita por essa quantidade de energia?” Esta abordagem passa a ser então de encontrar a fronteira de indiferença do agente.

11 Referências

- [1] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, M.E. Maceira, “Risk Analysis in the Electrical Sector Investment Projects”. SEPOPE, Salvador, 1998
- [2] A.G. Malliaris, W.A. Brock, Stochastic Methods in Economics and Finance” North Holland, 1982
- [3] A.K.Dixit and R.S.Pindyck, Investment Under Uncertainty, Princeton University Press, 1994
- [4] Azevedo, E. M. (2004). Modelo computacional de teoria dos jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [5] B.G.Gorenstin, N.M.Campodónico, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, “Power System Planning Under Uncertainty”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- [6] B.G.Gorenstin, N.M.Campodónico, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, “Stochastic Optimization of a Hydro-thermal System Including Network Constraints”, IEEE Trans. on PAS, Vol 7, No.2, May 1992.
- [7] B.Mo, A.Gjelsvik, A.Grundt, “Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management”, presented at the 1999 IEEE Winter Power Meeting
- [8] C.Alexander, Risk Management and Analysis – Measuring and Modelling Financial Risk, Wiley, 1998
- [9] D.Luemberger, Investment Science, Oxford, 1998
- [10] Decreto Presidencial 5.163, de 30 de Julho de 2004.
- [11] Dekrajangpetch, S. e G. B. Sheble (2000). Structures and formulations for electric power auctions. Electric Power Systems Research 54, 159-167.

- [12] Domingues, E. G. et al. (2001). Applying modern portfolio theory to investment projects in electric energy markets. Em IEEE Porto Power Tech Conference.
- [13] EPRI, Forward Price Forecasting for Power Market Valuation: Excerpts Introducing Valuation and Forecasting Approaches, EPRI, Palo Alto, CA: 1999. TR-111860-R1
- [14] F. C. Munhoz, “Metodologia e software para alocação de lances em leilões de energia elétrica”, Dissertação de MSc., Unicamp- SP, 2004.
- [15] G. Anders, R. Entriken, P. Nitu, “Risk Assessment and Financial Management”, IEEE Tutorial, Winter Meeting, 1999.
- [16] H. Bessembinder, M.L. Lemmon, “Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forwar Markets”, Draft , Goizueta Business School, Emory University,1999
- [17] H.M. Markowitz, “Portfolio Selection”, Journal of Finance, 7, 1952
- [18] H.M. Markowitz, Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment. New York: John Wiley & Sons, 1959
- [19] J.Birge, F.Louveaux, Introduction to Stochastic Programming, Springer, 1997
- [20] J.Higle, S. Wallace, “Managing Risk in the new power business: a sequel”, IEEE Computer Applications in Power, 2001.
- [21] Klemperer, P. (1999). Auction theory: A guide to the literature. Journal of economic surveys 13 (3), 227{286.
- [22] Klemperer, P. (2000). Why Every Economist Should Learn some Auction Theory. Oxford University.
- [23] Krishna, V. (2002). Auction Theory. Academic Press
- [24] L.A.Barroso, J. Trinkenreich, S. Granville, P. Lino, M.V. Pereira, “Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidroelétricos” – XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.

- [25] M.V.F.Pereira, N.Campodónico, R.Kelman, S.Granville, “Planning Risks”, presented at the Risk Tutorial, 1999 IEEE PICA Conference, Santa Clara, May 1999
- [26] M.V.F. Pereira, et al., “Methods and Tools for Contracting in a Competitive Framework”, CIGRÉ Task Force 38-05-09, Dezembro 2000
- [27] M.V.F. Pereira; M.F. McCoy; H.M. Meryll, Managing risk in the new power business, IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13 , Issue: 2, April 2000, Pages:18 - 24
- [28] M.V.Pereira, L.A.Barroso, J.Rosenblatt, “Supply Adequacy in the Brazilian Power Market”, Proceeding of the IEEE General Meeting 2004, Denver.
- [29] M.V.Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, – Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [30] M.V.Pereira, M.; L.M.Pinto– Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [31] MAE (2002). Edital de leilão no 001/2002: Compra e venda de energia elétrica das concessionárias de serviços públicos: CGTEE, Chesf, Eletronorte e Furnas e outros geradores.
- [32] MAE (2003). Edital de leilão de excedentes no 001/2003. Venda exclusiva de excedentes originados dos contratos iniciais e equivalentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração para consumidores finais.
- [33] MAE (2003). Edital de leilão no 001/2003: Compra de energia elétrica das concessionárias de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica.
- [34] Masili, G. S. (2004). Metodologia e software para simulaçāoo de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.M.R. Young, “A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution”, Management Science, 44, 673-68.
- [35] N.A.Chriss, Black-Scholes and Beyond: Option Pricing Models, McGraw-Hill, 1997

- [36] N.Flatabo, A.Haugstad, B.Mo, “Short-term and Medium-Term Generation Scheduling in the Norwegian Power System under a Competitive Power Market Structure”, EPSOM’98 Proceedings, Zurich, September 23-25, 1998
- [37] P.Boyle, M.Broadie, P. Glasserman, “Monte Carlo Methods for Security Pricing”, Jounal of Economic Dynamics and Control, 1977
- [38] P. Jorion, Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk. McGraw-Hill, 1997
- [39] P. A. M-S. David, “Formação do Preço, Atração de Investimentos e Gerenciamento de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica” Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.87
- [40] P. A. M-S. David, L.A.Barroso, S.Granville, A.V.Filho “Contratação e aversão a risco no despacho competitivo da geração” - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [41] P.Fusaro, Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market, McGraw-Hill, 1998
- [42] Portaria MME 230, de XX de Setembro de 2004.
- [43] Portaria MME 231, de XX de Setembro de 2004.
- [44] P.Lino – TESE DE MSC - COMPLETAR
- [45] PRATT, J. “Risk Aversion in the Small and in the Large”,Econometrica, v.32, n.1-2, pp.122-130
- [46] Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro- MME, Dezembro 2003.
- [47] R.Dembo, “Mark to Future: A consistent Firm-Wide Paradigm for Measuring Risk and Return”, in Risk Management and Analysis, Volume 1: Measuring and Modelling Financial Risk, John Wiley&Sons, 1998
- [48] R.Keeney and R.Raiffa, Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs, Wiley, 1976

- [49] R.Kelman – –Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: eficiência econômica e comportamento estratégico de geradores em ambiente de mercado – COPPE-UFRJ, Maio 1999.
- [50] Regras e Procedimentos de Mercado – disponível em
<http://www.mae.org.br>
- [51] Regras Algébricas do Mercado Atacadista de Energia 3.5, capítulo 7: Mecanismo de Realocação de Energia – disponível em
<http://www.mae.org.br>
- [52] S. Granville, G.C. Oliveira, L.M. Thomé, N. Campodónico, M. Latorre, M.V.Pereira, e L.A. Barroso , “Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [53] S.Granville, R.Kelman,L.A.Barroso, R.Chabar, M.V. Pereira, P. Lino, P. Xavier, I. Capanema , “Um Sistema Integrado para Gerenciamento de Riscos em Mercados de Energia Elétrica”, XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [54] S.Fleten, S.Wallace, W.Ziemba, “Portfolio Management in a Deregulated Hydropower Based Electricity Market”, Hydropower’97 Proceedings, Trondheim, August 1997
- [55] S.Hunt, G.Shuttleworth, Competition and Choice in Electricity, Wiley, 1996
- [56] Silva, A. J. (2003). Leilões de certicado de energia elétrica: Maximo excedente versus maxima quantidade negociada. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [57] T. Saaty, “Fundamentals of Decision Making”, RWS Publications, Pittsburg, 1994.
- [58] Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, auctions, and competitive sealed-tenders. Journal of Finance 16, 8 -37.
- [59] von Neumann, J.; Morgenstern, O. “Theory of Games and Economic Behaviour” Princeton Press, 1947; ISBN 0-691-00362-9

- [60] W.V. Harlow, “Asset Allocation in a Downside-Risk Framework”,
Financial Analysis Journal, 1991
- [61] Web-site ANEEL: <http://www.aneel.gov.br>
- [62] Web-site leiloes do MAE: <http://www.leiloesdomae.org.br>
- [63] X.Vieira F., M.V.F. Pereira, B.G. Gorenstin, J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S. Granville, “Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts” Paper presented at the Paris CIGRÉ Conference, 1998

12 ANEXO A: Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do sistema elétrico interligado e a correção de uma distorção econômica na remuneração econômica de geradores hidroelétricos e reservatórios. O objetivo deste anexo é apresentar uma breve descrição do MRE e de seu funcionamento. O detalhamento completo das regras do MRE pode ser encontrado em [50][51].

12.1 MRE: Motivação

12.1.1 Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas

Os contratos bilaterais entre empresas no Setor Elétrico Brasileiro constituem apenas instrumentos financeiros. Isto significa que a produção física das usinas é completamente desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários.

Como discutido no decorrer desta tese, no caso de usinas térmicas, os contratos bilaterais permitem gerenciar adequadamente a volatilidade: se o preço “spot” é reduzido, a usina não é despachada e atende seu contrato através da compra de energia no mercado “spot”, evitando assim os custos de produção; se o preço “spot” é elevado, a usina é despachada e atende seu contrato através de geração própria, evitando assim compras onerosas de energia.

No caso de usinas hidrelétricas, entretanto, a contratação não é suficiente para reduzir os riscos a um nível adequado. Devido à predominância da produção hidroelétrica no sistema brasileiro, os preços “spot” são mais elevados em situações de seca, quando as hidroelétricas necessitam comprar energia para cumprir seus contratos. Como consequência, a hidroelétrica contratada corre

riscos em ambos os extremos: se estiver pouco contratada, está exposta a preços baixos no “spot”; e se estiver muito contratada, está exposta ao risco de ser obrigada a comprar energia a preços elevados. Este risco é conhecido como “risco hidrológico”. Em particular, no caso de racionamento de energia, as hidroelétricas teriam que pagar o equivalente à diferença entre a energia contratada e produzida multiplicada pelo custo de racionamento.

12.1.2 Eficiência Econômica da remuneração “spot”

A implementação do esquema “spot” em sistemas hidrotérmicos não deveria apresentar dificuldades conceituais: uma vez calculado o despacho ótimo do sistema, no balanço de pagamentos no mercado “spot” cada agente receberia (pagaria) o produto do preço “spot” e sua produção (consumo) de energia. Uma das justificativas básicas para a implantação de um esquema de pagamento “spot” é a eficiência de seus sinais econômicos. Mostra-se em [49] que, sob condições de concorrência perfeita, a expansão descentralizada do sistema, onde os agentes tentam maximizar seu lucro, coincide com a expansão centralizada do sistema, onde um agente central (o planejador) procura encontrar a solução de mínimo custo total.

Entretanto, conforme mostrado em [49], o mecanismo de remuneração “spot” só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidroelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Num caso extremo podemos imaginar um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, a montante de usinas a fio d’água. Este reservatório é obviamente benéfico para o sistema, pois regula a vazão afluente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia. Entretanto, dado que o esquema “spot” remunera somente a *energia gerada*, o reservatório não seria remunerado, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

É importante observar que esta distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito *geral* para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem

máquina. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em [49][44], esta distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado “spot” de água, que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do mercado “spot” de energia, e permite remunerar estes serviço de maneira a restabelecer a eficiência econômica.

12.2 O Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia apresenta uma proposta de solução para os dois tópicos anteriores.

O MRE é um mecanismo de “hedging” compulsório entre as usinas hidrelétricas que compõe o sistema. No contexto do MRE, cada usina hidroelétrica recebe a cada período um *crédito de energia* (MWh) proporcional à produção hidroelétrica *total* (soma da produção de todas as usinas hidroelétricas) nesta mesma etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre o *certificado de energia assegurada* da hidroelétrica e a soma dos certificados de todas as usinas participantes do MRE. Este crédito de energia, e não a energia produzida fisicamente pela mesma, é então utilizado para atender o contrato da usina.

Como a produção *total* de energia hidroelétrica (e portanto o crédito de energia) é muito mais constante que a produção individual das usinas hidroelétricas, conclui-se que o MRE é um esquema eficiente de redução da volatilidade e risco hidrológico⁴.

Por outro lado, o MRE procura corrigir a distorção econômica da remuneração “spot” das hidroelétricas através de uma representação *implícita* do mercado ‘spot’ de água. A razão é que este esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a

⁴ Entretanto, conforme discutido em [40], o MRE não mitiga o risco hidrológico global: se a produção total de energia das UHEs for inferior à soma das seus certificados de energias asseguradas, os créditos do MRE distribuídos às UHEs serão inferiores às seus certificados energias asseguradas.

renda “spot” total da cascata (soma dos pagamentos “spot” a todas as usinas da cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa *fictícia* chamada “Mecanismo de Realocação de Energia” cujos “acionistas” são as usinas da cascata. As “ações” da “empresa” MRE são os *Certificados de Energia Assegurada (CEA)* e tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui, e não à produção individual. Com isto, um reservatório puro, por exemplo, é remunerado com base no seu *Certificados de Energia Assegurada* e não com base na sua produção individual (que é nula).

Portanto, conclui-se que o MRE atinge os dois objetivos a que se propõe. Finalmente, o valor do CEA de cada usina (i.e. a quantidade de MWs) é determinado pela ANEEL e pode ser revisto a cada 5 anos. Em cada revisão, o mesmo não pode ser alterado em mais (menos) de 5% e o limite para sua alteração total ao longo de toda a concessão do empreendimento é 10%.

12.3 Exemplo de Aplicação do MRE

Como visto anteriormente, no esquema MRE, a geração *total* da cascata a cada hora é *alocada* entre as usinas *na proporção* de seus CEAs. O pagamento “spot” se aplica então à energia *alocada* a cada usina, e não à produzida fisicamente pela mesma. Em outras palavras, tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui.

12.3.1 Sistema Exemplo

Os conceitos apresentados acima serão ilustrados através de um exemplo com dois geradores térmicos, três hidroelétricas e duas demandas, com as seguintes características:

Tabela D.1 – Geradores

Nome	Cap.
	(MW)
H_1	20
H_2	50
H_3	30
T_1	10
T_2	20

Tabela D.2 – Demandas

Nome	Carga
	(MWh)
D_A	50
D_B	30

12.3.2 Despacho Ótimo

Suponhamos que o despacho ótimo para uma dada etapa (1 hora) é o apresentado a seguir:

Tabela D.3 – Despacho Ótimo

gerador	prod.
	(MWh)
H_1	5
H_2	40
H_3	25
T_1	10
T_2	0

12.3.3 Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - sem MRE

No balanço de pagamentos no mercado “spot”, os geradores recebem o produto de sua geração física (Mwh) pelo preço “spot” (\$/Mwh). Por sua vez, as demandas pagam o produto de seu consumo (Mwh) pelo preço “spot”. A Tabela D.4 apresenta o balanço no mercado “spot” para o caso exemplo, supondo um preço “spot” de \$10/Mwh.

Tabela D.4a - Balanço no mercado “spot” - Geração - sem MRE

Agente	geração	remuner.
	(MWh)	(\\$)
H ₁	5	50
H ₂	40	400
H ₃	25	250
subtotal H		700
T ₁	10	100
T ₂	0	0
subtotal T		100
total geração		800

Tabela D.4b - Balanço no mercado “spot” – Demanda

demanda	consumo	pgto.
	(MWh)	(\\$)
D _A	-50	-500
D _B	-30	-300
Total		-800

12.3.4 Aplicando o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Como mencionado anteriormente, cada agente hidro possui uma quantidade de “cotas” numericamente igual a seu CEA. A Tabela D.5 apresenta os CEAs associados a cada usina no exemplo.

Tabela D.5 – CEAs e Cotas da “Empresa” MRE

agente	CEA (MW)	cota (p.u.)
H_1	10	0.2
H_2	25	0.5
H_3	15	0.3
total	50	1.0

Também como mencionado, o procedimento MRE transforma a geração física $\{H_1, H_2, H_3\}$ de cada usina (MWh) em *créditos de geração* $\{E_1, E_2, E_3\}$ (também em MWh). Estes créditos são calculados como o produto da participação da usina na “empresa” (em p.u.) pela geração hidrelétrica *total*. No exemplo acima, a geração hidrelétrica total (soma das gerações das três usinas hidrelétricas) é 70 MWh. Os créditos são portanto:

Tabela D.6 – Créditos de Geração das Hidrelétricas

agente	geração física (MWh)	cota (p.u.)	crédito de ger. (MWh)
1	$H_1 = 5$	0.2	$E_1 = 0.2 \times 70 = 14$
2	$H_2 = 40$	0.5	$E_2 = 0.5 \times 70 = 35$
3	$H_3 = 25$	0.3	$E_3 = 0.3 \times 70 = 21$
total	70	1.0	70

12.3.5 Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - com MRE

A única diferença no balanço do mercado “spot” com MRE é que os geradores hidrelétricos recebem o produto de seu crédito de geração (MWh) pelo preço “spot” (\$/MWh). Todos os demais elementos (remuneração das térmicas, das demandas, total dos geradores etc.) permanecem idênticos. Em outras palavras, o MRE é um ajuste *interno* ao conjunto de geradores hidrelétricos, e não tem efeito nos demais agentes. A Tabela D.7 ilustra este pagamento.

Tabela 8.7 - Balanço no mercado “spot” - Geradores Hidrelétricos - com MRE

Agente	Geração (MWh)	remuner. (\$)
E ₁	14	140
E ₂	35	350
E ₃	21	210
subtotal H	70	700

Finalmente, observa-se que, como o crédito de energia de uma usina é fração da produção total do “sistema MRE”, os créditos podem ser localizados em regiões (sub-mercados) distintos ao de origem da usina, uma vez que o “sistema MRE” está localizado em diferentes regiões e bacias. Esta possibilidade não foi considerada no exemplo anterior e o conjunto de regras que a define pode ser encontrado em[50][51]⁵. Quando há diferenças de preços entre as regiões onde o crédito da usina está alocada, existe um “surplus” da transmissão (soma dos pagamentos das demandas excede a receita dos geradores). Este “surplus” é alocado aos agentes MRE com o objetivo de reduzir a exposição por alocação em diferente submercado.

⁵ Conforme discutido em [50][51], um crédito de uma UHE alocado em um sub-mercado diferente daquele em que ela se situa gera uma despesa adicional devida à diferença entre o preços dos sub-mercados em pauta. É claro que teoricamente esta realocação poderia gerar lucro para a UHE afetada se o preço do MAE da região onde ela recebeu o crédito fosse maior que a da região de origem, mas o que acontece normalmente é o contrário, pois as regiões de alto preço do MAE

12.4 Vantagens e Limitações do MRE

O MRE apresenta vários aspectos atraentes:

1. Desvincula a produção física da usina do seu crédito de geração. Isto permite que o Operador do Sistema despache os recursos hidroelétricos do sistema de maneira ótima global (por exemplo, mantendo um grande reservatório cheio por vários meses, com geração reduzida, para aumentar a segurança futura do sistema) sem afetar o fluxo de caixa do proprietário.
2. O crédito de geração de cada usina, por ser proporcional à geração hidrelétrica total na cascata, apresenta menos variabilidade que a geração individual da mesma. Em outras palavras, há menos risco do crédito de geração ser inferior ao contrato, o que evita a compra de energia no “spot”.
3. Os investidores em usinas hidrelétricas na realidade não estão comprando ativos físicos, mas “cotas” de uma “empresa” fictícia. Isto torna possível vender as usinas hidroelétricas como simples “papéis” financeiros, isto é, não é necessário dividir as empresas por bacia, etc. para sua venda.

Uma possível desvantagem do MRE seria o desincentivo que o proprietário teria para operar e manter em boas condições sua usina. Prevê-se no marco regulatório a aplicação de multas por não manter um nível adequado de disponibilidade dos equipamentos, que seriam inspecionados periodicamente.

são aquelas onde se observam piores condições hidrológicas e onde é mais difícil a alocação de créditos.