



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GERENCIAMENTO DE RISCO DE BASE  
LOCACIONAL EM MERCADOS DE ENERGIA**

**PAULO SÉRGIO QUINTANILHA FILHO**

**Dissertação Submetida ao  
Instituto de Engenharia Elétrica da UNIFEI  
como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

**ORIENTADOR: PROF. JOSÉ WANDERLEY MARANGON LIMA**

**ITAJUBÁ - MG  
NOVEMBRO 2002**

# ÍNDICE

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>iii</b>
<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Estrutura da Dissertação .....	4
<b>MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>6</b>
2.1 Considerações Iniciais .....	6
2.2 Aspectos da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	8
2.3 O Mercado de Eletricidade Brasileiro .....	13
2.4 Modalidades Contratuais .....	14
2.5 Experiências Internacionais .....	16
2.5.1 Califórnia.....	16
2.5.2 Reino Unido .....	19
2.5.3 Países Nórdicos.....	22
2.6 Conclusão .....	24
<b>MODELO NEWAVE .....</b>	<b>25</b>
3.1 Introdução .....	25
3.2 Modelagem dos Componentes do Sistema .....	28
3.2.1 Sistema de Geração Hidroelétrico – Representação Agregada.....	28
3.2.2 Sistema de Geração Térmica .....	31
3.2.3 Interrupção de fornecimento .....	31
3.2.4 Limites de Intercâmbio .....	31
3.2.5 Demanda .....	32

3.2.6	Energia Afluente.....	32
3.3	Cálculo da Política de Operação.....	33
3.4	Algoritmo de Solução do Problema.....	40
3.5	Estudos de Casos do NEWAVE.....	43
3.6	Conclusão.....	46
<b>CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DISPONÍVEL.....</b>		<b>47</b>
4.1	Introdução.....	47
4.2	Desenvolvimento Histórico.....	49
4.3	Formulação do Problema e Solução Proposta.....	53
4.4	Algoritmo.....	53
4.5	Determinação do CTT.....	55
4.6	Conclusões.....	57
<b>METODOLOGIA E APLICAÇÃO.....</b>		<b>62</b>
5.1	Introdução.....	62
5.2	Avaliação do Valor no Risco.....	63
5.3	Metodologia.....	65
5.4	Estudo de Caso.....	68
	Caso 1 Junho de 2001 (importação máxima de 3000 MW da Argentina).....	69
	Caso 2 Junho de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina).....	73
	Caso 3 Maio de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina).....	76
	Caso 4 Abril de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina).....	78
	Caso 5 Compração entre Junho de 2001 e Junho de 2002.....	80
5.5	Conclusão.....	81
<b>CONCLUSÕES.....</b>		<b>82</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		<b>85</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Competição no atacado e no varejo.....	9
Figura 3.1 – Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos .....	26
Figura 3.2 – Função Custo Imediato.....	36
Figura 3.3 – Funções de Custo Imediato e Custo Futuro.....	38
Figura 3.4 – Função Densidade Preço .....	44
Figura 3.5 – Funções de Densidade de Preço de Junho/2001 e Junho/20021.....	45
Figura 4.1 – Função Densidade de Probabilidade do CDT .....	52
Figura 4.2 - Sistema Interligado com duas áreas .....	53
Figura 4.3 – Probabilidades do CTT.....	59
Figura 4.4 – Preços do Sul (3000 MW de importação da Argentina) .....	60
Figura 5.1 – Definição de VaR.....	63
Figura 5.2 – Função Densidade do CTT. ....	66
Figura 5.3 – Submercados Brasileiros.....	68
Figura 5.4 – Função Densidade de Preço .....	69
Figura 5.5 – Probabilidade do CTT (Sul→SE) .....	70
Figura 5.6 – Preços do Sul (3000 MW de importação da Argentina) .....	71
Figura 5.7 – Função Densidade de Diferença de Preço ( $\Delta p$ ).....	72
Figura 5.8 – Preços para Capacidades de Interfaces diferentes.....	73
Figura 5.9 – Preços do Sul (1000 MW de importação) .....	74
Figura 5.10 – VaR absoluto para Junho de 2001 .....	75
Figura 5.11 – Preços do Sul (Maio de 2001) .....	76
Figura 5.12 – VaR absoluto para Maio de 2001.....	77
Figura 5.13 – Preços do Sul (Abril de 2001) .....	78
Figura 5.14 – VaR absoluto para Abril de 2001.....	79
Figura 5.15 – Funções de Densidade de Preço de Junho/2001 e Junho/20021.....	80

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A partir do início da década de 90, o Brasil passou a viver uma nova realidade no seu processo de desenvolvimento econômico. Diante da impossibilidade de prosseguir com a tarefa de promover o progresso por meio de investimentos em setores estratégicos, como telecomunicações, energia elétrica e transportes, em atendimento às demandas cada vez mais crescentes das mais diversas áreas da sociedade, o governo brasileiro, seguindo a tendência mundial, decidiu deixar a cargo do próprio segmento empresarial o controle das decisões pertinentes a estas atividades, afastando-se da função empreendedora na área de infra-estrutura em favor da participação da iniciativa privada.

No setor de energia elétrica, a necessidade por mudanças já era percebida desde o início da década de 80. Anos mais tarde, sufocados pela crise fiscal, o governo e muitas de suas empresas começaram a sentir o peso de sua limitada capacidade de realizar investimentos no setor.

Com a reestruturação e introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização, os diversos agentes do mercado passam a ter um maior poder de decisão e uma maior flexibilidade no fechamento dos negócios. No entanto, em contrapartida, os agentes passam a ter que lidar com um conjunto de riscos, tanto físicos quanto financeiros.

A introdução da competição no setor elétrico tem ocorrido em muitos países com o objetivo de aumentar a eficiência na produção e na distribuição da energia elétrica [HS96]. Uma condição necessária para se promover a competição na geração e comercialização se baseia na possibilidade de livre acesso ao sistema de transmissão por parte dos consumidores e das companhias de geração, visto que não é factível e nem econômica a construção de sistemas independentes de transmissão para atender cada contrato de compra e venda de energia.

Este trabalho apresenta uma metodologia para tratar o risco de base locacional em transações de energia. Este risco aparece em função das restrições de transmissão impedindo a transferência de energia entre o produtor e o consumidor. Estas restrições provocam um desnível nos preços da energia entre regiões afetando o balanço dos contratos de compra e venda de energia.

Além do risco de base locacional, que no caso da energia elétrica estaria classificado como um risco operacional, existe outro tipo de risco associado às incertezas na hidrologia. Estas incertezas afetam os preços, aumentando o risco de mercado [F98]. A volatilidade nos preços da energia elétrica, principalmente no caso brasileiro, aumenta significativamente em virtude destas incertezas. Este trabalho apresenta uma metodologia para acoplar o risco de base locacional com o risco devido a volatilidade dos preços da energia.

O gerenciamento e a análise dos riscos de mercado e dos riscos operacionais são temas bastante estudados por técnicos da área financeira e de mercado [RWJ95, H97], entretanto, dada a peculiaridade da “commodity” energia elétrica, adaptações das técnicas existentes nestas áreas são necessárias. Uma das métricas bastante utilizadas para avaliação de exposição ao risco de mercado é o “Value at Risk” [J97]. Este trabalho irá utilizar esta métrica para avaliar o efeito da transmissão nos preços da energia elétrica e conseqüentemente no nível de risco dos agentes.

O trabalho tem o objetivo de associar os riscos de preços com os riscos da transmissão através das respectivas funções de densidade de probabilidade. Dado que, no caso brasileiro, os preços são derivados dos custos marginais de produção obtidos a partir de um modelo de coordenação hidrotérmica, denominado de NEWAVE, as funções de densidade de preços são extraídas deste modelo. Em função das restrições de transmissão, representadas pelos limites de intercâmbio entre regiões, o sistema elétrico é dividido em regiões ou submercados que apresentam preços diferentes.

Neste ambiente associado a estas variações de preço tanto no tempo como no espaço, torna-se complexo o processo de tomada de decisão dos agentes, sendo necessárias ferramentas de gerenciamento destes riscos. Este trabalho procura dar uma contribuição neste sentido.

## 1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por seis capítulos que são descritos a seguir de forma resumida.

O presente capítulo apresentou as principais questões referentes à reestruturação do setor elétrico e os riscos que serão tratados neste trabalho. Os objetivos do trabalho foram abordados.

O Capítulo 2 mostra as recentes mudanças estruturais, motivadas principalmente na busca de introdução de competição, visando garantir eficiência alocativa associada ao processo de concorrência. Considerando que este processo ainda está em desenvolvimento, dar-se-á uma visão geral sobre os principais conceitos envolvidos nesta nova fase que passa a indústria de energia elétrica no Brasil. Ainda no mesmo capítulo, faz-se uma comparação entre o mercado de energia no Brasil e alguns mercados já existentes a nível internacional.

O Capítulo 3 procura descrever o programa NEWAVE, baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), cuja função é minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema no horizonte de planejamento. Dos resultados do NEWAVE, é avaliada a função de densidade de probabilidades dos preços de energia em cada submercado para um dado limite de intercâmbio.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia para determinar a capacidade disponível de transmissão – CDT, que é uma limitação da rede de transmissão que não permite que a potência vá de uma barra ou grupo de barras para outras. Na verdade, tais limites dependem da carga que varia ao longo do dia, limitações de tensão, falhas de circuitos ou geradores e o despacho de geradores, que em geral, é coordenado por um operador independente do sistema (OIS). Portanto, o CDT tem uma natureza probabilística e não pode ser tratado através de uma abordagem determinística convencional.

No Capítulo 5 é proposto um método que combina as características probabilísticas do CDT com a volatilidade dos custos marginais de operação – CMO. No Brasil, os preços zonais ou os preços dos submercados que são considerados idênticos aos CMOs, dependem não apenas dos preços dos combustíveis da geração térmica mas principalmente, das condições hidrológicas e das restrições de transmissão. Uma métrica é então discutida para avaliar o nível de exposição dos agentes a esta volatilidade. Exemplos com o sistema brasileiro são apresentados.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões relacionadas aos problemas estudados nesta dissertação e algumas questões que ainda devem ser estudadas em trabalhos posteriores.

## CAPÍTULO 2

### MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo mostra as recentes mudanças estruturais, motivadas principalmente na busca de introdução de competição visando garantir eficiência alocativa associada ao processo de concorrência. Considerando que este processo ainda está em desenvolvimento, dar-se-á uma visão geral sobre os principais conceitos envolvidos nesta nova fase que passa a indústria de energia elétrica no Brasil. Ainda no mesmo capítulo, faz-se uma comparação entre o mercado de energia no Brasil e alguns mercados já existentes a nível internacional.

A contratação da consultoria internacional Cooper & Lybrand pelo Ministério das Minas e Energia, MME em 1996 (projeto RE-SEB) para auxiliar na implantação do novo modelo competitivo para indústria de energia elétrica no Brasil representou uma clara sinalização por parte do governo de que a reestruturação era inevitável. Com o término dos estudos da consultora, diversas recomendações [CL97] sugeridas foram adotadas. Dentre elas destacam-se: separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; criação de um operador nacional de sistemas, criação de um órgão regulador específico para o setor elétrico, criação de organismo responsável pelo acompanhamento das transações de compra e venda de energia (Mercado Atacadista de Energia), e manutenção, num primeiro momento, do sistema centralizado de operação (“tight pool”).

A partir daí, uma série de marcos regulatórios surgiriam no intuito de promover as reformas estruturais necessárias para impulsionar o desenvolvimento do setor. Este esforço na busca de mudanças se consolida com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (*ANEEL*) - órgão regulador criado pela lei 9.247 de 1996, e pela instituição do Mercado Atacadista de Energia (*MAE*) e do Operador Nacional do Sistema (*ONS*), ambos criados pela lei 9.648 de 1998.

Na nova estrutura mercantil do setor elétrico (mercado livre), o governo outorga aos diversos agentes do mercado um maior arbítrio e flexibilidade para o fechamento dos negócios. Isto coloca o desafio de estruturar um sistema de comercialização da *commodity* “eletricidade” que seja dotado de liquidez, transparência e incentivos para a expansão da oferta. As reformas devem ser capazes de sinalizar e atrair novos investimentos, aumentando a capacidade de geração, transmissão e distribuição instaladas no país, de forma que a oferta de energia elétrica possa acompanhar a demanda crescente dos últimos anos e ao mesmo tempo melhorar os níveis de déficit do sistema.

No modelo estatal, o governo federal se responsabilizava por quase todas as funções do setor elétrico, exceto a distribuição. Formulava as políticas, realizava os investimentos visando a expansão do sistema, operava o sistema de transmissão, participava da comercialização juntamente com as empresas estaduais, outorgava as concessões, fazia a regulação e fiscalização da prestação dos serviços. Os riscos inerentes à operação do sistema eram assumidos pelo estado.

No novo modelo do setor elétrico, a definição de políticas e a elaboração de planejamentos setoriais continuam sendo de competência do poder executivo, por meio da política empreendida pelo Ministério das Minas e Energia, *MME*. As demais atividades e responsabilidades passam a ser exercidas pelos novos agentes públicos ou privados do setor, criando assim condições para um mercado competitivo e eficiente nos segmentos de geração e comercialização. No segmento de transmissão e distribuição de energia, continuam vigorando ainda o chamado monopólio regulado, com as tarifas fixadas pelo agente regulador. Neste novo cenário de mercado, o governo deixa de assumir todos os riscos inerentes ao setor elétrico. Os riscos passam a ser assumidos por cada um dos agentes participantes do mercado.

Neste sentido, este capítulo tem como objetivo inicial apresentar uma visão do setor elétrico brasileiro, principalmente no que se refere ao modelo de mercado de energia adotado além de apresentar alguns mercados já existentes a nível internacional.

## **2.2 ASPECTOS DA REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

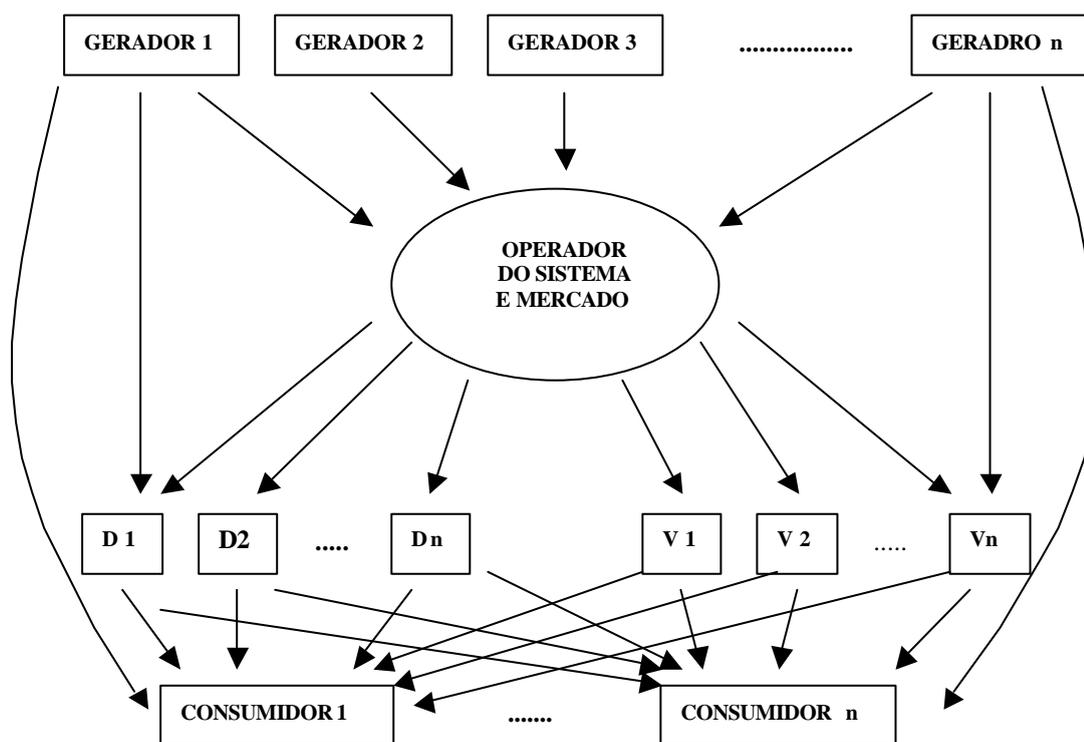
As reformas estruturais que ocorreram e que ainda vem ocorrendo no setor elétrico brasileiro, seguindo uma tendência internacional[DW00], tem evoluído na direção do estabelecimento de uma estrutura de mercado onde passa-se a ter a nítida separação entre o produto - a energia elétrica, e o serviço prestado - a transmissão e a distribuição.

Nesse novo modelo, a produção é entendida como um negócio competitivo e, na maioria dos países cujos setores têm sido ou vêm sendo reformados sob esse enfoque, a energia passa a ser comercializada em bolsas de energia como uma *commodity*. Esta nova estrutura mercantil é baseada na introdução da competição nas atividades de produção e comercialização de energia.

A separação das atividades de geração, transmissão e distribuição servem de incentivo para a desverticalização das concessionárias. Os ativos de transmissão e distribuição continuam sendo vistos como monopólios naturais, com preços regulados, devido às economias de escala que os mesmos proporcionam.

Além disso, o mercado competitivo deverá ser capaz de garantir a continuidade do suprimento e atrair capital privado através da transferência dos ativos de geração e distribuição para a iniciativa privada.

A figura 2.1 abaixo ilustra este tipo de estrutura mercantil, denominada “competição no atacado e no varejo” .



**Figura 2.1 – Competição no atacado e no varejo**

O processo de reestruturação do setor elétrico adiciona novos agentes ao mercado. A nova estrutura abre espaço para as empresas comercializadoras de energia elétrica. Estas empresas têm que passar pela aprovação do órgão regulador, e normalmente não possuem ativos de geração ou transmissão. O agente comercializador é autorizado a

vender energia elétrica a consumidores finais, bem como comprar e vender energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia, *MAE*.

Outras entidades surgiram para garantir o sucesso da nova estrutura de mercado. Cada uma destas entidades possui funções bem definidas trabalhando com objetivos comuns que são: atender o consumidor com qualidade e menores custos, garantir a expansão do setor elétrico e aumentar a competitividade do mercado.

Para assegurar o desenvolvimento equilibrado e ordenado do segmento da energia elétrica, garantindo a qualidade dos serviços prestados ao consumidor e buscando, na medida do possível a mediação entre os interesses dos agentes econômicos e dos consumidores, foi criada em dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica *ANEEL*. Cabe ao órgão regulador desenvolver as atividades de regulação e fiscalização da indústria de energia elétrica e implementar as diretrizes e a política energética do poder executivo. A agência deve assegurar a estabilidade do mercado, pré-condição para atrair e preservar os investimentos do setor privado.

As privatizações, a introdução da competição e a nova dinâmica setorial foram sendo definidas pelo governo, neste período, através de leis, decretos e regulamentos. Neste contexto foram criados o *ONS* – Operador Nacional do Sistema e o *MAE* – Mercado Atacadista de Energia.

O *ONS* é o agente responsável pelo despacho e otimização do sistema, além da administração da rede básica de transmissão de energia elétrica.

O *MAE*, instituído em 1998, será o organismo responsável pela formação do preço da energia elétrica no mercado a vista e pelo processamento da compra e venda de toda a energia elétrica a grosso no país, tanto a realizada por meio dos contratos bilaterais, quanto no mercado à vista.

O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, *CCPE*, é o órgão ligado ao Ministério das Minas e Energia, *MME*, cuja principal atribuição é coordenar a elaboração do planejamento indicativo da expansão da geração e determinativo da expansão da transmissão do setor elétrico brasileiro (*SEB*).

Além disso, foram criados outros agentes, tais como as *GENCOS* (proprietários da geração), as *TRANSCOS* (proprietários da rede básica), as *DISCOS* (proprietários da rede de distribuição), o agente comercializador de energia (*traders*), o produtor independente, o consumidor livre etc.

Os agentes comercializadores são empresas que, mesmo não sendo proprietárias de ativos físicos do setor elétrico, estão autorizadas a atuar na comercialização de energia, contribuindo para dar uma maior dinâmica no mercado, aumentando a competição e, conseqüentemente, equilibrando os preços.

A partir de 1995, com a lei 9.074, as regras do setor elétrico passaram a incorporar a figura do consumidor livre, que está apto a comprar energia elétrica de qualquer empresa autorizada a exercer a atividade de comercialização, ou de qualquer empresa geradora, que lhe ofereça melhores preços e condições de fornecimento. Com a evolução na legislação vigente, hoje, consumidores com carga superior a 3 MW e tensão superior a 69 kV já têm a liberdade de escolher seu fornecedor. No longo prazo, todos os consumidores passarão a ser consumidores livres. A presença dos consumidores livres é fundamental para o desenvolvimento do mercado, pois, é a livre busca de alternativas de suprimento por parte destes consumidores que efetivamente cria um mercado de energia elétrica, no qual o preço resulta no equilíbrio entre oferta e demanda.

Os produtores independentes são empresas ou consórcios autorizados pela agência reguladora a produzir energia e vendê-la, toda ou em parte no mercado, por sua conta e risco, tendo a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e autonomia necessária para assinar contratos bilaterais. Este agente, neste novo modelo, é de fundamental importância para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico.

As funções exercidas pelo conjunto de agentes são regidas por um conjunto de regras e procedimentos, emanados ou homologados pela ANEEL, e/ou pactuadas por um conjunto de contratos firmados entre os agentes.

### 2.3. O MERCADO DE ELETRICIDADE BRASILEIRO

A matriz energética do Brasil é praticamente hidrelétrica, constituída por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, estruturada em complexas cascatas sobre várias bacias hidrográficas. No entanto, tem-se tido, nos últimos anos, um aumento na participação de geração térmica devido ao fato da disponibilidade de gás natural, através dos gasodutos que estão sendo construídos e disponibilizados ao longo do país, e dos avanços tecnológicos obtidos na construção de usinas termelétricas usando turbinas a gás em ciclo combinado. Ademais, as usinas termelétricas são consideradas alternativas de curto prazo para o Brasil, pois, apresentam um tempo de construção reduzido permitindo um aumento da oferta de energia elétrica durante a transição para o mercado competitivo e minimizando os riscos de déficit neste período

No mercado regulado, como é o caso brasileiro, a política de otimização da operação de um sistema hidrotérmico, se dá no sentido de minimizar a soma total dos custos operativos de curto e longo prazo (funções de custos imediatos e futuros), incluindo também o custo de déficit de energia do sistema. Uma usina térmica será despachada se o preço “spot” da energia elétrica, calculado através da solução de um problema de otimização, for maior que o seu custo operativo [MSC94]. O preço “spot” é o custo operativo do último gerador despachado, necessário para atender a carga.

Com base nas características de um sistema de geração hidrotérmico, a seqüência de despacho das usinas de geração é determinada conforme apresentado a seguir:

1º) Hidrelétricas a fio d’água são despachadas em função do nível presente de seus reservatórios e das afluências presentes, enquanto térmicas inflexíveis (parcela de energia térmica contratada bilateralmente) são despachadas constantemente;

2º) Hidrelétricas regularizadoras de vazão são despachadas em função do nível presente de seus reservatórios e da previsão de afluências futuras, enquanto térmicas flexíveis (parcela de energia térmica disponibilizada no mercado *spot*) são despachadas por mérito de menor custo operativo.

O despacho das usinas térmicas está diretamente ligado ao seu contrato de energia, devendo tais usinas declarar ao operador do sistema sua inflexibilidade, quando esta existir. A inflexibilidade das usinas térmicas indica a existência de contratos bilaterais que requerem que a usina esteja constantemente despachada de modo a cumprir tais contratos. Assim sendo, existe uma parcela da energia da térmica que está sempre despachada, enquanto a parcela restante é despachada “por mérito” de menor custo de operação.

## 2.4 MODALIDADES CONTRATUAIS

A implantação do *MAE* é precedida por um período de transição em que o antigo modelo irá cedendo espaço para a expansão da competição entre os agentes econômicos. Dentro destes aspectos, esta nova etapa do sistema elétrico brasileiro trouxe novas plataformas de negociação:

- **Contratos iniciais**

São contratos de longo prazo firmado entre empresas geradoras e distribuidoras de energia, incluindo as previsões de crescimento de demanda feitas quando da assinatura dos acordos. Até sua completa expansão, o mercado será implementado em etapas, permitindo a transição do modelo antigo para o modelo atual do setor elétrico. Estes contratos substituíram os antigos contratos de suprimento, e nele são especificados o preço, volume e duração. Caracterizam-se por evitarem a explosão dos preços na fase de transição do modelo antigo para o modelo atual.

- **Contratos Bilaterais de Energia**

O preço da energia elétrica no mercado de curto prazo é muito volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Desta forma, a concepção do marco regulatório partiu do princípio de que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar por parte da demanda através dos contratos bilaterais (*PPAs – Power Purchase Agreements*). Embora os *PPAs* sejam instrumentos financeiros, a exigência regulatória de que os mesmos sejam respaldados pela capacidade física de geração, garante que o estímulo à contratação bilateral resulte na entrada de nova oferta.

Dentro deste contexto, os contratos bilaterais têm como objetivo principal estimular a expansão da oferta de energia e reduzir a exposição tanto dos agentes geradores quanto dos agentes consumidores à volatilidade do custo marginal de operação (preço *MAE*). Caracterizam-se por ser um instrumento financeiro com preços e volumes livremente acordados entre as partes. Nestes contratos são especificados:

- Demanda contratual e preço de demanda;
- Preço da energia.

Sendo as centrais hidrelétricas limitadas a contratar bilateralmente no máximo a sua energia assegurada, o excedente de geração pode ser vendido no *MAE*, de acordo com o definido nas “Regras de Mercado”[ M98a]. As térmicas podem disponibilizar no *MAE* toda energia não contratada bilateralmente.

- **Negociação no mercado multilateral de curto prazo (*MAE*)**

Compras do faltante e vendas do excedente da energia não coberta pelos contratos bilaterais podem ser negociadas no Mercado multilateral de curto prazo (*MAE*), cujo preço dependerá das incertezas inerentes à Operação do Sistema Elétrico.

## 2.5 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Na maioria dos países onde o setor elétrico foi reestruturado, o preço a vista (spot price) é formado através de leilão. Os produtores oferecem ao final de cada dia as ofertas (bids) para os diversos patamares de geração para cada hora do dia seguinte. Os consumidores, por sua vez, fazem propostas (asks) para os diversos patamares de consumo para o mesmo período. As ofertas individuais dos preços de venda e consumo são agregadas por ordem de mérito e o preço da energia que otimiza o sistema naquela hora é dado pelo equilíbrio entre a oferta competitiva de energia e a demanda dos consumidores. A interseção destas duas curvas dá o preço spot (market clearing price) e o despacho contratado. A seguir, são apresentados alguns mercados de energia já existentes.

### 2.5.1 Califórnia [CalPX99]

Em 31 de março de 1998, inicia-se um processo de desregulação que tem por finalidade atender os consumidores de todas as classes, residenciais, comerciais e industriais para que possam escolher livremente quem lhes irá fornecer a energia, independente da zona de concessão em que se encontrem.

As três principais empresas, PG&E, Southern Califórnia Edison e a San Diego Gas and Electric, que eram responsáveis por toda a energia negociada na Califórnia, foram obrigadas a separar suas atividades em geração, transmissão e distribuição. Na primeira fase, liberou-se a geração como forma de introduzir a competição neste setor. As outras atividades se mantiveram reguladas pelo FERC (Federal Energy Regulatory Commission). Estas empresas foram obrigadas a comprar e vender toda sua energia através da bolsa de energia.

Foram criadas também instituições que tem o objetivo de gerenciar esta nova estrutura: a California Power Exchange (CalPX) e a California Independent System Operator (Cal-ISO) [BB99].

Tanto CalPX como Cal-ISO possuem unidades encarregadas de monitorar o cumprimento das regras de mercado, assegurando o seu funcionamento de forma justa. Estas unidades trabalham coordenadamente, trocando dados e informações referentes a ações corretivas.

Outra característica importante é o protocolo de programação (Scheduling Protocol). Seus objetivos são processar os dados para a programação final dos Mercados de Day-Ahead e Hour-Ahead.

Assim, este protocolo se aplica as seguintes entidades:

- (a) Coordenadores de Programação (Scheduling Coordinators) (SCs);
- (b) Empresas Distribuidoras (Utility Distribution Companies) (UDCs);
- (c) Empresas de Transmissão participantes (Participating Transmission Owners) (PTOs);
- (d) E o ISO.

Este processo vai recebendo dados uma semana antes, gerando projeções de demanda e oferta, recebendo planos propostos pelos diferentes participantes. Recebem planos de despacho da parte dos diferentes SCs, os quais são revisados. Em caso de aparecer inconsistências entre SCs, ambos são notificados para buscar uma solução.

Os SCs entregam os Programas de Despacho, tanto para o mercado Day-ahead como para o mercado Hour-Ahead. O ISO se encarrega também de revisar problemas de congestionamento causado por restrições de transmissão, buscando o programa de despacho que seja o mais parecido com o que os participantes haviam desejado e que também seja factível.

O funcionamento do mercado, no que se refere à energia é o seguinte:

a) ***Day-Ahead***

Negocia-se a energia para o dia seguinte, baseado nas informações dos participantes. Esta negociação é realizada no CalPX;

b) ***Hour-Ahead***

Permite correção de anomalias de última hora, como mudança de demanda. Esta negociação também é realizada no âmbito do CalPX;

c) ***Real Time Markets***

Serviço para manter a segurança e confiabilidade do sistema. Os participantes informam os preços que eles estão dispostos a pagar por uma redução/aumento na geração e demanda.

Outra questão importante no mercado de energia refere-se aos Sistemas de Transmissão. Na modelagem dos mercados de energia, as restrições de transmissão apresentam importantes limitações para o funcionamento dos sistemas. Particularmente, o tema do congestionamento nas redes é originado quando o despacho ideal excede a capacidade de transmissão de determinadas conexões, o que na prática significa o desacoplamento dos mercados, produzindo uma situação que não só limita a competitividade como introduz uma nova variável estratégica que pode ser administrada pelos agentes de maneira a alterar os preços. Esta característica aumenta no caso da topologia do sistema de transmissão ter características radiais como é o caso do Brasil.

A forma de abordar este fenômeno nos mercados é distinta. A Califórnia divide o estado em 4 zonas, onde se espera que haja congestionamento. Os geradores apresentam ofertas ao CalPX e aos coordenadores de programação (SCs), dando origem aos preços zonais de energia e o custo do congestionamento está associado ao preço do mercado de ajustes.

### 2.5.2 Reino Unido[EPEW00]

Em 1990, a empresa estatal de geração e transmissão “Central Electricity Generating Board “(CEGB) dividiu-se em 3 companhias de geração, a National Power, PowerGen e a Nuclear Electric e uma companhia de transmissão “ National Grid Company” (NGC).

A NGC é responsável pela operação, manutenção e expansão de toda a rede de transmissão nacional. Os procedimentos de rede definem todas as obrigações da NGC e também ditam os padrões de segurança e os procedimentos operacionais, assim como as normas de relacionamento entre a NGC e os usuários do sistema.

Doze companhias regionais de eletricidade (denominadas RECs) foram formadas a partir de uma única companhia através de uma repartição geográfica. As RECs são responsáveis por prover a distribuição na sua área de atuação, e estão sujeitas ao controle do Office of Electricity Regulation (OFFER). As RECs também são responsáveis pelo suprimento aos consumidores na sua área de atuação, contudo existe uma forte competição no setor de comercialização.

O mercado inglês, denominado Electricity Pool, é baseado em despachos diários assumindo que não existem restrições no sistema de transmissão. Cada dia, geradores submetem lances contendo seus preços e condições para venda de energia, para cada meia hora do dia, enquanto as RECs submetem as previsões de demanda para cada meia hora. A NGC estrutura os lances de oferta e demanda e determina o despacho com menor custo.

Este modelo, Electricity Pool, apresentou alguns problemas, a saber:

- Geradores podiam declarar ou não declarar sua disponibilidade para operar permitindo uma manipulação do mercado pelos maiores geradores;
- Um complexo ajuste de preços no mercado;
- Falta de liquidez nos contratos de médio e longo prazo.

Em função destes problemas, foram necessárias uma série de mudanças em termos de formatação do mercado. Em 23 de outubro de 1997, iniciou-se a revisão do Mercado Inglês (Electricity Pool). Em 1999, foi publicado um documento oficial (Review Trading Arrangements – RETA) pelo operador do sistema. E finalmente, em março de 2001 foi formado o novo modelo de mercado, o NETA (New Trading Arrangements).

Com o NETA, ocorreram as seguintes mudanças:

- Transformação da Energia Elétrica em uma *commodity*;
- Aumento da competição;
- Maior transparência no mecanismo de preço;
- Maior liquidez dos mercados a termo e futuro;
- Criação de um mecanismo de balanço;
- Mercado provê incentivos para o estabelecimento de uma cultura de gestão de riscos.

Com a criação do mecanismo de balanço, o mercado poderá corrigir desequilíbrios e restrições. Todos os participantes irão negociar somente com o Operador do Sistema. Os participantes oferecem lances de aumento/redução da oferta e demanda de energia.

Mercados de Futuros e a Termo, podem operar 3 horas e meia antes de um período específico de negociação, como também para semanas e anos. Os mercados de futuros possibilitam acordos entre compradores e vendedores firmados anteriormente à entrega do produto. Por exemplo, um vendedor pode se comprometer a entregar, em uma data futura, uma dada quantidade do produto ao comprador, a preços especificados.

O mercado de futuros é instrumento para distribuir o risco entre os agentes do sistema. Em concorrência perfeita, os preços neste mercado igualariam os custos marginais de longo prazo (custos marginais de expansão ou *CMEs*), quando os prazos dos negócios fossem suficientes para permitir a expansão do sistema.

Em relação as Bolsa de Energia, a energia pode ser contratada quatro horas antes ou até 2 dias de um período específico de negociação. Permite também, um bom ajuste das posições compradas e vendidas com relação a diversas previsões de tempo, economia e falhas de unidades geradoras. Esta modalidade de negociação representa 10% de todo o volume de transações realizadas hoje, no mercado inglês.

Importante ressaltar que o mercado inglês não considera problemas de restrição de transmissão.

## 2.5.2 Países Nórdicos [NP02]

O início do processo de desregulação remonta-se ao ano de 1991, com a Noruega. Em 1992, Statnett foi nomeado como o operador independente do sistema. No ano seguinte, se estabeleceu a bolsa de energia com o nome de Statnett Marked, que no começo só atendia o território da Noruega.

### 2.5.2.1 NordPool

Com a entrada da Suécia na bolsa de energia (BE), a mesma muda de nome passando a se chamar de NordPool. A NordPool passa a ser então a primeira BE multinacional. Atualmente os países participantes da bolsa são a Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. Além disso, estes países realizam intercâmbios energéticos com a Alemanha e Rússia.

O mercado de energia do NordPool é dividido em três tipos de mercado: mercado spot, mercado de regulação e mercado de futuros.

No mercado spot, os agentes fazem livremente suas ofertas de preço e quantidades de compra e venda de energia a cada cinco períodos de carga durante os dias da semana e a cada três durante os fins de semana. O mercado automaticamente sinaliza aos compradores para que reduzam suas demandas durante os períodos de preços altos ajudando a distribuir espacialmente a carga. A negociação neste mercado não é compulsória.

No mercado de regulação, que serve para ajuste dos desvios físicos quando ocorrido o despacho real, os participantes informam os preços que estão dispostos a aceitar por um aumento ou redução de produção ou demanda. Este mercado assegura o balanço geração-carga do sistema. Os contratos negociados neste mercado são realizados em até uma hora antes do despacho (hour-ahead).

A potência precisa ser suprida assim que a informação sobre a demanda é conhecida, e o preço pago por esta potência é o preço da unidade de regulação mais cara despachada. O operador do sistema usa uma ordem de mérito para despachar ou interromper cargas segundo as potências negociadas no mercado de regulação, deste modo controla o desbalanceamento do sistema devido aos contratos bilaterais e o mercado spot, bem como provê reservas para o sistema. Depois dos preços e quantidades terem sido fixados no mercado spot, a Statnett AS convida os agentes para que façam suas ofertas no mercado de regulação.

O pool também opera um mercado futuro, em outras palavras, um mercado de suprimento de longo prazo que permite compras de energia em bases semanais, em blocos de semanas ou por estação do ano, como também compra de demanda de pico. Este mercado opera para um período de até três anos a frente. Os contratos futuros foram originariamente concebidos para entrega física da energia elétrica, porém em outubro de 1995 estes se tornaram contratos financeiros com a finalidade de gerir o risco proveniente da oscilação dos preços da eletricidade.

Cerca de 70% da energia vendida é transacionada por contratos bilaterais. Estes contratos, que podem variar bastante em relação a tempo e preço, são determinados e despachados pelo fornecedor, mas o operador do sistema deve aprovar esta transação como sendo factível.

Outra característica importante no NordPool, é o Real Time Market, responsável por manter a segurança e confiabilidade do sistema. Permite o correto balanceamento entre geração e consumo em tempo real. Neste mercado, os participantes informam os preços que eles estão dispostos a pagar por uma redução/aumento na geração e demanda.

Cabe destacar que a participação no NordPool não é obrigatória e que a presença de contratos bilaterais fora da bolsa responde pela maior parte da energia programada. Outro ponto que chama a atenção, é que o processo de desregulação não significou a mudança de todas as empresas estatais para privadas, ambas coexistem e competem entre si.

## 2.6 CONCLUSÃO

As mudanças estruturais no setor elétrico, que vêm ocorrendo nas diversas regiões do planeta, inspiram-se na idéia da separação do produto - a energia - e dos serviços - a transmissão e a distribuição.

Nesse novo modelo, a produção é entendida como um negócio competitivo e, na maioria dos países cujos setores têm sido ou vêm sendo reformados sob esse enfoque, a energia passa a ser comercializada em bolsas de energia como uma *commodity*.

Um grande problema dos mercados de energia é o transporte dessa *commodity*, uma vez que ela depende da rede de transmissão. A maneira como os aspectos de transmissão são internalizados nesses mercados varia de país para país. No Brasil, por exemplo, há quatro sub-mercados onde o preço de eletricidade é determinado. Eles foram formados baseado nas restrições estruturais de transmissão, que dão origem ao congestionamento. Se um agente compra eletricidade de um gerador que estiver em um outro sub-mercado, ele é exposto ao risco de não ter capacidade de transmissão suficiente para transmitir a energia.

Uma outra diferença entre o mercado brasileiro e os mercados dos demais países, é que no Brasil o preço é resultado de um programa computacional que faz a otimização dos reservatórios enquanto nos demais o preço é formado por um processo de leilões. A seguir é apresentado este programa de otimização.

## CAPÍTULO 3

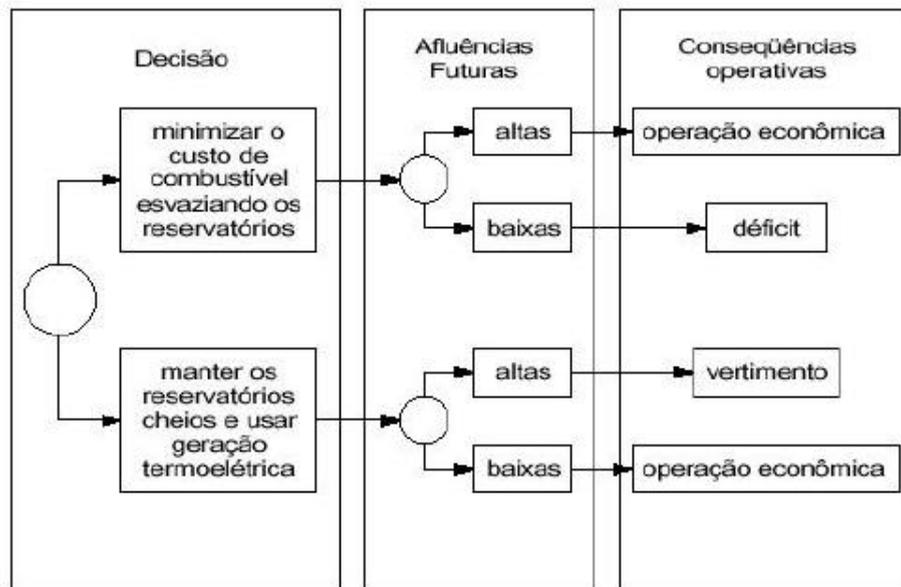
### O MODELO NEWAVE

#### 3.1 INTRODUÇÃO

No sistema brasileiro, as estratégias de operação são definidas de forma a manter em equilíbrio a oferta e a demanda, por meio do gerenciamento das vazões afluentes e dos volumes armazenados nos diversos reservatórios, e minimizando o consumo de combustíveis das térmicas existentes. Desta forma, quando a geração hidrelétrica supera a energia associada às vazões afluentes, o sistema utiliza a água armazenada para atender sua carga, deplecionando os reservatórios, ou se utilizando de geração térmica. Em situação inversa, ocorre o armazenamento, ou, caso os reservatórios encontrem-se cheios, observa-se o vertimento [MSC94].

Portanto, a estratégia de operação depende fortemente da previsão de vazões, além, logicamente, da demanda e da oferta de energia. Como a decisão tem interdependência espacial (complementaridade entre bacias hidrográficas) e temporal (a decisão de gerar hoje afeta o nível de armazenamento futuro), o problema torna-se bastante complexo, uma vez que o número de reservatórios é elevado (em torno de 50 reservatórios em 1999). A figura 3.1 a seguir apresenta o processo de decisão para operação de sistemas hidroelétricos como o brasileiro, levando-se em consideração apenas a variável afluência. Se a decisão for turbinar a água, ao invés de acumular em reservatório, e acontecendo uma situação de seca, o custo para sociedade é muito alto (custo do déficit de energia). No outro extremo, fazendo uso de geração térmica, caso ocorra um cenário onde ocorreu vertimento de água, a operação foi custosa, uma vez que gastou-se combustível quando poderia usar a água armazenada.

Em função de haver ganho sistêmico entre bacias, há a necessidade da operação ser centralizada sob pena de desotimização, com perda de energia firme.



**Figura 3.1 – Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos**

A necessidade de continuar com a filosofia de otimização dos recursos energéticos oriundos do parque hidráulico, fez com que, na desregulamentação do setor elétrico brasileiro, optasse por não implementar o mercado de energia elétrica nos moldes de outros países onde há predominância de geração térmica. Esta formatação particular faz distanciar o modelo brasileiro dos modelos de mercados adotados até então. O mercado pressupõe a formatação do preço através do casamento da oferta com a procura e não através de um modelo computacional, mesmo que ele tenha por objetivo a otimização dos recursos.

Para executar a atividade de planejamento da operação, o setor elétrico dispõe de uma ferramenta que considera nos seus procedimentos de cálculo as principais variáveis envolvidas. O modelo NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, desenvolvido pelo CEPEL, utiliza uma metodologia baseada na Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE [M93], para resolver o problema de minimização do valor esperado do custo de operação do sistema no horizonte de planejamento. Este modelo é composto por quatro módulos computacionais:

- i. ***Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente*** – Calcula os subsistemas de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazões mínimas, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento e perdas do limite de turbinamento nas usinas fio d'água;
- ii. ***Módulo de Energias Afluentes*** – Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energia afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação;
- iii. ***Módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica*** – Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos;
- iv. ***Módulo de Simulação da Operação*** – Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

## 3.2 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Serão apresentados agora os parâmetros do sistema geração/transmissão. Estes parâmetros em geral variam por estágio, permitindo assim mudanças no sistema (por exemplo, a entrada de novas unidades geradoras no sistema) ou na situação de operação (por exemplo, a restauração de usinas térmicas afeta sua taxa de saída forçada).

### 3.2.1 – Sistema de Geração Hidroelétrico – Representação Agregada

As usinas hidroelétricas se dividem em usinas com capacidade de regulação e usinas a fio d'água. Esta classificação depende do tipo de estudo e da duração das etapas. Por exemplo, uma usina com capacidade de regulação semanal seria considerada como a fio d'água no cálculo da política de operação de longo prazo. Entretanto, a representação de seu armazenamento seria importante no cálculo da decisão de curto prazo.

No modelo agregado, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, com as seguintes características:

- ✓ A capacidade de armazenamento do reservatório equivalente é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. Normalmente, adota-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume;
- ✓ A energia total afluenta  $EAF_t$  ao reservatório equivalente se divide em duas partes:

- i. Energia controlável, associada às vazões afluentes das usinas com reservatórios e que pode ser armazenada no reservatório equivalente;
- ii. energia a fio d'água, associado às curvas sem reservatório.

Os componentes do modelo equivalente são descritos a seguir:

### a) Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima  $\overline{EA}$  é definida como a energia total produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema a partir do volume armazenado máximo, sem considerar novas afluências e de acordo com uma regra de operação:

$$\overline{EA} = \sum_{i=1}^R \overline{V}_i \left( r_i(h_i) + \sum_{j=1}^{J_i} r_j(h_j) \right) \quad (1)$$

Onde:

$\overline{EA}$  energia armazenável máxima;

R conjunto de usinas com reservatório;

$\overline{V}_i$  capacidade de armazenamento do reservatório i;

$r_i(h_i)$  produtividade da usina i, função da altura de queda líquida  $h_i$ ;

$J_i$  conjunto de usinas a jusante do reservatório i.

### b) Energia Controlável

A energia controlável é a energia que pode ser efetivamente incorporada ao reservatório equivalente de energia, até o limite  $\overline{EA}$ . Esta energia é estimada como o produto do volume afluente natural a cada reservatório com a soma de sua produtividade e as de todas as usinas a fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

$$EC_t = \sum_{i=1}^R \left[ AN_{i,t} \left( r_i(h_i) + \sum_{j=1}^{FR_i} r_j(h_j) \right) \right] \quad (2)$$

Onde:

$EC_t$  energia controlável no estágio t;

$AN_{i,t}$  volume afluente natural ao reservatório i no estágio t;

$FR_i$  conjunto de usinas a fio d'água entre i e o próximo reservatório a jusante.

### c) Energia a fio d'água

A energia a fio d'água corresponde à energia afluente às usinas a fio d'água, a qual não pode ser armazenada. Esta energia é calculada multiplicando-se a produtividade da usina pela diferença entre o volume afluente natural e às usinas com reservatório situadas imediatamente a montante. Estes volumes são limitados pelo limite de turbinamento máximo em cada usina a fio d'água.

$$EF_t = \sum_{i=1}^F r_i(h_i) \min \{ I_i; \bar{Q}_i \} \quad (3)$$

Onde:

$EF_t$  energia a fio d'água no estágio t;

F conjunto de usinas a fio d'água;

$I_i$  volume incremental afluente, dado por:

$$I_i = AN_i - \sum_{j=1}^{M_i} AN_j$$

$M_i$  conjunto de reservatórios imediatamente a montante de i;

$\bar{Q}_i$  capacidade de turbinamento da usina i.

### 3.2.2 – Sistema de Geração Térmico

As usinas térmicas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas). Os parâmetros básicos das classes térmicas são representados a seguir:

- geração máxima;
- geração mínima;
- custo incremental de operação (\$/MWh);
- fator de capacidade médio devido a saídas forçadas e programa de manutenção.

### 3.2.3 – Interrupção de fornecimento

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade térmica de capacidade igual à demanda, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. Este custo pode ser variável de acordo com a profundidade do déficit, prevendo-se um máximo de três segmentos lineares.

### 3.2.4 – Limites de Intercâmbio

O intercâmbio entre sistemas vizinhos é representado através de:

- limites de intercâmbio (MW);

Estes limites são definidos a partir de critérios pré-estabelecidos que são descritos nos procedimentos de rede do ONS<sup>1</sup>. Para cada patamar de carga, são informados dois limites correspondente aos dois sentidos de fluxo. É importante salientar que estes limites são determinísticos, ou seja, não é introduzida nenhuma incerteza.

---

<sup>1</sup> Procedimentos de Rede - Módulos 6 e 23

### 3.2.5 – Demanda

A demanda é representada como blocos {potência; duração} ao longo do estágio. Esta previsto três patamares de demanda por estágio nos modelos de cálculo de política de operação e simulação da operação. Observa-se que a representação da demanda é “cronológica”, e não do tipo “curva de duração de carga”. Desta forma, representa-se a diversidade espacial das demandas em sistemas vizinhos.

### 3.2.6 – Energia Afluente

A partir de registros históricos de vazões naturais afluentes a cada usina hidrelétrica é possível construir uma série histórica de energias afluentes ao reservatório equivalente. Devido ao tamanho limitado da série histórica, ajusta-se um modelo estocástico para produzir séries sintéticas de energias afluentes que serão empregadas para o cálculo da política ótima e simulação da operação. Propõe-se o emprego de um modelo autorregressivo periódico de ordem variável PAR(p) [M93].

No modelo atual do NEWAVE, a energia afluente é a única variável que tem tratamento estocástico, ou seja, é a única variável aleatória considerada. Isto tem trazido uma série de problemas e questionamentos no que se refere ao preço do MAE oriundo deste modelo.

### 3.3 CÁLCULO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO

O objetivo do módulo associado à política de operação é determinar, para cada estágio do período de planejamento, os intercâmbios entre os subsistemas e as metas de geração para os subsistemas equivalentes e usinas térmicas do sistema que reduzam ao mínimo o valor esperado dos custos de operação.

O problema de operação hidrotérmica pode ser resolvido por programação dinâmica estocástica (PDE), representada pela seguinte equação recursiva:

$$\mathbf{a}_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[ C_t(U_t + \frac{1}{1 + \mathbf{b}} \mathbf{a}_{t+1}(X_{t+1})) \right] \right\} \quad (4)$$

s.a restrições operativas a cada estágio t  
para t = T, T-1, ..., 1; para todo  $X_t$ .

A recursão (4) é feita para cada estágio t do período de estudo. O horizonte de estudo se representa por T e  $\beta$  é a taxa de desconto. A duração de cada estágio e do horizonte depende das características do sistema. Para o sistema brasileiro, que dispõe de reservatórios de capacidade de regulação pluri-anual, propõe-se utilizar estágios mensais e um horizonte de estudo de até 5 anos.

As variáveis de estado  $X_t$  incluem as características do problema que afetam a decisão de operação. No caso de sistemas hidrotérmicos, existem tipicamente duas classes de variáveis de estado:

- armazenamento nos reservatórios de energia de regulação anual e pluri-anual,  $EA_t$
- informação hidrológica,  $H_t$ .

O vetor  $EA_t$  representa as energias armazenadas nos reservatórios equivalentes no início do estágio  $t$ . Os componentes do vetor são representados por  $\{EA_t(i), i = 1, \dots, NS\}$ , onde  $i$  representa o  $i$ -ésimo subsistema.

Por sua vez, o vetor  $H_t$  representa as energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes nos estágios anteriores,  $t-1$ ,  $t-2$ ,  $t-3$  etc. O número de estágios passados que se representam está diretamente associado à ordem do modelo estocástico de energias e varia para cada sistema.

$A_t$  é o vetor de energias afluentes incrementais durante o estágio  $t$ .  $A_t | X_t$  representa a distribuição de probabilidades da afluência  $A_t$  condicionada ao estado do sistema  $X_t$ .

As variáveis de decisão do problema em cada etapa  $t$  incluem as energias turbinadas e vertidas nos reservatórios equivalentes e a geração das unidades térmicas em cada patamar da curva de carga. O vetor  $U_t$  representa a energia hidroelétrica produzida pelos volumes turbinados nas usinas.  $C_t(U_t)$  é o custo imediato associado à decisão  $U_t$  e  $\alpha_t(X_t)$  representa o valor esperado do custo de operação do estágio  $t$  até o final do período de planejamento sob a hipótese de operação ótima.

#### *a) Função de Custo Imediato*

A geração térmica e os intercâmbios representam-se de maneira indireta através da função de custo imediato  $C_t(U_t)$ . Esta função representa o custo de geração térmica necessário para complementar o atendimento da demanda na etapa  $t$ . Este complemento é a diferença entre a demanda e a energia hidroelétrica produzida  $U_t$ .

O cálculo de  $C_t(U_t)$  é formulado como um problema de programação linear:

$$C_t(U_t) = \min \sum_{k=1}^K \Delta_k \sum_{j=1}^J C_j(G_{tk}(j)) \quad (5)$$

Sujeito a:

$$U_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J G_{tk}(j) + \sum_{r \in \Omega_i} (f_{tk}(r,i) - f_{tk}(i,r)) = D_{tk}(i) \quad (6)$$

$$\underline{G}_{tk}(j) \leq G_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(j) \quad (7)$$

$$\underline{U}_{tk}(i) \leq U_{tk}(i) \leq \overline{U}_{tk}(i) \quad (8)$$

$$\sum_{k=1}^K U_{tk}(i) \leq U_t(i) \quad (9)$$

$$f_{tk}(i,r) \leq \overline{f}_{tk}(i,r) \quad (10)$$

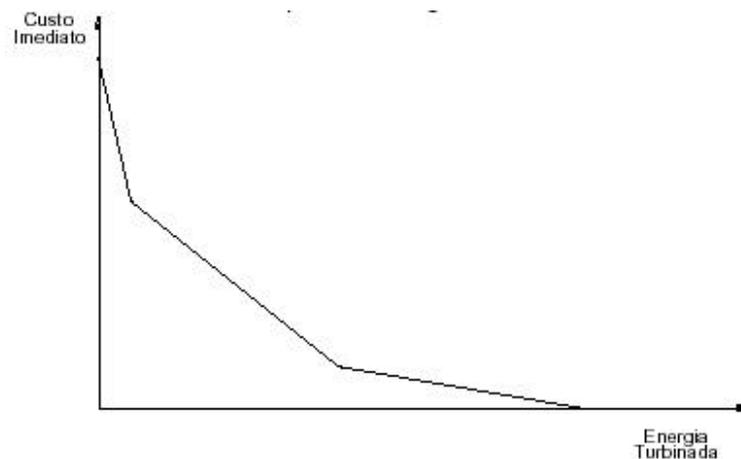
para  $k = 1, \dots, K$ ; para  $i = 1, \dots, NS$ ; para  $j = 1, \dots, J$

$U_{tk}(i)$	energia hidroelétrica produzida pelo subsistema $i$ no patamar $k$ (MWh);
$K$	representa os patamares de carga $k, k = 1, \dots, K$ ;
$D_k$	duração do patamar $k$ ;
$J$	representa as usinas térmicas $j, j = 1, \dots, J$ ;
$G_{tk}(j)$	geração da térmica $j$ no patamar $k$ (MWh);
$\underline{G}_{tk}(j)$ e $\overline{G}_{tk}(j)$	limites mínimo e máximo de geração de $j$ no patamar $k$ (MWh);
$\underline{U}_{tk}(i)$ e $\overline{U}_{tk}(i)$	limites mínimo e máximo de energia turbinada pelo subsistema $i$ no patamar $k$ (MWh);
$C_j$	custo de geração da térmica $j$ (\$/MWh);
$D_{tk}$	demanda líquida (descontada a energia a fio d'água) no patamar $k$ (MWh);
$f_{tk}(i,r)$	intercâmbio de energia do subsistema $i$ para o subsistema $r$ no patamar $k$ (MWh);

$f_{ik}(i,r)$	limite de intercâmbio de energia do subsistema $i$ para o subsistema $r$ no patamar $k$ (MWh);
$W_i$	conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema $i$ .

A restrição (6) representa o balanço de energia em cada patamar. As restrições (7) e (8) representam respectivamente os limites de geração térmica e hidroelétrica em cada patamar. A restrição (9) representa o fato que a soma das energias turbinadas ao longo dos patamares não deve exceder a energia turbinada meta  $U_t$ .

A função de custo imediato para distintos valores de  $U_t$  está representada na Figura 3.2. Observa-se que o custo de complementação térmica diminui à medida que as energias turbinadas aumentam.



**Figura 3.2 – Função de Custo Imediato**

### ***b) Função de Custo Futuro***

A função  $a_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$  representa o valor esperado do custo de operação da etapa  $t+1$  até o horizonte  $T$ , a partir do armazenamento  $EA_{t+1}$  e é por isso conhecida como função de custo futuro. Observa-se que o custo de operação depende dos valores das variáveis de estado  $EA_{t+1}$  e  $H_{t+1}$ .

Em termos matemáticos, a função de custo futuro se representa como uma função linear por partes:

$$\mathbf{a}_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1}) = \min \mathbf{a}_{t+1} \quad (11)$$

Sujeito a

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{p}}_1(i) EA_{t+1} + \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{I}}_1(i) H_{t+1}(i) + \overline{\mathbf{d}}_1$$

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{p}}_2(i) EA_{t+1} + \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{I}}_2(i) H_{t+1}(i) + \overline{\mathbf{d}}_2$$

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{p}}_p(i) EA_{t+1} + \sum_{i=1}^{NS} \overline{\mathbf{I}}_p(i) H_{t+1}(i) + \overline{\mathbf{d}}_p$$

onde:

$\alpha_{t+1}$  variável escalar que representa o custo fixo;

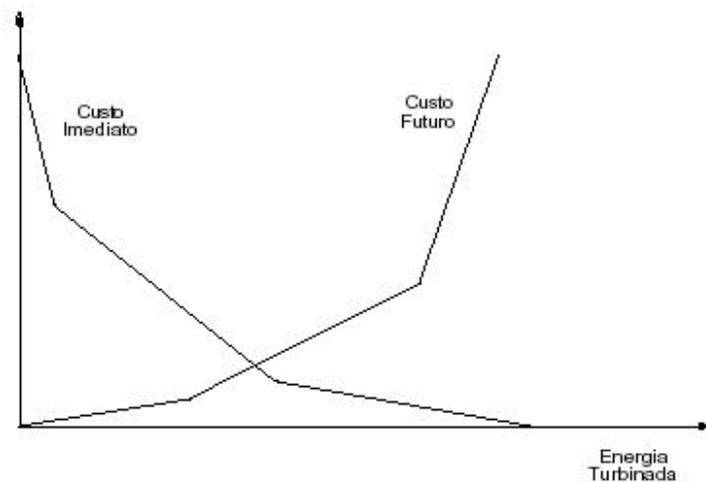
$p$  número de segmentos da função linear por partes;

$\overline{\mathbf{p}}$  coeficiente associado à variação das energias armazenadas, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio  $t+1$  até  $T$  em relação à variação incremental da energia armazenada no estágio  $t$ ;

$\overline{\mathbf{I}}$  coeficiente associado à variação das energias afluentes, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio  $t+1$  até  $T$  em relação à variação incremental da tendência hidrológica;

$\overline{\mathbf{d}}$  termo constante da restrição linear.

A função de custo futuro permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa  $t$ , através da energia turbinada  $U_t$  (função de custo imediato  $C_t(U_t)$ ), ou “guardar” a água para uma utilização futura. A Figura 3.3 representa as duas funções para distintos valores de  $U_t$ . Observa-se que o custo futuro aumenta com a energia turbinada na etapa, já que isto implica em esvaziar os reservatórios.



**Figura 3.3 – Funções de Custo Imediato e Custo Futuro**

A recursão (4) requer como dado de entrada a função de custo futuro para a última etapa, a  $\alpha_{T+1}(EA_{T+1}, H_{T+1})$ . Como esta função terminal não está disponível, utiliza-se o procedimento descrito a seguir:

- I. adicionam-se  $\Delta T$  anos ao período de estudo. Este número de anos adicionais é um valor aproximado que procura traduzir o período de regulação dos reservatórios do sistema.
- II. a configuração do sistema, os dados de demanda e o modelo estocástico de vazões nestes anos adicionais se mantêm iguais aos da última etapa,  $T$ .
- III. a recursão (4) se aplica a este período de estudo estendido, com  $T + \Delta T$  anos. A função de custo terminal para este estudo, a  $\alpha_{T + \Delta T + 1}$ , é inicializada com zero.

**c) Restrições Operativas**

A seguir, formulam-se as restrições operativas da recursão (4).

**I. Balanço de Energia**

Este balanço representa a conservação da energia nos reservatórios equivalentes: a energia armazenada no reservatório no final da etapa  $t$  (início da etapa  $t+1$ ) é igual a energia armazenada no início da etapa, mais a energia controlável afluente, menos a energia defluente do reservatório (gerada e vertida):

$$EA_{t+1}(i) = EA_t(i) + EC_t(i) - U_t(i) - EV_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS$$

**II. Limites de Armazenamento**

$$\underline{EA}(i) \leq EA_{t+1}(i) \leq \overline{EA}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS$$

Onde  $\underline{EA}(i)$  e  $\overline{EA}(i)$  são respectivamente os limites mínimo e máximo de armazenamento.

**III. Limites nos Turbinamentos**

Os limites máximos de turbinamento representam os limites de geração nas usinas hidroelétricas, e correspondem às restrições (9) do problema de cálculo da função de custo imediato.

$$\underline{U}_t(i) \leq U_t(i) \leq \overline{U}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS$$

onde  $\underline{U}_i(i)$  e  $\overline{U}_i(i)$  são respectivamente os limites máximo e mínimo de turbinamento. Estes limites máximos e mínimos de defluência representam respectivamente restrições de capacidade de turbinamento em cada estágio e restrições de navegação e/o irrigação.

### 3.4 Algoritmo de Solução do Problema

Em teoria, o problema (4) poderia ser resolvido por um algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). Entretanto, como já foi visto, o esforço computacional do algoritmo PDE cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema e só é computacionalmente factível até um máximo de três ou quatro variáveis. No caso da operação integrada atual dos subsistemas brasileiros, existirão pelo menos dez variáveis de estado - cinco para o armazenamento em cada sistema e cinco para a tendência hidrológica correspondente.

Devido a isto, propõe-se a utilização da técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica permite obter os mesmos resultados da PDE tradicional, sem necessidade de discretização das variáveis de estado. Uma descrição detalhada da técnica de PDDE pode ser encontrada em [M93].

Apresenta-se, a seguir, uma descrição dos passos principais do procedimento PDDE, que se baseia na execução iterativa dos seguintes passos:

- I. Seleção de um conjunto de estados em cada etapa
- II. Cálculo das funções de custo futuro em cada etapa

***a) Passo I - Seleção de um Conjunto de Estados***

Neste passo, seleciona-se um conjunto de estados  $\{(EA_t, H_t) | l = 1, \dots, L\}$  para cada estágio  $t$  do período de estudo. Estes estados são obtidos através da simulação da operação do sistema para um conjunto de  $L$  seqüências de energias afluentes.

Além das seqüências de energias afluentes, a simulação de operação requer as funções de custo futuro a  $t+1$   $(EA_{t+1}, H_{t+1})$  em cada etapa. Na primeira iteração do algoritmo PDDE, estas funções são inicializadas com zero; nas iterações seguintes, correspondem às funções de custo futuro produzidas no Passo II.

***b) Passo II - Cálculo das Funções de Custo Futuro***

Este cálculo é implementado através do seguinte algoritmo:

- i) percorrer as etapas no sentido inverso do tempo:  $t = T, T-1, \dots, 1$
- ii) percorrer os estados  $\{(EA_t, H_t) | l = 1, \dots, L\}$  selecionados no Passo I do algoritmo PDDE;
- iii) discretizar o vetor de energias afluentes da etapa  $t$ , condicionado a  $(H_t)_l \{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$ ;
- iv) conhecidos o vetor de energias armazenadas iniciais  $\{(EAt)_l, l = 1, \dots, L\}$  e o vetor de energias afluentes  $\{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$ , resolver o subproblema de operação para a etapa  $t$ :

$$z_n = \min \left[ C_t(U_t) + \frac{1}{1+b} \mathbf{a}_{t+1}(EA_{t+1}, (H_{t+1})_n) \right] \quad (12)$$

sujeito a restrições nos vetores de estado e decisão.

v) calcular o valor esperado do custo futuro associado ao estado  $(EA_t, H_t)_1$  e as derivadas deste valor esperado com respeito a variações incrementais nos valores do estado:

$$\alpha_t((EA_t, H_t)_1) = \sum p_n z_n \quad (13)$$

$$\bar{p}_{it}(i) = \sum_1^N p_n \mathbf{p}_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, N$$

$$\bar{I}_{it}(i) = \sum_{n=1}^N p_n \mathbf{I}_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, N$$

Onde:

$p_n$  probabilidade do vetor de energias afluentes  $(EAF_t)_n$ ;

$z_n$  valor ótimo do subproblema de operação (13)

$\pi_n(i)$  derivada de  $z_n$  com respeito a energia armazenada inicial  $(E_a(i))_1$  do subsistema I''

$\lambda_n(i)$  derivada de  $z_n$  com respeito à energia afluente  $(H_t(i))_1$

Os valores  $\alpha_t((EA_t, H_t)_1)$ ,  $\bar{p}_{it}(i)$  e  $\bar{I}_{it}(i)$  são respectivamente o termo independente e os coeficientes da  $i$ -ésima restrição linear que compõe a função de custo futuro na etapa  $t$ .

Para o NEWAVE, a natureza estocástica das vazões de água é levada em consideração. Uma modelagem autoregressiva das séries hidrológicas periódicas é usada como entrada para o programa de otimização dual [M93]. A simulação Monte Carlo é o fundamental, estabelecendo a conexão entre a otimização determinística e a natureza estocástica da vazão.

O Custo Marginal de Operação (CMO) está associado com a demanda em cada submercado. Para a estrutura atual do mercado brasileiro, esse custo marginal é igual ao preço *spot* nesse submercado. Então, para cada passo e para cada seqüência hidrológica, é possível calcular este preço.

Os intercâmbios de potência entre submercados são limitados por quantidade fixas e previamente informados,  $F(k \Rightarrow l)$ . No capítulo seguinte, será incorporada a natureza estocástica desse intercâmbios.

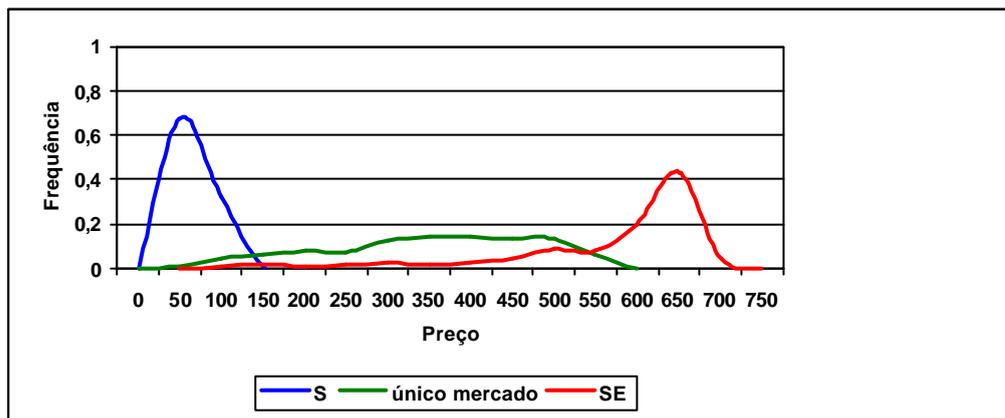
### 3.5 ESTUDOS DE CASOS DO NEWAVE

Dos resultados do NEWAVE, é avaliada a função densidade de probabilidade dos preços de energia em cada submercado para um certo limite de interface.

Exemplos com o sistema elétrico brasileiro são usados para mostrar a função de densidade dos preços. Quanto o problema do racionamento, será apresentado o mês de Junho de 2001. Para comprovar o quanto são dependentes os preços zonais das condições hidrológicas, é feita uma análise com os mesmo mês, porém, para o ano de 2002

**Caso 1: Junho de 2001 (importação máxima de 3000 MW da Argentina).**

A Figura 3.4 mostra a função densidade de preço obtida no NEWAVE, assumindo que nenhuma das restrições de transmissão está ativa.. Esta função representa a condição de existência de apenas um mercado sem restrições de transmissão. Esta função de densidade foi obtida a partir do NEWAVE usando séries hidrológicas sintéticas [MB97]. Na mesma figura, há duas outras funções de densidade para os submercados Sul (S) e Sudeste (SE), mas agora  $\bar{F}(SE \Rightarrow S)$  e  $\bar{F}(S \Rightarrow SE)$  são ambas iguais a 2000 MW. Nesse caso, uma capacidade de importação de 3000 MW da Argentina foi permitida na região Sul. O preço da energia para essa importação foi ajustado em 27,50 R\$/MWh.

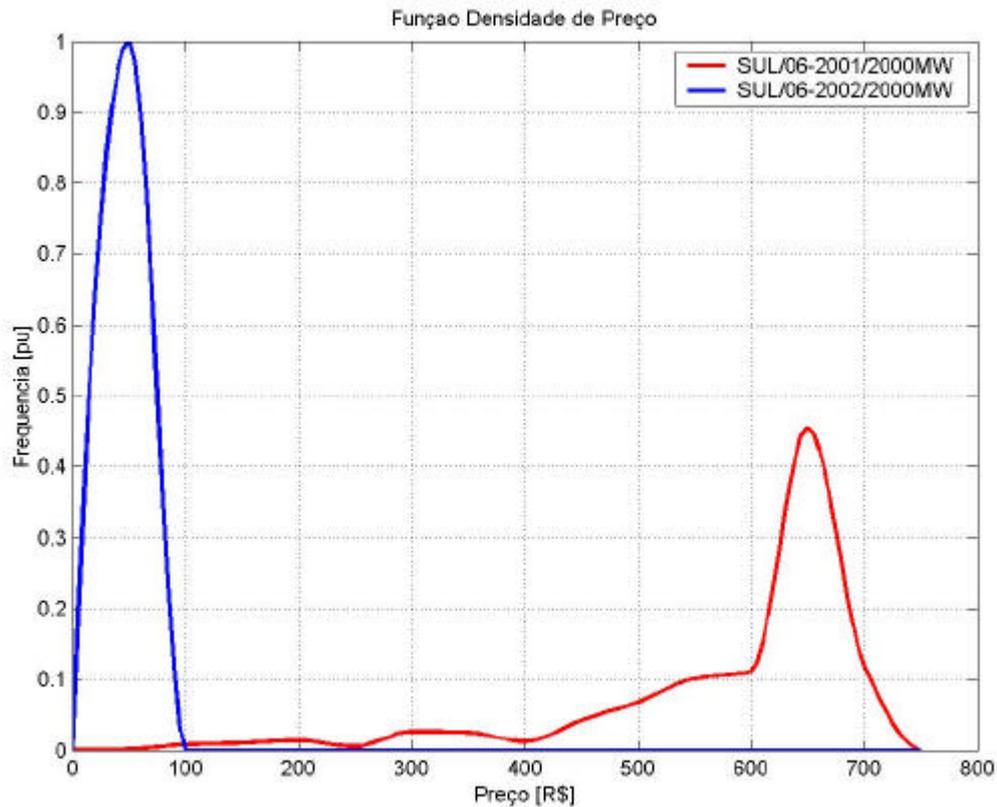


**Figura 3.4 – Função Densidade de Preço**

Como esperado, a função densidade para um só mercado, isto é, sem restrições de transmissão, está no meio das outras duas. Os preços para o submercado do Sul são altos porque eles refletem o problema do racionamento ocorrido em 2001. Quando as restrições de transmissão estão ativas, os preços diferem e, como a região Sul é uma área exportadora, seus preços tendem a ser menores que os preços da região Sudeste. Os preços têm um teto de R\$ 684,00, que corresponde ao custo do déficit. Esse custo representa uma entrada para o programa NEWAVE e isso é incluído no processo de otimização como uma geração artificial, com um custo de produção igual ao custo de déficit. É importante mencionar que esta consideração é particular do caso brasileiro.

**Caso 2: Comparação entre Junho de 2001 e Junho de 2002.**

O ano de 2001 foi um ano atípico em termos de preço de energia em virtude do racionamento. Para efeito de comparação são apresentadas as funções de densidades de junho de 2002 e junho de 2001.



**Figura 3.5 – Funções de Densidade de Preço de Junho/2001 e Junho/2002.**

### 3.6 CONCLUSÃO

Em função da necessidade de manter a otimização dos recursos energéticos, o preço do MAE é igual ao custo marginal de produção, ou seja, a variável  $Z_n$  da equação (12). Portanto, este preço é um subproduto do processo de otimização realizado pelo NEWAVE. A partir das séries hidrológicas é possível obter a função de densidade dos preços que será utilizada para obter o nível de risco dos agentes.

## CAPÍTULO 4

### CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DISPONÍVEL

#### 4.1 INTRODUÇÃO

Muitos artigos têm tratado sobre a capacidade disponível de transmissão – CDT<sup>1</sup>, que é uma limitação da rede de transmissão que não permite que a potência vá de uma barra ou grupo de barras para outras. Na verdade tais capacidades dependem da carga que varia ao longo do dia, das limitações de tensão, da configuração do sistema decorrente de falhas ou não em circuitos ou geradores e o despacho de geradores, que em geral, é coordenado por um operador independente do sistema (OIS). Portanto, o CDT possui uma natureza probabilística e não pode ser tratado com a abordagem determinística convencional.

Este trabalho propõe um método que combina as características probabilísticas do CDT com a volatilidade de preços zonais. No Brasil, os preços zonais ou os preços dos submercados dependem não apenas dos preços dos combustíveis da geração térmica mas principalmente das condições hidrológicas. Além disso, os preços “*spot*” ou preços MAE são gerados pelo modelo NEWAVE para preservar o despacho centralizado do sistema de geração, conforme foi apresentado nos capítulos anteriores.

Neste capítulo, os limites de transferência entre os submercados que interferem significativamente nos preços do MAE não serão modelados de forma determinística, mas serão incorporadas incertezas associadas à configuração do sistema. Estas incertezas são decorrentes das falhas nos circuitos que compõem a interligação, nos circuitos das redes emissoras e receptoras dos submercados e das unidades geradoras.

---

<sup>1</sup> Em inglês esse termo é referenciado como ATC (Available Transfer Capability).

A operação de rede é formulada em um ambiente probabilístico, utilizando Simulação Monte Carlo como método de seleção de estados; modelo linear (DC) para a rede e Programação Linear (PL) como ferramenta de otimização.

A determinação do CDT é um assunto de preocupação tanto para os planejadores de sistemas de potência quanto para operadores. Por exemplo, de acordo com a Ordem FERC 888 e 889, todos os provedores de transmissão devem determinar e por à venda CDT levando em conta obrigações existentes permitindo margens apropriadas para manter a confiabilidade[LQS02].

O máximo fluxo de potência permitido numa interligação de transmissão é limitada por limites térmicos, de estabilidade e de tensão. O menor desses limites define a Capacidade Total de Transmissão (CTT)<sup>2</sup> da interligação. Além disso, um provedor de transmissão pode impor uma Margem de Transmissão (MT), que é uma quantidade relacionada à confiabilidade subtraída da CTT. O CDT é então obtido a partir da diferença entre a transferência contratada e o valor da CTT. Tanto a CTT quanto o CDT são funções da configuração do sistema, capacidades de geração e cargas. Todas essas variáveis apresentam um comportamento probabilístico e portanto não podem ser determinadas baseado numa abordagem determinística [MMG97].

---

<sup>2</sup> Em inglês este termo é referenciado como TTC (Total Transmission Capacity).

## 4.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Historicamente, a determinação da capacidade de transferência vem sendo feita através de modelos de rede DC ou AC, em ambientes de simulação determinísticos ou probabilísticos. Sem dúvida, as incertezas na carga e nas disponibilidades dos equipamentos devem ser levadas em consideração e, portanto, o CDT torna-se uma variável aleatória. Isso significa que a quantidade de potência que pode ser transferida entre uma área e outra é completamente definida por uma função densidade de probabilidade. Uma vez determinada esta função, questões do tipo “Qual é o risco da capacidade de transferência ser menor que um determinado valor?”, podem ser adequadamente respondidas. [C00]

O trabalho de Xia e Meliopoulos [XM96] determina uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível baseada em enumeração. Para cada estado selecionado, a máxima transferência é determinada usando um Fluxo de Potência Ótimo AC.

Em Sandrin, Dubost e Feltin [SDF93], utiliza-se simulação Monte Carlo para selecionar estados para o sistema. Em cada estado selecionado determina-se a máxima transferência usando Fluxo de Potência Ótimo DC. Determina-se também uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível.

G. Hamoud [H98] determina em seu trabalho a função densidade de probabilidade para a quantidade adicional de potência que um sistema pode fornecer a certa barra (ou certas barras) de forma a não se modificar o nível de confiabilidade existente no sistema. Essa quantidade de potência adicional é chamada pelo autor de *Interconnection Assistance*. Cada estado selecionado (por enumeração ou simulação Monte Carlo) é ajustado através de um Fluxo de Potência Ótimo DC.

O trabalho de Mello, Melo e Granville [MMG97] é o primeiro a combinar simulação Monte Carlo com Fluxo de Potência Ótimo AC. Neste trabalho, para cada estado selecionado utilizam-se duas etapas no processo de otimização utilizando o método dos Pontos Interiores. Na primeira, procura-se garantir que o estado selecionado seja factível, utilizando-se uma série de controles tais como redespacho, correção de tensão nas barras, mudança de tapes de transformadores, e, como último recurso, corte de carga. A segunda etapa tem por objetivo a determinação da máxima transferência possível para o caso (já ajustado na otimização anterior), permitindo-se a mesma série de controles da primeira otimização à exceção do corte de carga. Tem-se como resultado final uma função densidade de probabilidade para a capacidade de transferência disponível de modo que o nível de confiabilidade do sistema não seja alterado.

O objetivo da determinação do CDT, é avaliar a capacidade de uma rede levando em conta o fluxo confiável de potência das áreas de suprimento para as áreas de demanda. De acordo com [M98], a melhor tentativa para definir capacidade de transferência foi coordenada pelo NERC, *North American Electric Reliability Council*:

FCITC [*First Contingency incremental transfer capability*] é a quantidade de potência incremental à transferência do caso base, que pode ser transferida através dos sistemas interligados de maneira *confiável*, baseada em todas as seguintes condições:

- ... *no processo normal de operação (pré-contingência) ... todos os carregamentos dos componentes de transmissão estão em suas faixas normais e todas as tensões estão em seus limites normais.*
- *Os sistemas são capazes de ... manter-se estáveis, seguindo [uma contingência de primeira ordem] ... e,*
- *Após amortecidas as oscilações de potência causadas pela [contingência de primeira ordem] ... todos os carregamentos dos componentes de transmissão estão em suas faixas de emergência e todas as tensões estão em seus limites de emergência.*

Esta é sem dúvida alguma, uma definição muito vaga [IGF98]. Mesmo assim é possível extrair algumas regras iniciais para a determinação do CDT. Considerando a configuração do caso base (isto é, sem nenhuma contingência), seja  $CDT_0$  a máxima transferência que leva em conta as restrições anteriores. Da mesma forma, seja  $CDT_1^{(k)}$  a máxima transferência sob uma contingência de primeira ordem ( $k=1, N_1$ ), novamente respeitando às mesmas restrições. Esse parâmetro pode ser generalizado para  $CDT_j^{(k)}$ , onde  $j$  é a ordem da contingência, com  $j=1, N$  e  $k=1, N_j$ ; o número de contingências a serem analisadas dependendo da ordem da contingência.

Assim, uma possível definição para o parâmetro FCITC é dada por:

$$FCITC = \min_k [CDT_0, CDT_1^{(k)}] \quad (4.1)$$

FCITC tomará valores entre zero e a diferença entre a capacidade total de transmissão e a transferência do caso base. À medida que se aumenta a ordem das contingências (incluindo  $CDT_j^{(k)}$  na Equação (4.1)), a capacidade de transferência diminui. No caso limite, a *capacidade de transferência* torna-se nula.

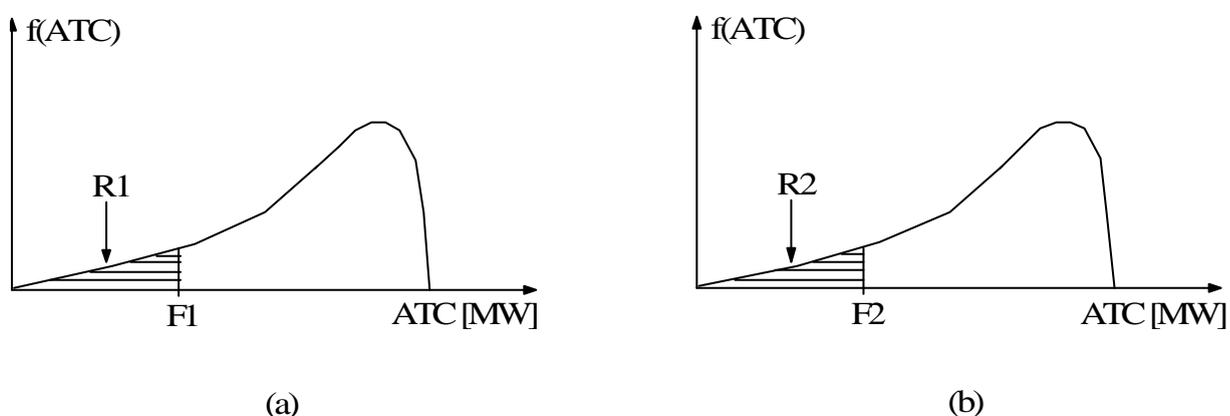
Definitivamente, a capacidade de transferência depende de muitos fatores:

- Disponibilidades de equipamentos de geração e transmissão;
- Condições gerais de operação (despacho econômico, ações corretivas, carregamento do sistema, níveis dos reservatórios, condições do tempo, etc.);
- Conjunto de barras (de e para) onde a potência será transferida.

Sem dúvida, as incertezas nos equipamentos de transmissão devem ser levadas em consideração, e com isso o CDT torna-se uma variável aleatória. Isso significa que a quantidade máxima de potência que pode ser transferida de um sistema ou área para outro(a) é definida por uma função densidade de probabilidade (PDF). Uma vez determinada essa PDF, pode-se responder a questões do tipo:

- Qual o risco R1 de violação de um contrato de venda de energia baseado em uma certa quantidade F1 de transferência?
- Qual o máximo valor F2 de potência que se pode transferir entre as áreas de um sistema de modo que o risco de não-transferência seja igual a um certo valor R2 especificado?

A Figura 4.1 a seguir ilustra as questões anteriores.



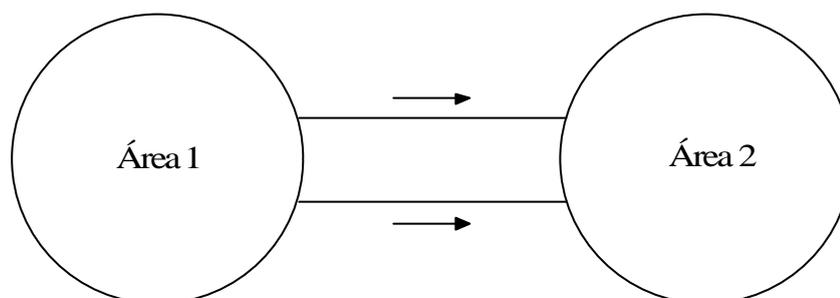
(a) Risco de uma dada transferência      (b) Transferência máxima para um dado risco

**Figura 4.1 – Função Densidade de Probabilidade do CDT**

O período exato de tempo também é importante na determinação do CDT, visto que existem muitos aspectos dependentes do tempo que podem influenciar a capacidade de transferência. Por exemplo, em sistemas predominantemente hidrelétricos, a capacidade de geração dependerá das condições hidrológicas, e portanto essas características podem influenciar as políticas de despacho e redespacho, e conseqüentemente a função densidade de probabilidade do CDT.

### 4.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA

Seja o sistema de potência com duas áreas interligadas da Figura 4.2.[SCMA02]



**Figura 4.2 – Sistema interligado com duas áreas**

A Área 1 tem excesso de geração e transfere energia através das linhas de transmissão para a Área 2, que possui mais carga que geração.

Adotando-se o modelo de rede DC, pode-se equacionar o balanço de potência ativa na Área 1 por:

$$PG_1 - PC_1 = P_{12} \quad (4.2)$$

Onde:

$PG_1$  : Potência gerada na Área 1

$PC_1$  : Potência consumida na Área 1

$P_{12}$  : Potência transferida entre a Área 1 e a Área 2

Por outro lado, pode-se escrever  $P_{C1}$  como:

$$P_{C1} = P_{01} - CC_1 \quad (4.3)$$

Onde:

$P_{01}$  : Potência de carga total da Área 1

$CC_1$  : Corte de carga na Área 1

$P_{C1}$  : Carga efetivamente atendida na Área 1

Substituindo-se (4.3) em (4.2), vem que:

$$P_{G1} - (P_{01} - CC_1) = P_{12}, \text{ assim}$$

$$P_{12} = P_{G1} + CC_1 - P_{01} \quad (4.4)$$

Devido à natureza estocástica das disponibilidades dos equipamentos de geração, transmissão e da carga do sistema, as potências geradas e os cortes de carga se tornam variáveis aleatórias. Assim, de (4.4) pode-se concluir que  $P_{12}$  é também uma variável aleatória. Dessa forma tem-se como importante resultado, que *a potência transferida entre áreas de um sistema interligado é uma variável aleatória.*

A determinação da função densidade de probabilidade do CDT proposta em [C02] baseia-se nas seguintes ferramentas:

- Simulação Monte Carlo para seleção de estados para o sistema;
- Modelo DC para análise do estado selecionado;
- Programação Linear para otimização apropriada do estado selecionado.

A função densidade de probabilidade para o CDT pode ser determinada com base nos seguintes passos:

- a) Selecionar um estado: geração/transmissão/carga;
- b) Resolver as equações da rede para o estado selecionado e fazer os ajustes necessários;
- c) Maximizar a potência transferida através das linhas de transmissão especificadas e fazer os ajustes necessários;
- d) Armazenar os valores de transferência, checar convergência e se necessário voltar ao passo (a).

Seja a seguinte função a ser otimizada para cada estado sorteado na simulação Monte Carlo não-sequencial:

$$\text{Max} \left[ \mathbf{a}_1 \times \sum_{j=1}^{NT} F_j - \sum_{k=1}^{N_{bus}} \mathbf{a}_2 \times \Delta L_k \right] \quad (4.5)$$

Sujeito a:

- $P = B\theta$ : Equações de Fluxo DC  
 $B =$  Matriz da rede e  $\theta =$  Vetor de ângulos
- $P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max}$  : Potência ativa de cada gerador  $i$  [MW]
- $F_l^{\min} \leq F_l \leq F_l^{\max}$  : Fluxo de potência ativa de cada elemento de transmissão  $l$  [MW]
- $0 \leq \Delta L_k \leq L_k$  : Corte de carga em cada barra  $k$  [MW]

Onde:

- $F_j$  : Fluxo de potência ativa na linha de interligação  $j$  [MW]  
 $N_{bus}$  : Número de barras do sistema  
 $NT$  : Número de linhas de interligação  
 $\alpha_1$  : Penalidade de fluxo [US\$/MWh]  
 $\alpha_{2_k}$  : Penalidade de corte de carga da barra  $k$  [US\$/MWh]

Por simplicidade assume-se uma única estação de geração por barra.

Pode-se notar que a função objetivo (4.5) procura simultaneamente obter o máximo valor de transferência cortando o mínimo de carga possível. Se os valores para as penalidades  $\alpha_1$  e  $\alpha_{2_k}$  forem tais que  $\alpha_{2_k} \gg \alpha_1$  para qualquer barra  $k$ , o algoritmo de Programação Linear dará prioridade à não cortar carga e só depois procurará maximizar a transferência através das linhas de interligação, utilizando para isso o redespacho dos geradores. Deve-se observar que nesta função objetivo, os custos de geração não são levados em consideração. Isto está sendo feito para que se possa determinar a máxima transferência possível através das linhas de interligação, de modo que os cortes de carga sejam mínimos para cada caso selecionado. Não interessa, portanto, se o despacho está ou não sendo o mais econômico possível, o que importa, é que a transferência seja a máxima possível sem que haja cortes de carga para este fim.

Para este caso, onde a política de operação do sistema é baseada em mínimo corte e máxima transferência, a função densidade de probabilidade obtida representa a *quantidade máxima de potência que se pode transferir de uma área para outra de forma confiável, isto é, sem se afetar o nível de confiabilidade do sistema*. Logo, ela representa o CDT do sistema entre as áreas consideradas.

A diferença de preços entre submercados é causada justamente por esta limitação, isto é, a quantidade máxima de potência que se pode transferir. Para que os agentes do mercado possam avaliar os riscos que envolvem a compra e venda de energia entre os submercados, é de fundamental importância a determinação do CDT.

É importante ressaltar ainda que a PDF obtida é válida para a atual configuração do sistema, ou seja, geradores, linhas de transmissão, cargas e outros componentes. Caso se adicione algum novo componente ao sistema, a PDF será modificada, assim como o nível de confiabilidade do mesmo.

#### 4.4 ALGORITMO

Considerando:

$N_{S_{\max}}$  : Máximo número de estados sorteados

$\beta$  : Coeficiente de variação para o valor esperado do CDT, isto é,  $E\{CDT\}$

O algoritmo proposto segue os passos descritos no item anterior, isto é:

- a) Ler parâmetros elétricos e de confiabilidade do sistema;
- b) Selecionar estado do sistema através de simulação Monte Carlo;
- c) Avaliar a máxima transferência associada ao estado selecionado pela otimização por Programação Linear da função objetivo (4.5);
- d) Recalcular o valor esperado do CDT,  $E\{CDT\}$  incluindo o novo valor de transferência determinado no passo (c), e checar a convergência; se  $N_s > N_{S_{\max}}$  ou  $\beta_s \leq \beta$  **parar**, senão voltar para o passo (b).

Determinação do  $\beta$  [R02]:

$$\mathbf{b} = \sqrt{\frac{V(\tilde{E}(CTD))}{\tilde{E}(CTD)}} \times 100\% \quad (4.6)$$

Onde:

$V(\tilde{E}(CTD))$                       Variância da estimativa ou média amostral do CDT;

$\tilde{E}(CTD)$                               Média dos valores esperados para cada estado amostrado.

O programa utilizado nesta dissertação para se determinar a função densidade de probabilidade do CDT foi desenvolvido em linguagem FORTRAN e segue os passos indicados pelo algoritmo acima apresentado. São obtidos como resultados, a função densidade de probabilidade e a função densidade de probabilidade acumulada para o CDT, além dos valores estimados para probabilidade de perda de carga para o sistema e por barra e, também potência, média não suprida para o sistema e por barra.

## 4.5 DETERMINAÇÃO DO CTT

Para o desenvolvimento deste trabalho, foi feita uma simulação com o sistema interligado brasileiro. Deseja-se determinar a função densidade de probabilidade do CDT entre os subsistemas da região Sul e Sudeste.

### Algoritmo:

- A configuração utilizada do Sistema Elétrico Brasileiro foi a de Junho de 2001;
- São obtidos como resultados, a função densidade de probabilidade e a função densidade de probabilidade acumulada para o CTT, além dos valores estimados para probabilidade de perda de carga para o sistema e por barra e, também potência, média não suprida para o sistema e por barra;
- As probabilidades CTT foram determinadas para a interligação Sul-Sudeste e são mostradas na Figura 4.3. Essa interconexão é composta de dois transformadores (500/750 kV e 1650 MW cada) e outras linhas de transmissão em 88 kV;

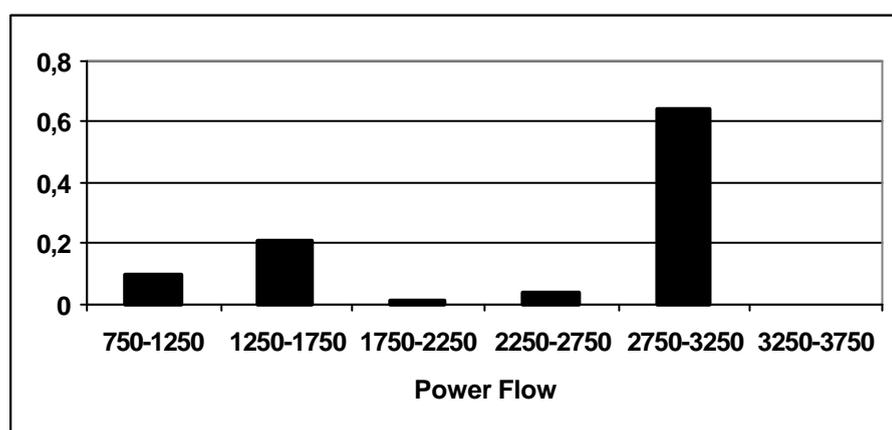
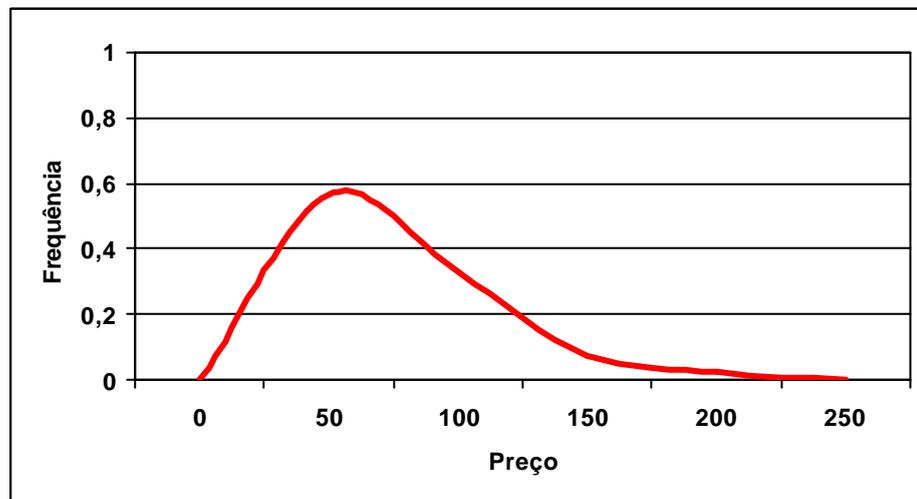


Figura 4.3 – Probabilidades do CTT

- d) A função CTT é separada em sete intervalos para simplificar a combinação com a função densidade de preço. Por exemplo, a probabilidade de ter uma CTT de 1750 a 2250 MW é de 1.25%. Essa probabilidade é usada para ponderar as funções densidade de preço;
- e) Dos resultados do NEWAVE, é avaliada a função densidade de probabilidade dos preços de energia em cada submercado. Os limites de intercâmbio entre os submercados Sul e Sudeste utilizados foram os seguintes: 1000 MW, 1500 MW, 2000 MW, 2500 MW e 3000 MW;
- f) A partir da função de densidade dos preços para cada limite de intercâmbio e da função de densidade do CTT, é possível obter a função dos preços combinada . Esta função incorpora a aleatoriedade dos intercâmbios, ou seja, ela leva em consideração as incertezas das afluências aos reservatórios e as incertezas na configuração do sistema de geração e transmissão. Portanto, a função obtida é mostrada na figura abaixo Figura 4.4.



**Figura 4.4 – Preços do Sul (3000 MW de importação da Argentina)**

## 4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi introduzido o problema da determinação da capacidade de transferência entre as áreas de um sistema de potência interligado. A capacidade disponível de transmissão, é uma limitação da rede que não permite que a potência vá de uma barra ou grupo de barra para outras. Na verdade, tais limites dependem da carga que varia ao longo do dia, limitações de tensão, falhas de circuitos ou geradores e o despacho de geradores, que é coordenado pelo operador do sistema (ONS). Portanto, o CDT[C00] tem uma natureza probabilística e não pode ser tratado com a abordagem determinística convencional.

A partir da captura das características probabilísticas das capacidades de transferências entre subsistemas, e em particular, no caso deste trabalho, entre submercados, é possível representar melhor as restrições de transferência nas interligações. Conforme foi abordado no Capítulo 3, estas restrições provocam variações significativas nos preços “spot” dos submercados envolvidos.

## CAPÍTULO 5

### METODOLOGIA E APLICAÇÃO

#### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é proposto um método que combina as características probabilísticas do CDT com a volatilidade dos custos marginais de operação – CMO. No Brasil, os preços zonais ou os preços dos submercados, que são considerados idênticos aos CMOs, dependem não apenas dos preços dos combustíveis da geração térmica mas principalmente, das condições hidrológicas. Os preços *spot* associados aos submercados são determinados por um processo de otimização preservando o despacho centralizado do sistema de geração.

As restrições de transmissão impõem uma outra fonte de risco, que é conhecida como risco de base locacional. Se um agente quiser proteger seus contratos que envolvem mais que um submercado, ele tem que levar em conta o risco de base espacial. Esse risco adicional provavelmente irá afetar o Valor no Risco do *portfólio* do agente. Este capítulo tenta quantificar essa exposição.

Inicialmente é apresentada uma definição para o Valor no Risco (VaR<sup>1</sup>) e a forma de utilização na mensuração do risco de base locacional. A combinação das funções da densidade de probabilidade do CMO e do CDT é discutida a partir de exemplos com o sistema elétrico brasileiro. Foi desenvolvido um programa em MATLAB[M00] para determinar o VaR assim como as funções de densidade de probabilidade.

---

<sup>1</sup> Neste trabalho será mantido o acronismo em inglês, Value at Risk (VaR).

## 5.2 Avaliação do Valor no Risco (VaR) [J97]

A teoria de portfólio é uma técnica bem conhecida em mercados financeiros[EG95], onde um conjunto de investimentos ou contratos é composto para realizar uma combinação ótima entre retorno e risco.

Dado um portfólio de investimentos com um valor inicial  $W_0$  e um retorno  $R$ , o valor futuro para um horizonte dado será  $W = W_0 (1+R)$ . Considerando  $R$  como uma variável aleatória, o valor futuro pode ser representado como uma função densidade de probabilidade,  $f(W)$ . O gráfico da Figura 5.1 ilustra.

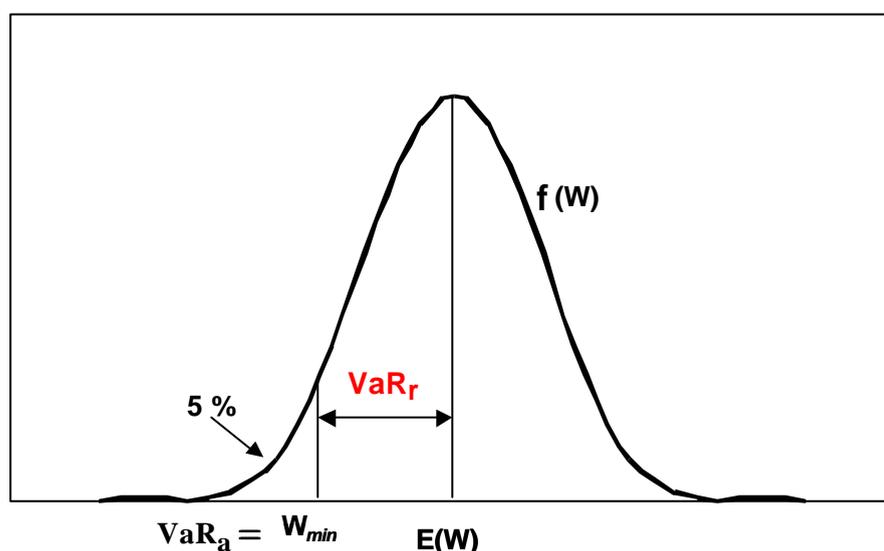


Figura 5.1 – Definição de VaR

Existem duas definições clássicas para o VaR<sup>2</sup>.

- **VaR absoluto:** que corresponde ao valor absoluto  $W_{\min}$ , de um *portfólio*, na pior condição do mercado dado um determinado período de tempo, sujeito a um determinado intervalo de confiança  $c$ , onde

<sup>2</sup> O conceito VaR absoluto e relativo é um pouco diferente para a área financeira. Neste trabalho foi feita uma adaptação para o problema elétrico [D98].

$$\text{VaR}_a = W_{\min} \text{ para } c = \int_{W_{\min}}^{\infty} f(W) dW = 5\% \quad (1)$$

Em outras palavras, a área entre  $-\infty$  e  $W_{\min}$  deve somar  $p = 1 - c$ ; por exemplo, 5 %. Esse valor é bastante usado para medir a exposição ao risco de uma determinada instituição financeira. Ele representa o montante de recursos que esta instituição está sujeita na pior condição do mercado.

- **VaR relativo:** que corresponde a perda total esperada de um *portfólio* na pior condição do mercado dado um determinado período de tempo, ou seja,

$$\text{VaR}_r = E(W) - W_{\min} \quad (2)$$

O VaR tem sido bastante utilizado em análise financeira para avaliar a exposição de instituições financeiras ao risco de mercado, ou seja, ao risco associado à volatilidade dos preços de um mercado. É, portanto, uma métrica importante tanto para as próprias instituições financeiras, como também, para os órgãos reguladores que se preocupam com a liquidez do mercado e com a saúde financeira das instituições envolvidas.

Dado que o VaR mede perda esperada e nível de exposição ao risco, esta métrica será usada neste trabalho para avaliar o efeito da transmissão nos preços da energia elétrica.

### 5.3 METODOLOGIA

Atualmente no setor elétrico brasileiro, existem dois tipos de mercado<sup>3</sup>: o mercado *spot* e o mercado a termo. No mercado *spot* os agentes transacionam a energia no curto prazo, ou seja, a cada intervalo de tempo é determinado um preço e uma quantidade de energia. Atualmente, estes preços são definidos no intervalo de uma semana<sup>4</sup>. Em outros mercados estes preços são formados com base horária conforme descrito no Capítulo 2. Normalmente, os preços no mercado *spot* apresentam grandes variações, ou seja, são bastante voláteis. No mercado a termo, os agentes estabelecem contratos de longo prazo onde são definidos preço, quantidade e a data que deverá ser efetivada a transferência da energia.

Com o programa de otimização NEWAVE descrito no Capítulo 3 que fornece os preços de energia, o retorno  $R$  de um determinado *portfólio* pode ser determinado. Suponha que um proprietário de geração térmica queira vender energia. Há duas opções: vendê-la no mercado *spot* ou fazer contratos bilaterais. Também é possível combinar essas duas opções. Se ele vender toda a energia para o mercado *spot*, seu retorno será diretamente dependente dos preços futuros do mercado. Por outro lado, se forem feitos somente contratos bilaterais, ele se previne da volatilidade do preço mas não se pode beneficiar de preços *spot* altos.

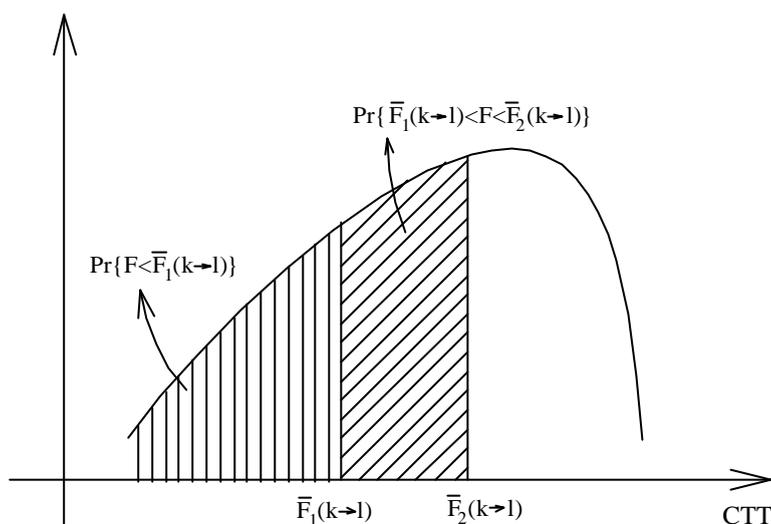
Um outro fator de risco se refere ao sistema de transmissão que dependendo do período da transação podem ocorrer restrições impedindo a sua efetivação. Dado que existem quatro submercados, os preços *spot* podem variar não só no tempo mas também em função da localização dos agentes na rede de transmissão, ou seja, depende do submercado em que o agente está inserido. Este risco é denominado de risco de base locacional [H97] pois a localização do agente pode implicar em uma variação no preço face a uma restrição no sistema de transmissão.

---

<sup>3</sup> Está se discutindo outros tipos de compra de energia como os leilões da energia velha.

<sup>4</sup> Até **Março de 2002**, os preços eram definidos em base mensal.

A partir de estudos de CTT, é possível obter a probabilidade de transferência de potência entre sub-mercados que sejam menores ou maiores que um certo limite  $\bar{F}$  ( $k \Rightarrow l$ ). Por exemplo, a probabilidade  $\Pr\{F < \bar{F}_1(k \Rightarrow l)\}$  é a área abaixo da função densidade de CTT para a esquerda de  $\bar{F}_1(k \Rightarrow l)$ , conforme mostrado na Figura 5.2. Além disso, também é possível determinar a probabilidade  $\Pr\{\bar{F}_1(k \Rightarrow l) < F < \bar{F}_2(k \Rightarrow l)\}$ , onde a transferência de potência está entre dois limites.



**Figura 5.2 – Função Densidade do CTT**

Dos resultados do NEWAVE, é avaliada a função densidade de probabilidade dos preços de energia em cada submercado para um certo limite de interface. A função do CTT é independente de condições hidrológicas, mas apenas das configurações do sistema e, portanto, assumiu-se que não há correlação entre estas funções.

A partir da função de densidade dos preços para cada limite de intercâmbio e da função de densidade do CTT, é possível obter a função dos preços combinada. Esta função incorpora a aleatoriedade dos intercâmbios, ou seja, ela leva em consideração as incertezas das afluências aos reservatórios e as incertezas na configuração do sistema de geração e transmissão.

Comparando a função dos preços, considerando e não considerando o aspecto da transmissão, é possível identificar o efeito dos limites de intercâmbio entre submercados, retratando o risco de base locacional.

A partir das funções de densidade assim obtidas é possível identificar o VaR das posições assumidas pelos agentes. A seguir são apresentados alguns exemplos.

## 5.4 ESTUDO DE CASO

Para exemplificar os pontos discutidos até o momento, será utilizado o sistema elétrico brasileiro e, em particular, os submercados Sul e Sudeste. A Figura 5.3 apresenta as principais variáveis envolvidas, ou seja, os limites de intercâmbio  $F(S \rightarrow SE)$  e  $F(SE \rightarrow S)$ . Existe a possibilidade de importação de energia da Argentina através do submercado Sul.

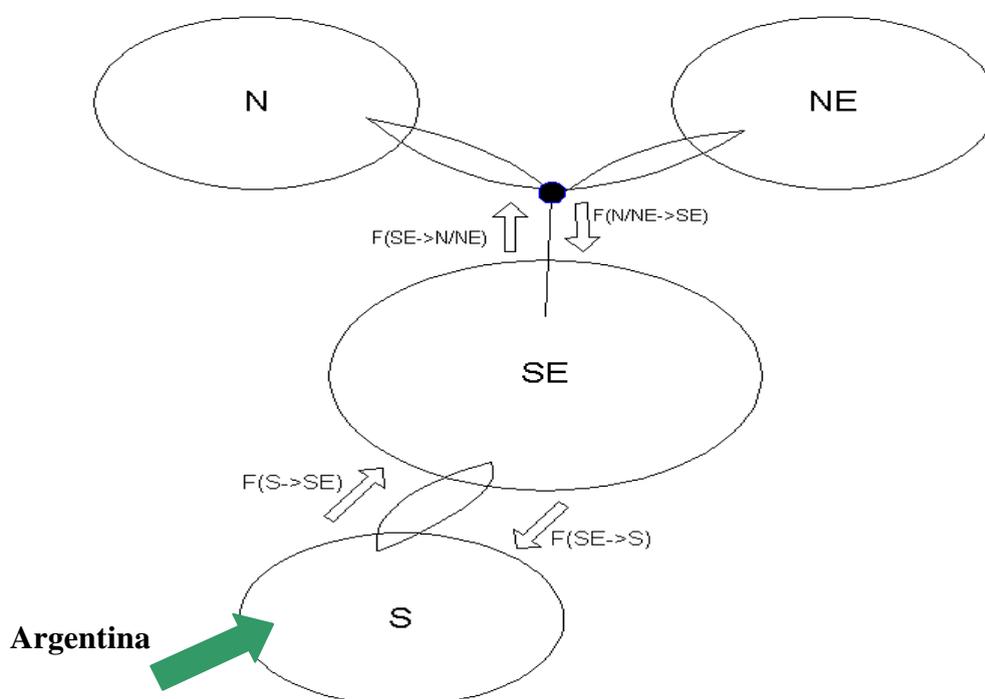
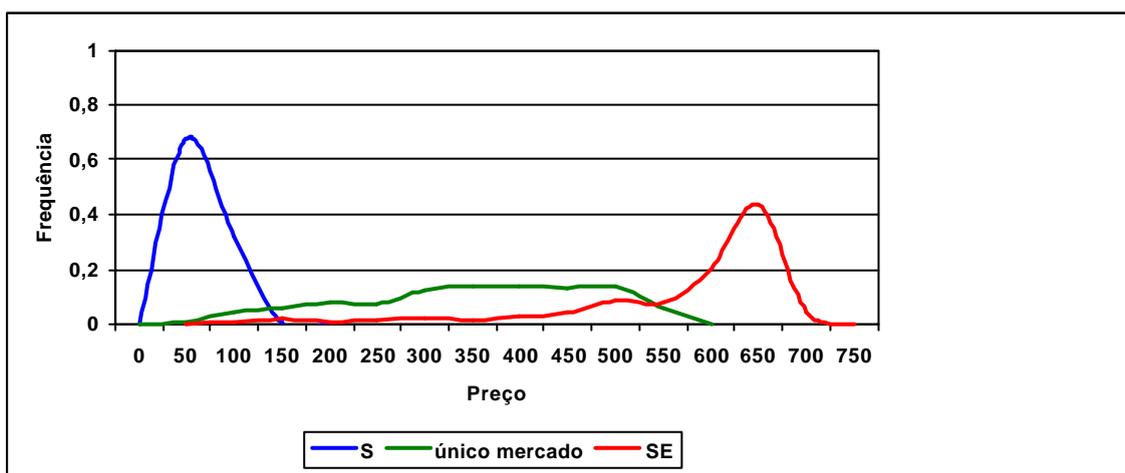


Figura 5.3 – Submercados brasileiros

**Caso 1: Junho de 2001 (importação máxima de 3000 MW da Argentina).**

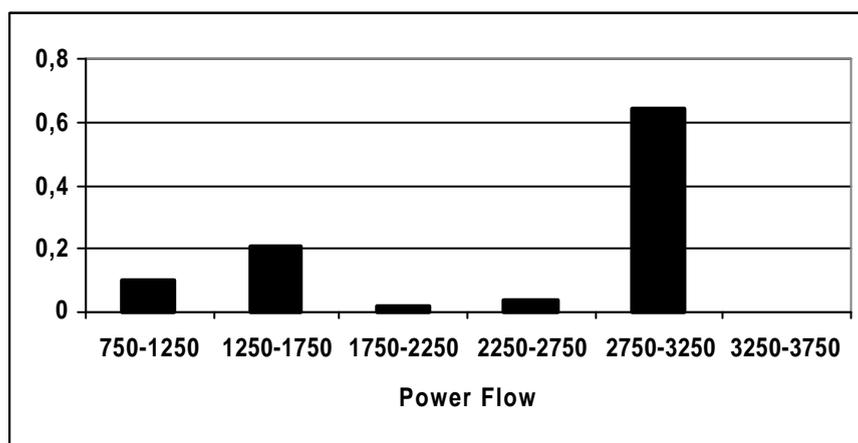
A Figura 5.4 mostra a função densidade de preço obtida no NEWAVE, assumindo que nenhuma das restrições de transmissão é ativa, isto é, o CTT entre as regiões Sul e Sudeste é infinito<sup>5</sup>. Esta função representa a condição de existência de apenas um mercado sem restrições de transmissão. Esta função de densidade foi obtida a partir do NEWAVE usando séries hidrológicas sintéticas [MB97]. Na mesma figura, há duas outras funções de densidade para os submercados Sul (S) e Sudeste (SE), mas agora  $\bar{F}(SE \Rightarrow S)$  e  $\bar{F}(S \Rightarrow SE)$  são ambas iguais a 2000 MW. Nesse caso, uma capacidade de importação de 3000 MW da Argentina foi permitida na região Sul. O preço da energia para essa importação foi ajustado em 27,50 R\$/MWh.

**Figura 5.4 – Função Densidade de Preço**

<sup>5</sup> Neste caso  $\bar{F}(SE \rightarrow S)$  e  $\bar{F}(S \rightarrow SE)$  são infinitos.

Como esperado, a função densidade para um só mercado, isto é, sem restrições de transmissão, está no meio das outras duas. Os preços para o submercado do Sul são altos porque eles refletem o problema do racionamento ocorrido em 2001. Quando as restrições de transmissão estão ativas, os preços diferem e, como a região Sul é uma área exportadora, seus preços tendem a ser menores que os preços da região Sudeste. Os preços têm um teto de R\$ 684,00, que corresponde ao custo do déficit. Este custo representa uma entrada para o programa NEWAVE e isso é incluído no processo de otimização como uma geração artificial, com um custo de produção igual ao custo de déficit. É importante mencionar que esta consideração é particular do caso brasileiro.

As probabilidades CTT foram determinadas para a interligação Sul-Sudeste e são mostradas na Figura 5.3. Esta interconexão é composta de dois transformadores (500/750 kV e 1650 MW cada) e outras linhas de transmissão em 88 kV.

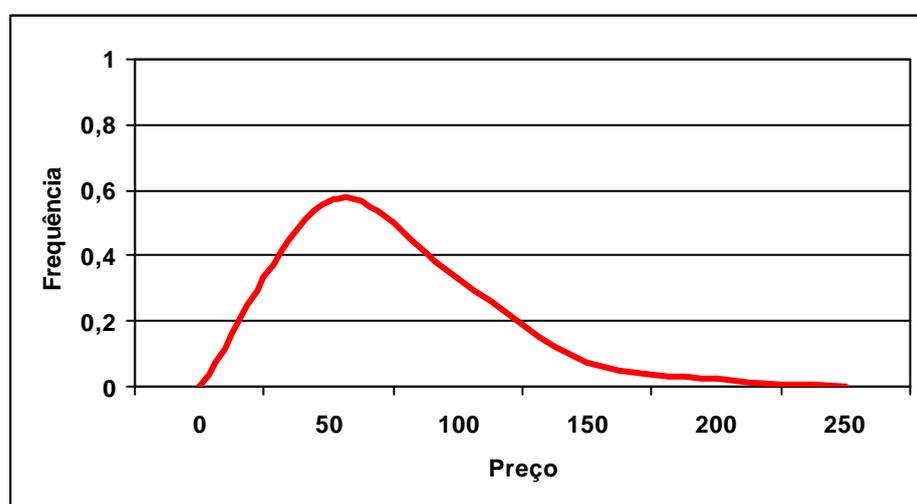


**Figura 5.5 – Probabilidades do CTT (Sul @ SE)**

A função CTT é separada em sete intervalos para simplificar a combinação com a função densidade de preço. Por exemplo, a probabilidade de ter uma CTT de 1750 a 2250 MW é de 1.25%. Essa probabilidade é usada para ponderar as funções densidade de preço. A CTT e a função densidade de preço combinada para o submercado Sul é mostradas na Figura 5.6.

Um agente proprietário de uma usina térmica da região Sul quer um retorno razoável para os investimentos e calcula o preço de energia desejado para realizar esse objetivo. Assuma que esse valor esperado seja R\$ 150,00 por MWh. A partir da função densidade combinada da Figura 5.6 e assumindo um intervalo de confiança de 5%, o VaR relativo associado a cada MWh é R\$ 127,00, enquanto que o VaR absoluto é de R\$ 23,00 caso toda a energia produzida seja vendida no mercado *spot*<sup>6</sup>. A partir desta análise pode-se dizer que o máximo valor de perda para o agente é de R\$ 127,00 a partir do preço esperado de venda. O preço mínimo esperado é de R\$ 23,00, ou seja, não se espera um valor para a energia menor que R\$ 23,00. Em termos práticos, este valor de VaR é muito ruim para o agente que quer investir na região Sul.

Se apenas um mercado for considerado (ver Figura 5.4) o VaR relativo seria R\$ 53,00, ou seja, esta seria a perda máxima esperada.. As restrições de transmissão aumentam o VaR relativo para a região Sul e uma maneira de minimizar tal risco é fazendo contratos bilaterais, isto é, usando o mercado futuro. Baseado nas funções densidade de preço de energia, um portfólio de contratos bilaterais pode ser construído de acordo com a função de utilidade do agente<sup>7</sup>.

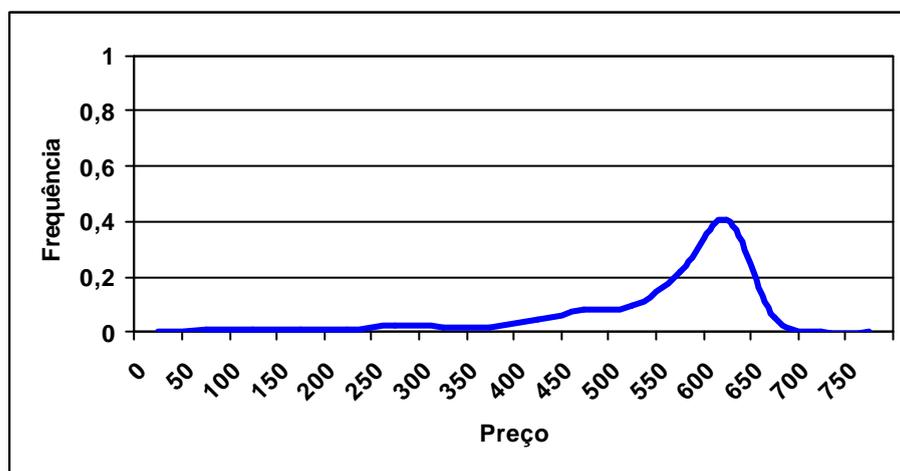


**Figura 5.6 – Preços do Sul (3000 MW de importação da Argentina)**

<sup>6</sup> Dado que o NEWAVE apresenta os seus resultados em base mensal, o período considerado para o cálculo do VaR foi de 1 mês. Com a utilização do DECOMP o período poderia diminuir para 1 semana.

<sup>7</sup> A função utilidade modela o nível de aversão ao risco do agente.

Contratos bilaterais podem ser feitos entre agentes num mesmo sub-mercado ou em sub-mercados diferentes. Os agentes neste último caso também estão sujeitos a risco de base locacional. A Figura 5.7 apresenta as diferenças de preço,  $\Delta p$ , entre os dois submercados. Por exemplo, assuma que um agente A venda energia para um agente B ao preço de R\$ 150,00 e os preços em cada submercado não sejam iguais. Então, o agente A irá vender energia no submercado S com um preço  $P(S)$  e irá comprar a mesma quantidade no submercado SE a um preço  $P(SE)$  para que o contrato seja honrado. Essa diferença representa perdas de investimento, que deveriam ser quantificadas previamente.

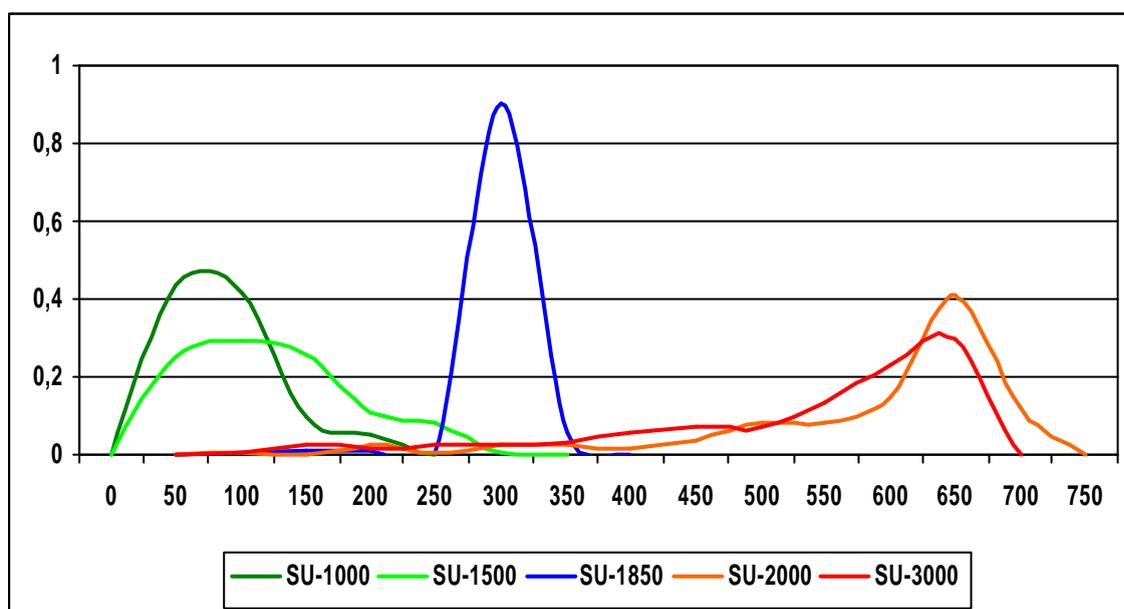


**Figura 5.7 - Função Densidade de Diferença de Preço ( $D_p$ )**

A diferença esperada deveria ser zero para não comprometer o retorno do contrato bilateral. No entanto, neste caso, o VaR por MWh deveria ser R\$ 660,00, que é a máxima diferença de preço para 5% de intervalo de confiança dada a função densidade da Figura 5.7. Novamente, portfólios combinados podem ser construídos baseados nessa função densidade de diferença de preço.

**Caso 2: Junho de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina.)**

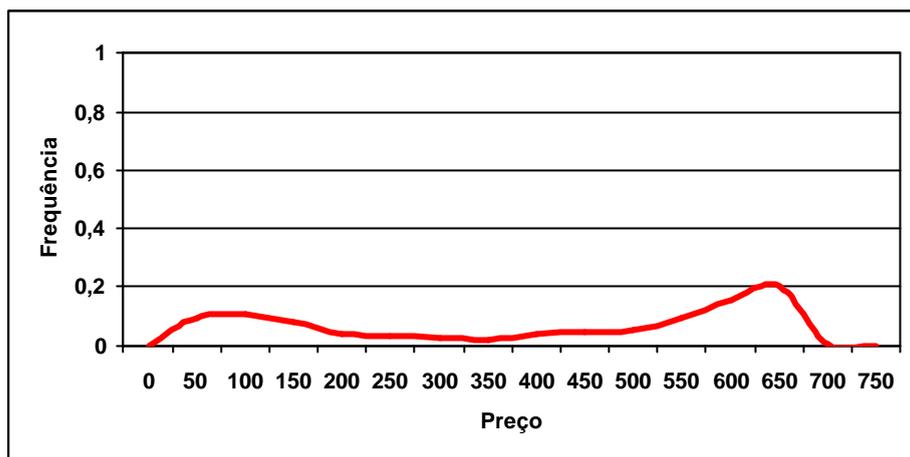
A importação da Argentina considerada na análise anterior não foi a situação real do ano 2001. Na verdade, uma importação de apenas 2000 MW foi permitida. Nesse caso a variação de preço no submercado do Sul muda de acordo com a restrição da interligação interface mostrada na Figura 5.8.



**Figura 5.8 - Preços para capacidades de interface diferentes**

Esta figura mostra que os preços no Sul tendem aos preços do SE quando a capacidade da interligação é superior a 2000 MW, ou seja, não é vantajoso aumentar a capacidade a partir deste valor.

Usando as probabilidades CTT da Figura 5.5, a função densidade de preço combinada pode ser obtida. A Figura 5.9 mostra a função para esse caso.



**Figura 5.9 - Preços do Sul (1000 MW de importação)**

Para o mesmo agente proprietário de uma usina térmica na região Sul que deseja um retorno razoável nos investimentos pode-se calcular seu VaR. Passou-se a analisar agora apenas o VaR relativo. Vamos assumir que um valor razoável de preço de energia seja R\$ 150,00 por MWh. A partir da função densidade combinada da Figura 5.9 e assumindo um intervalo de confiança de 5%, como mostra a Figura 5.10, o VaR relativo associado a cada MWh é R\$ 117,00, enquanto que o VaR absoluto é de R\$ 33,00, caso toda a energia produzida seja vendida no mercado *spot*. A partir desta análise pode-se dizer que o máximo valor de perda para o agente é de R\$ 117,00 a partir do preço esperado de venda. O preço mínimo esperado é de R\$ 33,00, ou seja, não se espera um valor para a energia menor que R\$ 33,00. Em termos práticos, este valor de VaR é muito ruim para o agente que quer investir na região Sul.

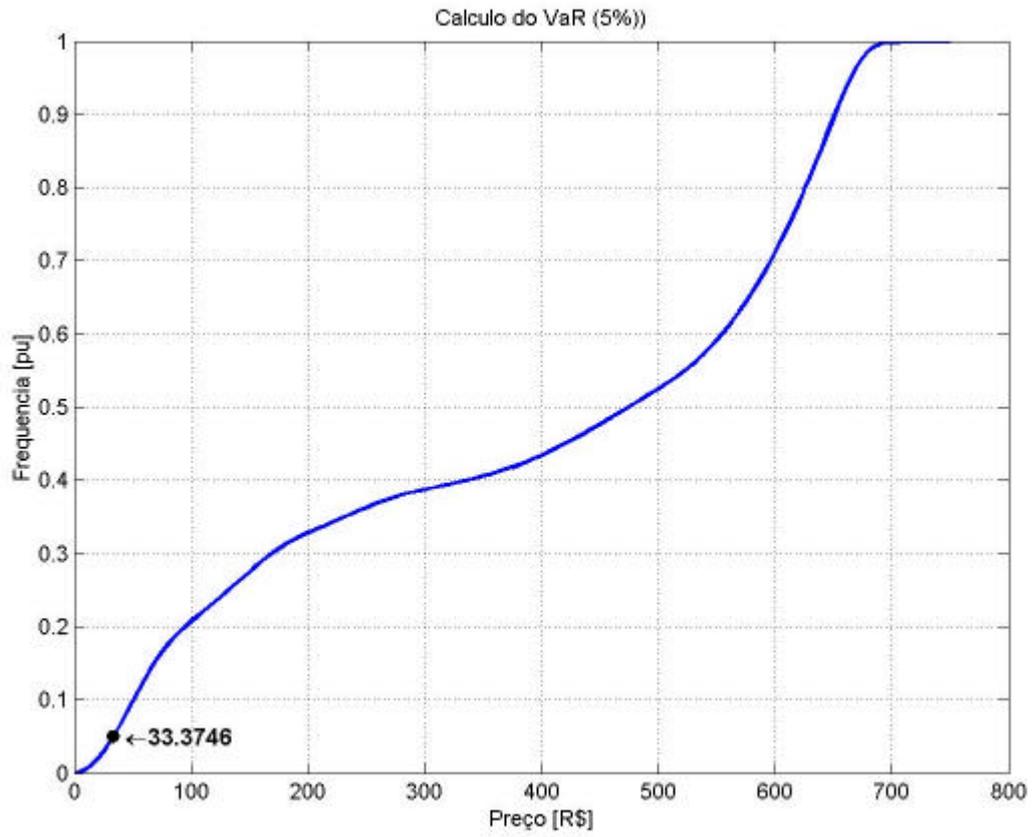
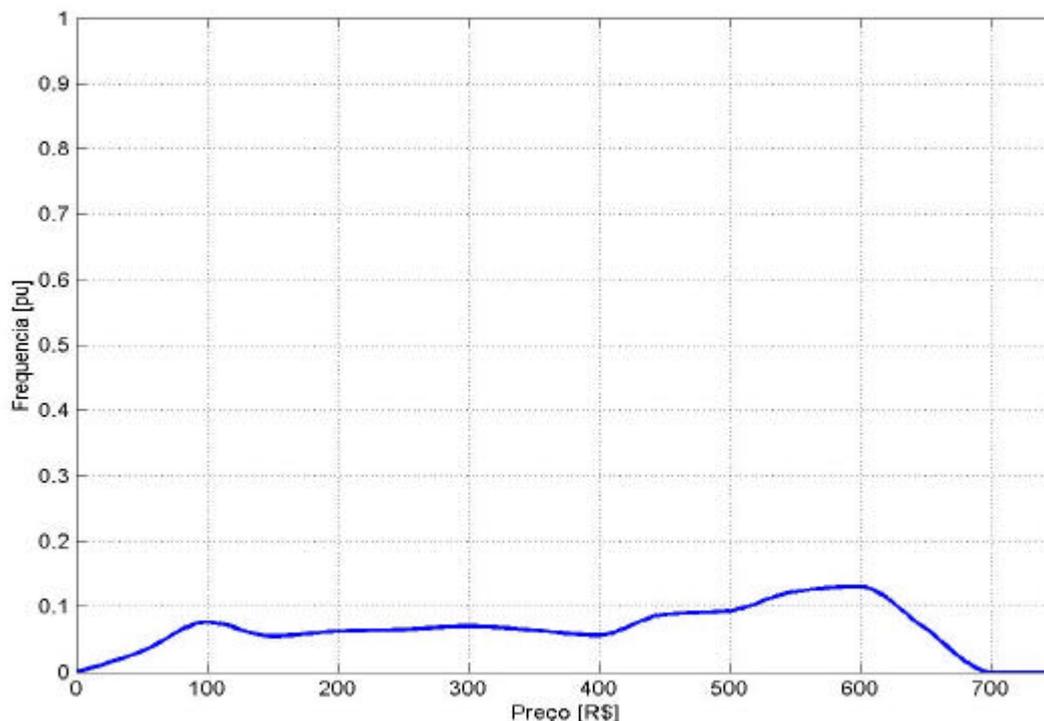


Figura 5.10 – VaR absoluto junho de 2001

**Caso 3: Maio de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina.)**

Usando as probabilidades CTT da Figura 5.5, a função densidade de preço combinada pode ser obtida. A Figura 5.11 mostra a função para esse caso.



**Figura 5.11 – Preços do Sul ( Maio de 2001)**

A partir da função densidade combinada da Figura 5.11 e assumindo um intervalo de confiança de 5% como mostra a Figura 5.12, o VaR relativo associado a cada MWh é R\$ 74,00, enquanto que o VaR absoluto é de R\$ 76,00, caso toda a energia produzida seja vendida no mercado *spot*. A partir desta análise pode-se dizer que o máximo valor de perda para o agente é de R\$ 74,00 a partir do preço esperado de venda. O preço mínimo esperado é de R\$ 76,00, ou seja, não se espera um valor para a energia menor que R\$ 76,00. Em termos práticos, este valor de VaR continua ruim, porém, é melhor que junho de 2001, para o agente que quer investir na região Sul.

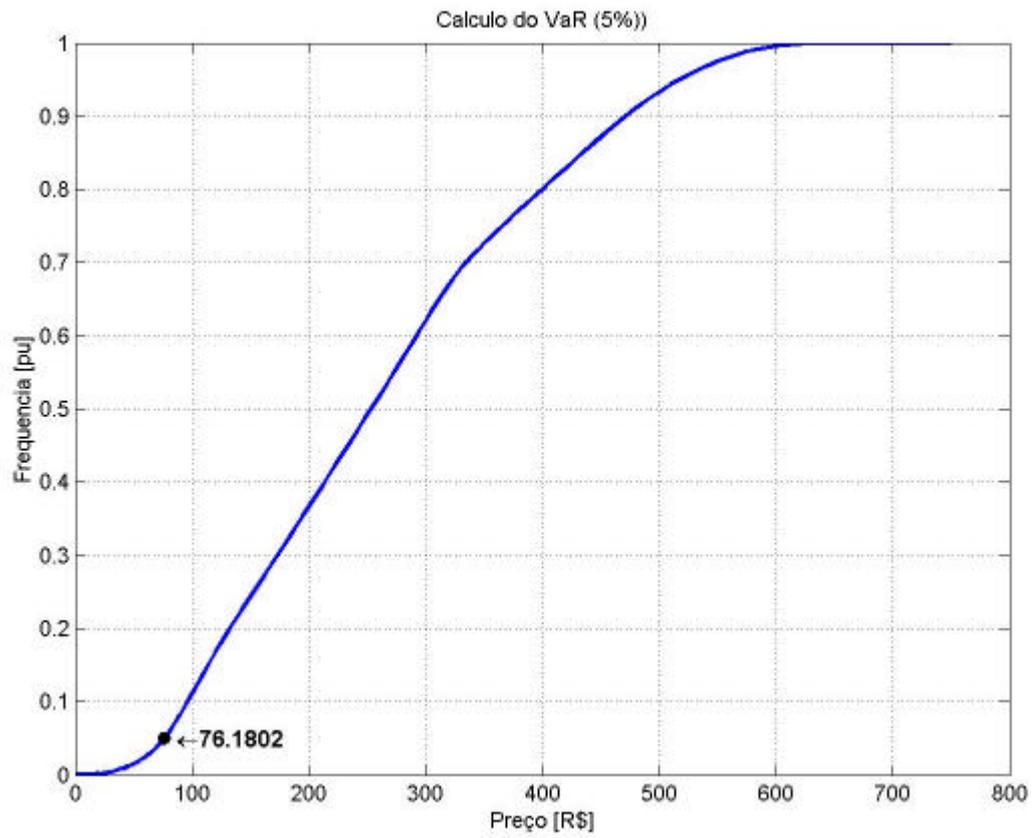
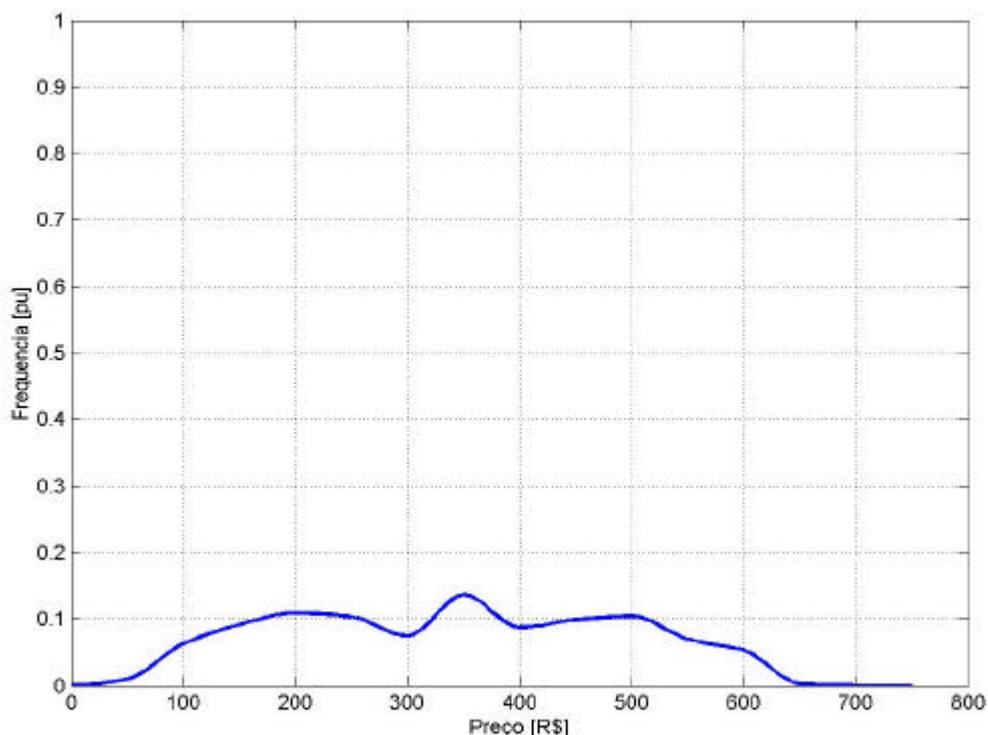


Figura 5.12 – VaR absoluto para Maio de 2001

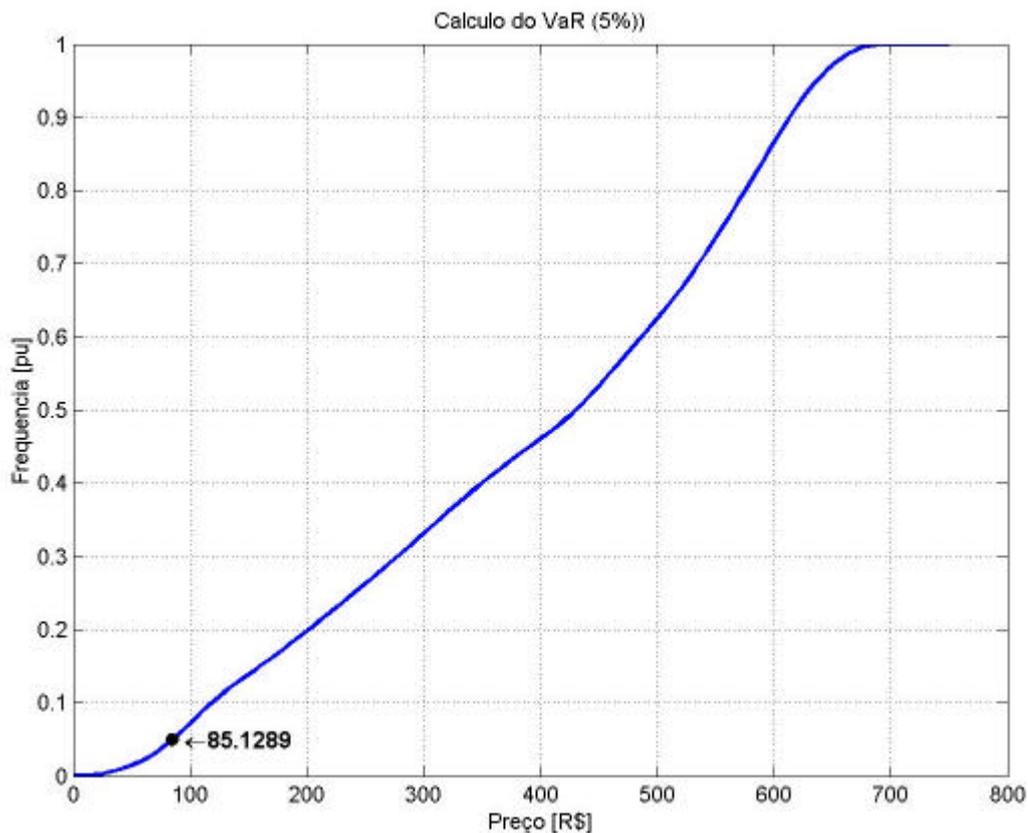
**Caso 4: Abril de 2001 (importação máxima de 1000 MW da Argentina).**

Usando as probabilidades CTT da Figura 5.5, a função densidade de preço combinada pode ser obtida. A Figura 5.13 mostra a função para esse caso.



**Figura 5.13 – Preços do Sul (Abril de 2001)**

Ainda considerando o mesmo agente proprietário de uma usina térmica na região Sul que deseja um retorno razoável nos investimentos, é possível calcular seu VaR. Vamos continuar a assumir que um valor razoável de preço de energia seja R\$ 150,00 por MWh, facilitando a comparação com o mês de junho de 2001. A partir da função densidade combinada da Figura 5.6 e assumindo um intervalo de confiança de 5%, como mostra a Figura 5.14. O VaR associado a cada MWh é R\$ 65,00, enquanto o VaR absoluto é R\$ 85,00, se toda a energia produzida for vendida no mercado *spot* do sul.



**Figura 5.14 VaR absoluto para Abril de 2001**

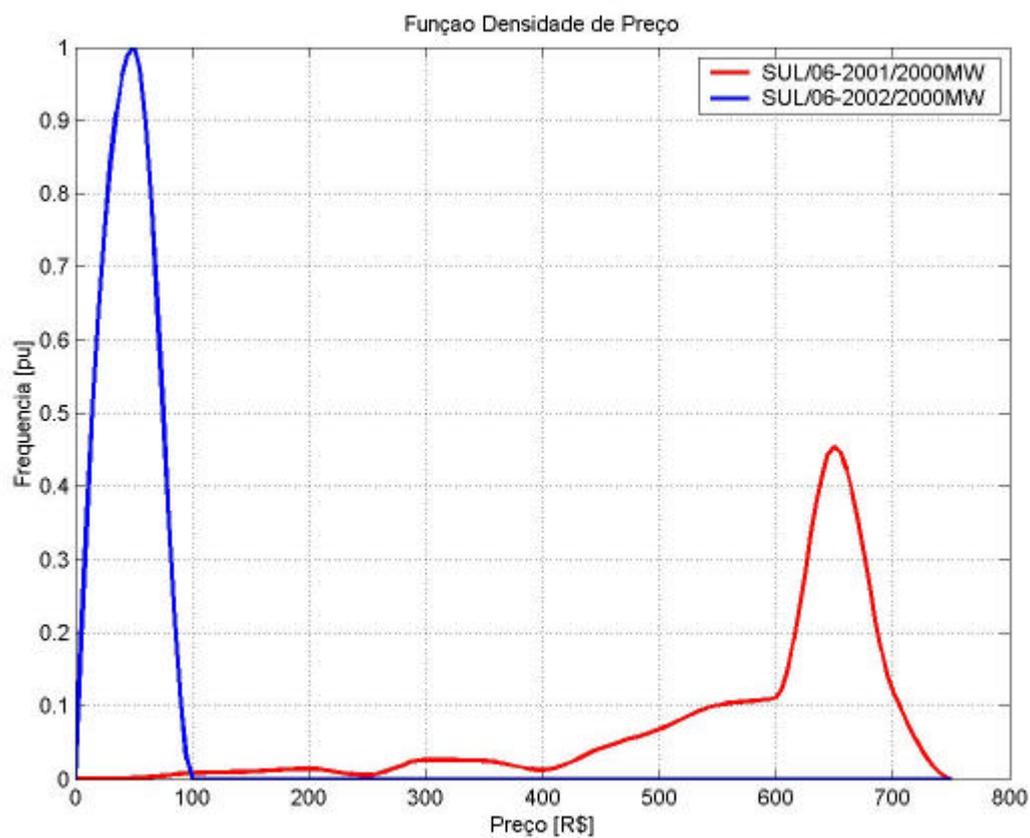
Os meses analisados acima apresentavam um cenário hidrológico desfavorável, o Brasil passava por um grave racionamento. Fica claro, quanto pior a questão hidrológica, e o mês de junho foi o ápice do racionamento, os preços zonais ou preços dos submercados são afetados. Além disso, as restrições de transmissão impõe uma outra fonte de risco, conhecida como risco de base espacial. Este risco adicional afetou o VaR, com variações de valores consideráveis, como mostra a Tabela 5.1.

Mês	Valor no Risco relativo (VaR) – R\$
<b>Abril de 2001</b>	<b>65,00</b>
<b>Mai de 2001</b>	<b>74,00</b>
<b>Junho de 2001</b>	<b>117,00</b>

**Tabela 5.1 – Valor de Risco (VaR)**

**Caso 5: Comparação entre Junho de 2001 e Junho de 2002.**

O ano de 2001 foi um ano atípico em termos de preço de energia em virtude do racionamento. Para efeito de comparação são apresentadas as funções de densidades de junho de 2002 e junho de 2001.



**Figura 5.15 – Funções de Densidade de Preço de Junho/2001 e Junho/2002.**

## **5.5 CONCLUSÃO**

Neste capítulo foi apresentada uma forma de avaliar o VaR utilizando as funções de densidade de preço ou de custo marginal e a função de densidade dos limites de intercâmbio entre regiões.

A influência da rede de transmissão nos preços foi identificada ressaltando a natureza probabilística do intercâmbio entre submercados.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma abordagem para tratar o risco de base locacional em transações de energia. Os conceitos de coordenação hidrotérmica são inicialmente descritos porque ela tem um efeito crucial no Brasil, onde 92% da potência gerada é hidroelétrica. Os preços de mercado spot atualmente são derivados de um programa de otimização (NEWAVE), que realiza a coordenação hidrotérmica. A volatilidade dos preços é alta e isso é reforçado quando as restrições de transmissões são consideradas. A natureza probabilística da capacidade disponível de transmissão (CDT) precisa ser incorporada para a avaliação de risco e retorno. Portanto, foi desenvolvida uma abordagem combinada entre os preços previstos devido às incertezas hidrológicas e a CDT probabilística. Funções densidade probabilísticas são geradas para auxiliar a análise de portfólios de energia, isto é, para auxiliar no processo de tomada de decisão sobre contratos de curto e longo prazos.

As restrições de transmissão impõem uma outra fonte de risco, que é conhecida como risco de base locacional. Se um agente quiser proteger seus contratos que envolvem mais que um submercado, ele tem que levar em conta este risco. Esta exposição adicional ao risco foi medida neste trabalho através do VaR.

Com os exemplos apresentados para o caso brasileiro, nota-se a necessidade por parte dos agentes de se precaver quanto às possíveis perdas originadas não só em função da incerteza associada à hidrologia, mas também frente às restrições de transmissão entre os submercados. Este problema foi marcante no período do racionamento conforme pode ser constatado com os números apresentados neste trabalho.

Existem duas formas do agente minimizar esta exposição: através da contratação de seguros ou através da otimização da carteira. A primeira forma é ainda pouco utilizada pois poucas seguradoras estão aparelhadas para atuar no setor elétrico principalmente devido à falta de ferramentas para avaliação de risco. A otimização da carteira ou do portfólio de contratos e investimentos pressupõe a existência de um mercado mais maduro com mecanismos de mitigação de risco como, por exemplo, os derivativos. Hoje, no incipiente ou quase inexistente mercado de energia elétrico brasileiro, o governo vem assumindo estes riscos que são diretamente repassados aos consumidores.

Neste cenário, é importante o estudo e o desenvolvimento de técnicas de análise e gerenciamento dos vários tipos de risco não só para uso específico dos vários agentes mas, principalmente, para definir e alocar as responsabilidades de cada um inclusive do próprio governo. Este trabalho tenta contribuir nesta área que ainda está muito insipiente no âmbito do setor elétrico.

Muitos temas para desenvolvimentos futuros surgem a partir deste e de outros trabalhos nesta área, a seguir listamos alguns pontos que mereceriam atuação imediata.

- Aplicação da teoria de portfólio utilizando as funções de densidade geradas neste trabalho. Ao montar os portfólios de geração, poderiam ser desenvolvidos alguns produtos financeiros derivados da energia elétrica para alocação de riscos entre agentes.
- Incorporação de outras fontes de risco na composição das funções de densidade, tais como: a incerteza na carga, a incerteza na oferta de geração, etc. É importante lembrar que no programa NEWAVE, a única variável aleatória considerada é a afluência aos reservatórios.

- Foi assumido no trabalho a independência entre o CTT e as condições hidrológicas, ou seja, que restrições de despacho não afetariam o cálculo da máxima transferência. Esta premissa deve ser melhor avaliada pois pode restringir a região de viabilidade e alterar as funções de densidade de probabilidade do CTT.
- Com as recentes discussões quanto à mudança nas atuais regras do MAE, existe uma tendência de se criar um mercado propriamente dito, ou seja, o preço formado a partir das negociações de compra e venda. Neste caso, a elasticidade do consumidor deve ser modelada e incluí-la no processo de previsão de preços.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [BB99] S. Borestein, J. Bushnell, “ An Empirical Analysis of Potential for Market Power in the California’s Electricity Industry”, University of Califórnia, EUA, 1999.
- [C00] J. C. G. Costa, Dissertação de Mestrado “Capacidade de transmissão: Disponibilidade, Máxima transferência e confiabilidade.”
- [CalPX99] CALIFORNIA POWER EXCHANGE (1999) “California’s New Electricity Market. The Basic: How the California Power Exchange Works, Version 6. CalPX, 1999.
- [CL97] COOPERS&LIBRAND, “Sumário Executivo” In: Relatório Consolidado Etapa IV – 1 – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, vol. I, MME, Brasília, Brasil, 1997.
- [D98] K. Dowd, “Beyond Value at Risk”, John Wiley & Sons, 1998.
- [DW00] A K. David, F. Wen, “Market Power in Generation” Markets”, Proceeding of the 5th International Conference on Advance in Power System Control, Operation and Management, ASPCOM 2000, Hong Kong, China, October 2000.
- [EG95] E J Elton, M J Gruber, “Modern Portfólio Theory and Investment Analysis”, *John Wiley & Sons*, Quinta edição, 1995.
- [EPEW00] <http://www.elecpool.co.uk>, Página Web do Electricity Pool da Inglaterra e Gales.
- [F98] P. C. Fusaro, “Energy risk Management”, McGraw-Hill, 1998.
- [H75] G.T. Heydt, B.M. Katz, “A Stochastic Model in Simultaneous Interchange Capacity Calculations”, *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-94, No. 2, Mar/Apr, 1975, pp. 350-359;
- [H97] J C Hull, “Options, Futures, and other Derivatives”, Printice-Hall, 1997.
- [H98] G. Hamoud, “Available Transfer Capability of the Ontario Hydro System”, *Ontario Hydro Internal Report*, March 1998.

- [HS96] S. Hunt, G. Shuttleworth, “Competition and Choice in Electricity”, John Wiley & Sons, 1996.
- [IGF98] M. Ilic, F. Galiana, L. Fink, A. Bose, P. Mallet, H. Othman, “Transmission Capacity in Power Networks”, *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, 2, pp. 99-110, 1998;
- [J97] P. Jorion, “Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk”, *McGraw Hill*, 1997.
- [LQS02] J.W. Marangon Lima, P. S. Quintanilha, A. C. Zambroni de Souza, “Spatial Basis Risk Management in Energy Markets”, VIII Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planning – VIII SEPOPE, de 19 a 23 de Maio, Brasília, Brasil, 2002;
- [LTA72] G.L. Landgren, H.L. Terhune, R.K. Angel, “Transmission Interchange Capability - Analysis by Computer”, *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-91, No. 6, Nov/Dec, 1972, pp. 2405-2413;
- [M00] MatLab – Manual de Referência, Versão 6.0.088 R12, Setembro de 2000.
- [M93] M.E.P. Maceira, “Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Autoregressivos Periódicos”, Relatório Técnico CEPEL 237/93, 1993;
- [M98] H.M. Merryl, “Probabilistic Available Capacity”, Paper presented at panel discussion on Risk Analysis of ATC, IEEE PES Winter Meeting, FL, Feb. 1998;
- [M98a] MAE, “Acordo de Mercado”, Relatório, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.
- [MB97] M. E. P. Maceira, C. V. Bezerra, “Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems”, *VI Probabilistic Methods Applied to Power Systems – VI PMAPS*, Vancouver, Canada, September 1997;
- [MMG97] J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S. Granville, “Simultaneous Transfer Capability Assessment by Combining Interior Point Methods and Monte Carlo Simulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12 No. 2, pp. 736-742, Aug. 1996.

- [MSC94] M.E.P. Maceira, C.M. Suanno, J.P. da Costa, “Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - NEWAVE. Manual do Usuário”, Relatório Técnico CEPTEL 389/94, 1994;
- [NP02] <http://www.nordpool.no>, Página Web do Mercado Escandinavo, 2002
- [R02] L.C. Resende, “Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas Elétricos de Potência, Dissertação de Mestrado – UNIFEI, Outubro de 2002.
- [RWJ95] S. A Ross, R. W. Westerfield, J. F. Jaffle, “Administração Financeira”, Editora Atlas, 1995.
- [SCMA02] A.M. Leite Silva, J.G.C Costa, L.A.F Manso G.J.Anders, “*Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade*”, VIII SEPOPE, Brasília, Brasil, Maio de 2002;
- [SDF93] P. Sandrin, L. Dubost, L. Feltin, “Evaluation of Transfer Capability Between Interconnected Utilities”, Proc. of the 11th Power System Computation Conference, Avignon, France, Aug. 30 - Sept. 3, 1993.
- [SLA99] A M Leite da Silva, J W Marangon Lima, G J Anders, “Available Transmission Capability – Sell Firm or Interruptible?”, *IEEE Trans. On PWRS*, Vol. 14, No. 4, pp 1299-1305, November 1999.
- [XM96] F. Xia, A.P. Sakis Meliopoulos, “A Methodology for Probabilistic Simultaneous Transfer Capability Analysis”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1269-1278, Aug. 1996.