

O Impacto da Comercialização no Mercado *Spot* de Energia na Análise de Viabilidade de Hidrelétricas

Renê Bettega

Tradener Ltda. - Rua Visconde do Rio Branco, 1680
80420-210 Curitiba, PR - rene@tradener.com.br

Fábio Ramos

UFPR - Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza - CEHPAR - Centro Politécnico
80001-970 Curitiba, PR

Recebido: 14/12/99 - revisão: 17/06/00 - aceito: 05/11/00

RESUMO

A reforma institucional no setor elétrico brasileiro contempla a criação do Mercado Atacadista de Energia, ambiente onde os geradores e comercializadores de energia elétrica realizarão contratos livremente acordados entre si e liquidarão os montantes de energia não contratados comercializados no curto prazo, ou "mercado spot". As transações no "mercado spot" serão liquidadas ao preço de mercado, o qual refletirá o custo marginal de operação do sistema elétrico brasileiro.

Esta nova concepção do setor elétrico introduz uma nova variável na análise econômico-financeira de um empreendimento de geração hidrelétrica: o risco hidrológico, fruto das características físicas e operativas do sistema elétrico brasileiro.

As regras propostas para o Mercado Atacadista de Energia procuram minimizar o risco hidrológico através do Mecanismo de Realocação de Energia, o qual se baseia na transferência de energia dos geradores superavitários para os deficitários, refletindo a otimização energética do sistema.

O principal objetivo do presente trabalho concentra-se, então, em desenvolver um modelo de análise econômico-financeira de projetos de geração hidrelétrica capaz de incorporar a comercialização esperada no "mercado spot" no fluxo de caixa do empreendimento, considerando as regras previstas para o novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, em particular aquelas referentes ao Mecanismo de Realocação de Energia.

Os resultados obtidos para o estudo de caso realizado indicam que o modelo proposto é condizente com o ambiente competitivo do setor, proporcionando uma análise de risco do empreendimento através da construção de uma série de fluxos de caixa os quais refletem diferentes condições hidrológicas ao sistema ao longo do horizonte de estudo. Com relação ao Mecanismo de Realocação de Energia proposto, ainda que dentro de suas regras preliminares, verificou-se que não há uma eliminação total do risco hidrológico apesar de, qualitativamente, contribuir para uma diminuição significativa da exposição ao "mercado spot" por parte do gerador hidrelétrico.

Palavras-chave: energia; mercado; risco.

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passa por um profundo processo de reformulação, iniciado na segunda metade da década de 90, migrando de um monopólio estatal, regulado e verticalizado, onde todos os agentes repartem ônus e benefícios, para um ambiente que prevê a desverticalização da indústria de energia elétrica, introduzindo a competição nos segmentos de geração e comercialização. Este processo foi motivado principalmente, além de

uma estratégia governamental com relação a atuação do Estado na prestação de serviços públicos, pelas dificuldades econômico-financeiras das empresas em realizar os investimentos necessários ao atendimento do consumo de energia elétrica do país.

Naturalmente, a introdução de um ambiente competitivo gerou a necessidade de um processo de desregulamentação, com a criação de novas regras comerciais delineando o relacionamento entre as empresas do setor. Estudos conduzidos

para a implementação do novo modelo institucional recomendaram a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente em que todos os agentes possam negociar livremente a compra e venda de energia elétrica, seja através de contratos bilaterais firmados entre empresas ou operações no mercado *spot*. As operações no mercado *spot* corresponderão à comercialização dos montantes de energia não contratados bilateralmente ou eventuais necessidades de compra de energia por parte de algum agente para honrar seus contratos, valorizadas ao preço do MAE. O preço do MAE deverá atuar como sinal econômico para todos os agentes, sendo baseado no Custo Marginal de Operação de Curto Prazo (CMO) do sistema elétrico.

Em decorrência das características do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com grande capacidade de regularização pluri-anual, a proposta do novo modelo institucional sugere a manutenção do despacho centralizado visando a minimização do custo operativo total, sob responsabilidade de um novo órgão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A centralização do despacho pelo ONS e o preço do MAE refletindo o CMO podem criar sérias dificuldades no equilíbrio econômico-financeiro de um gerador hidrelétrico, uma vez que o CMO é bastante sensível ao nível de armazenamento dos reservatórios do sistema, podendo atingir valores muito elevados.

Buscando conciliar a necessidade do despacho centralizado e a minimização da exposição dos geradores hidrelétricos ao preço do MAE, propôs-se a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual deverá garantir, sob condições normais de operação do sistema elétrico, que os geradores hidrelétricos mantenham o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento através da transferência da geração das usinas superavitárias para as deficitárias. Esta transferência será realizada a um baixo custo, devendo contemplar somente os custos operativos das usinas e aqueles relacionados aos pagamentos da compensação financeira.

Contudo, tradicionalmente, a viabilidade de um empreendimento hidrelétrico resume-se na construção de um fluxo de caixa baseado na correta quantificação dos custos de investimento envolvidos e nas receitas operacionais obtidas com a venda da energia assegurada associada (o montante de energia assegurada é estabelecido no contrato de concessão), dado que os ônus decorrentes da neces-

sidade de uma maior geração termelétrica, em função do risco hidrológico, eram rateados entre as concessionárias de distribuição. No entanto, no novo ambiente institucional, fica claro que a comercialização no mercado *spot* poderá influenciar, de forma positiva ou negativa, a viabilidade de um empreendimento hidrelétrico.

A questão a ser resolvida aponta, então, para a construção de um modelo capaz de captar de forma aceitável a comercialização oriunda do mercado *spot*, prescindindo-se, portanto, do conhecimento das regras a serem implantadas no novo modelo institucional e das ferramentas capazes de representar adequadamente a atuação de uma usina hidrelétrica no MAE. Desta forma, apesar de inserida no processo transitório, o presente trabalho tem os seguintes objetivos:

- i. apresentar as principais características propostas para o novo modelo institucional, particularmente as regras referentes ao MRE;
- ii. desenvolver um modelo para avaliação econômico-financeira de projetos de geração hidrelétrica capaz de incorporar, além dos parâmetros usualmente utilizados na construção de um fluxo de caixa tradicional, a comercialização no mercado *spot*;
- iii. aplicar a modelo proposto a um estudo de caso, verificando o comportamento do MRE na minimização do risco hidrológico e o impacto da comercialização no mercado *spot* na viabilidade de um empreendimento hidrelétrico.

O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

De acordo com a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) N° 249, de 11 de agosto de 1998, participam obrigatoriamente do MAE todos os geradores com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW, todos os distribuidores e/ou comercializadores com demanda maior ou igual a 300 GWh/ano e todos os agentes importadores e/ou exportadores com carga maior ou igual a 50 MW. É facultada a participação dos autoprodutores (agentes que produzem energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo) com potência instalada maior ou igual a 50 MW, desde que a planta geradora esteja diretamente conectada às instalações de consumo. Consumidores livres (consumi-

dores que podem escolher seus fornecedores de energia elétrica) e outros concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, exportação e importação poderão participar ou serem representados por outro participante do MAE integrante da mesma categoria.

As bases para composição e funcionamento do MAE estão consolidadas no Acordo do Mercado, assinado em 26 de agosto de 1998. Este documento estabelece que, além de todas as operações de compra e venda de energia elétrica serem efetuadas no âmbito do MAE, todos os participantes deverão registrar seus respectivos contratos bilaterais, informando quantidades e prazos. Um agente do MAE não poderá realizar contratos de venda de energia elétrica cujo montante exceda a energia assegurada das suas próprias centrais geradoras e de contratos de compra de energia. Os agentes que negociam com consumidores finais deverão possuir, no mínimo, 85% do montante comercializado proveniente de energia assegurada das suas próprias usinas e de contratos de compra de energia elétrica, cuja duração seja de pelo menos 2 anos. Para evitar a ação de agentes especuladores, exige-se também que todos os participantes do MAE depositem uma garantia financeira equivalente a dois meses de compras de energia previstas ao preço do mercado.

Porém, as regras para o funcionamento efetivo do MAE, como a formação de preços, definição de submercados, aplicação de penalidades, entre outras, não constavam no Acordo de Mercado na época da sua assinatura, devendo ser incorporadas quando da finalização dos estudos técnicos, prevista para o início do ano 2000.

Segundo SEN/ELETROBRÁS (1997), o novo modelo prevê a competição somente nos segmentos de geração e comercialização, uma vez que as atividades de transmissão e distribuição constituem monopólios naturais. Uma das medidas chave, portanto, para a viabilização do novo modelo, é a desverticalização da indústria de energia elétrica, fato já encontrado nos modelos de privatização das concessionárias verticalizadas, como é o caso da CEEE (Rio Grande do Sul), dividida em três empresas de distribuição, uma empresa de transmissão e outra de geração. Outro exemplo da desverticalização é a reestruturação da ELETROSUL, privatizada em 1998, dividida em uma empresa de geração (GERASUL) e outra de transmissão. Para outras empresas do setor que apresentam atividades em todos os ramos da energia elétrica, como a Centrais

Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), exige-se, no mínimo, a separação contábil dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A proposta de distinção entre os segmentos de distribuição e comercialização de energia é motivada pelo fato de que uma distribuidora poderia cobrar encargos mais altos de uma concorrente para o acesso e uso do seu sistema de distribuição, prejudicando a competitividade em igualdade de condições. Para garantir, também, o livre acesso ao sistema de transmissão, as empresas de transmissão não poderão firmar contratos com geradores e comercializadores. Assim, cada empresa de transmissão assinará um contrato de prestação de serviços com o órgão responsável pela operação do sistema, o qual realizará a operação da malha de transmissão em troca de pagamentos periódicos relacionados à disponibilidade de seus respectivos ativos.

No entanto, apesar do modelo exigir no mínimo a separação contábil dos segmentos da indústria de energia elétrica, poderia ocorrer uma nova verticalização de empresas via contratos bilaterais. Para não permitir este fato, é proposta a criação de limites de *self-dealing* ou auto-suprimento, entre geradores e distribuidores e/ou comercializadores pertencentes a uma mesma empresa. Neste sentido, empresas vinculadas, ou seja, aquelas que além de concessionárias de distribuição/comercialização também detêm ativos de geração, só poderão contratar com a sua própria geradora até 30% do seu mercado cativo (consumidores localizados na área de concessão da distribuidora que não podem escolher seus fornecedores de energia elétrica). A identificação da existência de uma empresa vinculada será função da constituição acionária da distribuidora e geradora em análise. Caso a participação acionária de um mesmo grupo, em ambas as empresas, for igual ou superior a 12,5%, a empresa é considerada vinculada, recai no limite de *self-dealing*. Para tanto, cada agente deverá informar sua participação acionária nas concessionárias à ANEEL.

Para evitar a formação de cartéis ou monopólios privados, com a existência de grandes geradores e distribuidores, um agente de geração e de distribuição, que atue no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, não poderá deter mais do que 25%, respectivamente, do parque gerador ou do mercado de distribuição deste sistema. Caso atue no sistema Norte/Nordeste, este limite passa para 35%. Nenhum gerador ou distribuidor poderá deter

mais do que 20%, respectivamente, da capacidade instalada nacional ou do mercado de distribuição brasileiro. Um mesmo agente atuando na geração e distribuição não poderá ter a soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional superior a 30%.

Salienta-se que a existência de contratos bilaterais entre geradores e distribuidores e/ou comercializadores não garante a entrega física de energia. Estes contratos desempenham apenas um papel de *hedge* financeiro contra possíveis elevados preços de mercado em períodos de baixa hidraulicidade. Uma vez que os preços de mercado irão refletir o CMO, propõem-se a formação de sub-mercados em função da existência de restrições de transmissão no sistema interligado.

O despacho de energia será realizado pelo ONS, órgão independente e sem fins lucrativos. O despacho das unidades geradoras deverá ser econômico, ou seja, a custo mínimo, através de modelos de otimização da operação acordados entre todos os signatários do Acordo do Mercado. As decisões operativas deverão ser as mais transparentes possíveis, baseadas nos algoritmos de otimização, os quais deverão ter seus programas computacionais auditados e cedidos a todos os agentes.

Assim, o despacho do sistema não será baseado na oferta de preço de energia declarado por cada agente, mas sim em função dos dados técnicos submetidos ao ONS referentes à disponibilidade de cada unidade geradora antes de cada período de despacho, bem como níveis dos reservatórios, restrições nos túneis de adução e órgãos de descarga, vazões afluentes e defluentes dos reservatórios, quando estes dados não são diretamente obtidos pela rede de dados controlada pelo ONS, e outros dados relevantes para a otimização do sistema.

Os geradores termelétricos deverão informar, além da disponibilidade de suas unidades geradoras e outros dados técnicos necessários ao despacho, as condições dos seus respectivos contratos de fornecimento de combustível, caracterizando os geradores termelétricos inflexíveis (com contrato de combustível *take-or-pay*) e flexíveis. Também está prevista a revisão dos custos de geração dos geradores termelétricos a cada três meses. Os geradores não sujeitos ao despacho centralizado deverão informar ao ONS a sua produção prevista correspondente ao próximo período de despacho.

Os consumidores livres ou os comercializadores que os representam no MAE poderão sinalizar uma série de preços a partir dos quais estariam dispostos a reduzir certas quantidades de sua demanda. Os agentes detentores de interligações internacionais também deverão declarar a disponibilidade da interligação para importação e exportação, bem como ofertas de preços correspondentes a compras e vendas de energia. Nestes casos, arranjos alternativos poderão existir, como uma operação em tempo real da interligação conforme acordos entre o ONS e o órgão responsável pela operação do sistema estrangeiro.

O preço do MAE, a partir do qual será valorizada qualquer comercialização de curto prazo verificada entre os agentes (mercado *spot*), será determinado após o despacho em tempo real do ONS. Nesta fase, tem-se conhecimento dos dados reais de demanda em cada sub-mercado, disponibilidade dos geradores (considerando-se as falhas ou erros ocorridos), vazões afluentes, interligações internacionais e ofertas de redução de carga. Considera-se, também, somente as principais restrições de transmissão entre sub-mercados.

Preende-se que a discretização do tempo em que o preço do MAE seja calculado alcance níveis horários ou menores. O preço do MAE de cada sub-mercado será função do:

- a. maior custo de geração, térmica ou hidráulica, despachada para atender a demanda; ou
- b. preço do MAE de um sub-mercado adjacente, quando a importação de energia daquele sub-mercado equivale ao maior custo de geração despachada; ou
- c. preço de importação de energia proveniente de uma interligação internacional, quando esta corresponder ao maior custo de geração despachada; ou
- d. preço de redução de exportação de energia em uma interligação internacional, quando este corresponder ao maior valor programado para demanda; ou
- e. preço de redução de carga, programado para equilibrar a geração com a demanda.

Na presença de uma situação de racionamento, o CMO será igual ao valor do custo de racionamento correspondente ao montante de carga não atendida. A existência de racionamento em um único sub-mercado não afetará o preço do MAE nos

outros sub-mercados. A Figura 1 ilustra o fluxo comercial entre os agentes do setor elétrico no âmbito do MAE.

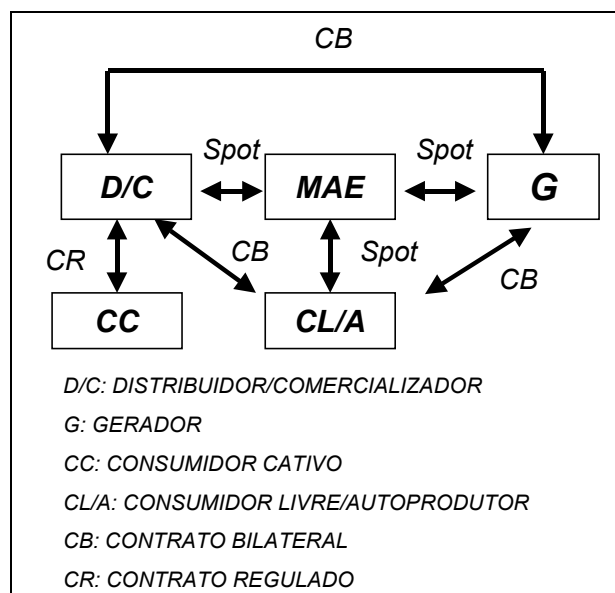


Figura 1. Fluxos comerciais no MAE.

Ao final de cada período de transação, será realizada a liquidação financeira das transações no MAE. Aos geradores hidrelétricos e termelétricos será contabilizado as transações no mercado *spot* e pagamentos correspondentes às restrições de transmissão. Os geradores que participam do MRE também terão direito aos pagamentos ou recebimentos correspondentes à transferência de energia resultante da otimização da operação do sistema. Aos geradores não sujeitos ao despacho centralizado será contabilizada a energia comercializada no mercado *spot*.

Os distribuidores e/ou comercializadores pagarão por toda a sua transação no mercado *spot*, pela Taxa de Serviço do Sistema, a qual contempla os custos de restrição de transmissão, e pelo consumo de potência reativa. Aos agentes proprietários de interligações internacionais também será contabilizado suas transações de exportação e importação realizadas no mercado *spot*.

Tratamentos especiais serão dados à usina hidrelétrica de Itaipu (empreendimento binacional) e às usinas nucleares. Neste sentido, todas as distribuidoras continuarão a receber a quota obrigatória de Itaipu e uma quota para absorção da energia nuclear. A administração dos contratos de suprimento de Itaipu ficará a cargo de uma nova figura, o Agente Operador de Itaipu. Os ativos

nucleares permanecerão sob o controle estatal, visando a manutenção do programa nuclear brasileiro e por razões de segurança nacional.

Outro aspecto importante previsto no novo modelo institucional é a extinção da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) nos sistemas interligados, ou seja, o rateio do ônus da operação termelétrica entre os agentes do setor desaparecerá. A Lei N° 9648/98 estabelece que as usinas termelétricas, cuja entrada em operação se der a partir de 06 de fevereiro de 1998, já não terão direito à CCC. Para as usinas termelétricas existentes, a CCC será mantida até o ano de 2002. A partir de 2003, de acordo com a Resolução da ANEEL N° 261, de 13 de agosto de 1998, haverá uma redução de 25% ao ano até sua total eliminação em 2006.

O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

Como visto anteriormente, o ONS realizará o despacho de forma centralizada em função de dados de disponibilidade das unidades geradoras e afluências aos reservatórios, buscando a operação do sistema a custo mínimo (*tight pool*). Esta situação decorre da predominância da geração hidrelétrica no sistema elétrico brasileiro. Desta forma, os geradores estarão impossibilitados de realizarem ofertas de preços de energia (*loose pool*) como ocorre em outros sistemas, por exemplo, na Argentina, Inglaterra e Noruega.

A aplicação do *tight pool* provoca a exposição de um gerador hidrelétrico ao risco hidrológico, no sentido em que, sob certas condições hidrológicas, um determinado gerador seria instruído a não gerar em benefício da otimização do sistema devendo, para completar a sua produção necessária para cobrir os seus contratos bilaterais, comprar energia no mercado *spot* ao preço do MAE em vigor. O preço do MAE, ao refletir o CMO, poderá atingir valores iguais a zero, quando há vertimentos no sistema, ou valores muito altos, quando as condições de armazenamento no sistema estiverem muito baixas, podendo conduzir a sérias dificuldades no fluxo de caixa de um gerador. Esta situação pode ser visualizada na Figura 2, a qual mostra a variação do CMO com relação à energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para uma simulação com o histórico de vazões.

Para contornar este problema, o qual também contribui para o afastamento do capital priva-

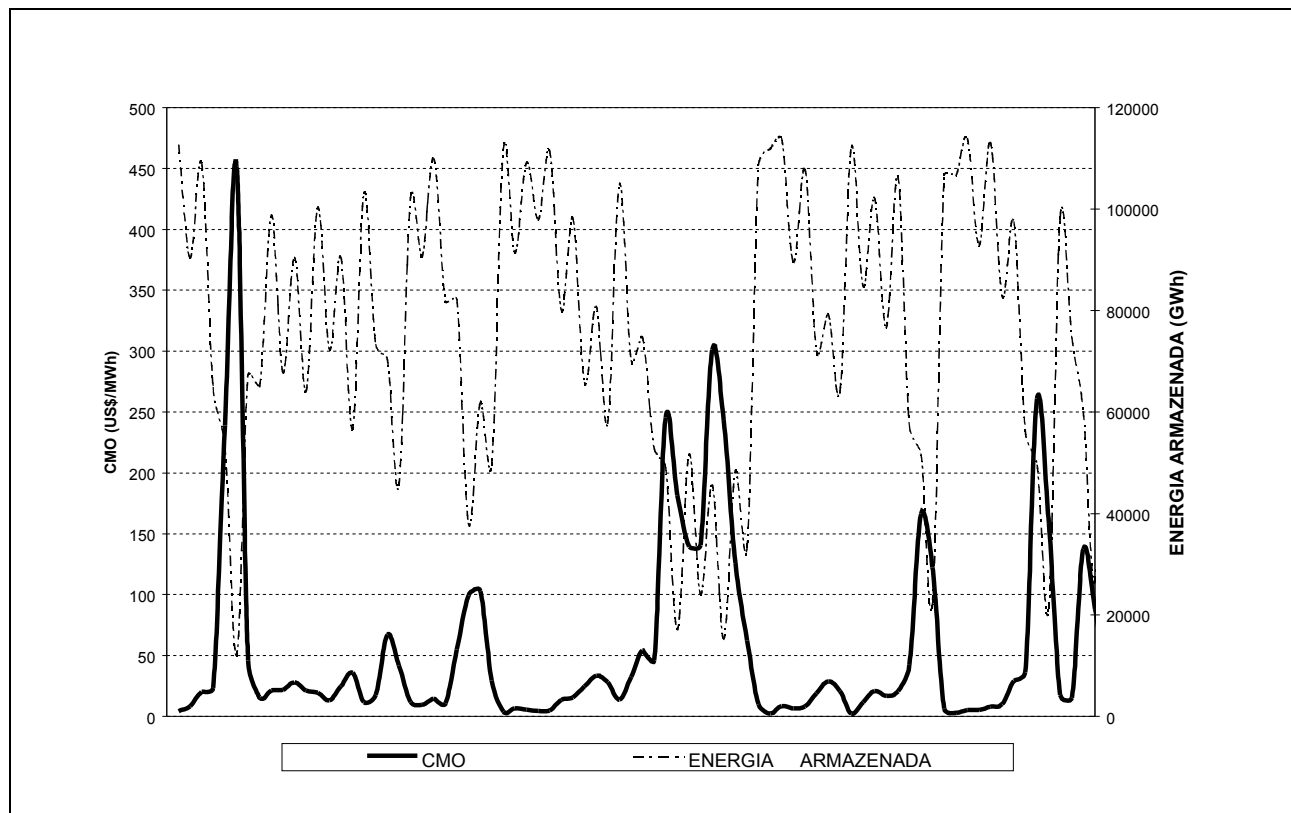


Figura 2. Variação do CMO com a energia armazenada.

do dos empreendimentos de geração hidrelétrica, a proposta do novo modelo institucional do setor elétrico idealizou um mecanismo para administrar o risco hidrológico, garantindo que, em condições normais de operação do sistema, isto é, sem a ocorrência de racionamentos, os geradores hidrelétricos recebessem as receitas correspondentes à sua energia assegurada estabelecida no contrato de concessão. Este mecanismo denomina-se Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Segundo SEN/ELETOBRÁS (1997), o MRE será válido para todos os geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado (estudos em andamento propõem a inclusão dos geradores termelétricos com CCC e dos distribuidores que recebem energia da usina de Itaipu). Sua filosofia principal consiste na transferência de energia dos geradores que produziram acima da sua energia assegurada para aqueles que produziram abaixo desta, independente do submercado em que se encontram localizados. Trata-se, portanto, de um mecanismo de proteção financeira em que a realocação de energia via MRE não significa transferência física de energia, mas sim o fato de que o contrato de um gerador pode ser atendido pela

geração de usinas pertencentes a outras empresas sem, no entanto, ficar exposto ao preço do MAE, refletindo também o processo de otimização da operação do sistema. O custo desta realocação será acordado no âmbito do MAE, devendo cobrir os custos de operação e *royalties* incidentes sobre os geradores.

Outra função implícita desempenhada pelo MRE seria garantir a otimização do sistema, uma vez que o gerador hidrelétrico ficaria indiferente às ordens de despacho estabelecidas pelo ONS pois, sob condições normais de operação, teria direito à respectiva energia assegurada da usina.

A aplicação do MRE considera que cada gerador possui uma quota de participação no processo de realocação do MRE, representada pela energia assegurada, a qual será registrada no MAE para fins da contabilização e liquidação da comercialização de curto prazo. Desta forma, determina-se a energia assegurada total do sistema hidrelétrico pela soma das energias asseguradas das usinas hidrelétricas. Após a realização do despacho pelo ONS, será possível determinar a geração efetiva de cada gerador hidrelétrico e a geração efetiva total correspondente ao sistema hidrelétrico em cada

período de contabilização do MAE. Duas situações poderão, então, ocorrer: o sistema hidrelétrico está em déficit ou em superávit.

Caso o sistema hidrelétrico esteja em déficit, ou seja, sua geração efetiva total seja inferior à sua energia assegurada total, a geração hidrelétrica total será alocada proporcionalmente à energia assegurada de cada usina hidrelétrica. Conseqüentemente, cada gerador hidrelétrico terá direito a um montante de energia inferior à sua energia assegurada e, caso seja insuficiente para honrar seus contratos bilaterais, ficará exposto ao preço do MAE em vigor para adquirir o restante. Uma alternativa para o gerador hidrelétrico eliminar esta exposição ao MAE seria firmar um contrato bilateral com um gerador termelétrico, o qual seria acionado para cobrir o seu déficit individual quando necessário.

A Tabela 1 apresenta um exemplo simplificado da aplicação do MRE para a hipótese de um evento hidrológico em que o parque hidráulico produziu apenas 95% de sua energia assegurada total, ou seja, optou-se por um aumento da geração termelétrica para atender a demanda total do sistema, economizando a água armazenada nos reservatórios. Neste caso, independente do nível de geração de cada usina hidrelétrica, cada gerador teria direito a uma energia realocada correspondente a 95% da respectiva energia assegurada. Assume-se que os valores já consideram deduzidas as perdas de transmissão.

A exposição dos geradores ao preço do MAE é função da energia realocada pelo MRE e do montante contratado bilateralmente. Neste exemplo, as exposições ao preço do MAE seriam as seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1520 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (1900 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (950 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1330 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Propõe-se que o CMO a ser considerado na exposição de cada gerador corresponda ao CMO no centro de gravidade do submercado do distribuidor/consumidor com o qual foi realizado o contrato bilateral.

O custo da realocação de energia seria pago pelos geradores, que receberam energia, aos geradores, que tiveram energia transferida via MRE,

Tabela 1. Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em déficit.

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Assegurada	1600	2000	1000	1400	6000
Geração Real	1200	2000	900	1600	5700
MRE	1520	1900	950	1330	5700

valorizados por uma tarifa suficiente para compensar os custos operacionais destes últimos. Assim, teríamos:

$$\text{Ger 1} = (1200 - 1520) * \text{TEO} = -320 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 2} = (2000 - 1900) * \text{TEO} = +100 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - 950) * \text{TEO} = -50 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 4} = (1600 - 1330) * \text{TEO} = +270 * \text{TEO}.$$

onde TEO seria, por exemplo, a tarifa de otimização atualmente utilizada pelo ONS, igual a 3 R\$/MWh. Como era esperado, o somatório das operações devido ao custo do MRE é nulo.

Neste exemplo, se o MRE não fosse aplicado, as exposições dos geradores ao preço do MAE seriam as seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1200 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2000 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1600 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Caso o sistema hidrelétrico esteja em superávit, ou seja, sua geração efetiva total supera a sua energia assegurada total, o MRE será aplicado da seguinte forma:

- cada gerador receberá sua energia assegurada;
- 50% do superávit será rateado para todos os geradores hidrelétricos proporcionalmente à respectiva energia assegurada;

- c. 50% do superávit será rateado entre os geradores cuja geração efetiva superou a sua energia assegurada, de forma proporcional ao superávit individual com relação ao superávit total.

A Tabela 2 apresenta um exemplo da aplicação do MRE para a hipótese de um evento hidrológico em que o parque gerador hidráulico produziu 5% a mais do que sua energia assegurada total, ou seja, optou-se por uma maior geração hidrelétrica no atendimento da demanda total do sistema para minimizar desperdício de energia (vertimentos).

Neste caso, 150 unidades da energia secundária (50% de 300) são rateados entre todos os participantes do MRE proporcionalmente à respectiva energia assegurada. Assim:

$$\text{Ger 1} = (1600 + 150 \cdot 1600 / 6000) = 1640;$$

$$\text{Ger 2} = (2000 + 150 \cdot 2000 / 6000) = 2050;$$

$$\text{Ger 3} = (1000 + 150 \cdot 1000 / 6000) = 1025;$$

$$\text{Ger 4} = (1400 + 150 \cdot 1400 / 6000) = 1435.$$

As 150 unidades restantes são rateadas somente entre os geradores que efetivamente geraram acima da respectiva energia assegurada:

$$\text{Ger2} = 150 \cdot (200 / 500) = 60;$$

$$\text{Ger4} = 150 \cdot (300 / 500) = 90.$$

Como os geradores não podem contratar valores acima de suas respectivas energias asseguradas, tem-se uma situação em que os geradores estão vendendo no mercado *spot*, cujos montantes seriam os seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1640 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2110 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (1025 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1525 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO}.$$

Neste caso, o CMO a ser considerado é o CMO no centro de gravidade do submercado onde está localizado o gerador.

Tabela 2. Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em superávit.

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Assegurada	1600	2000	1000	1400	6000
Geração Real	1500	2200	900	1700	6300
MRE (itens a + b)	1640	2050	1025	1435	6150
MRE (item c)	-	60	-	90	150
MRE Total	1640	2110	1025	1525	6300

As transações devidas à realocação de energia via MRE corresponderiam a:

$$\text{Ger 1} = (1500 - 1640) \cdot \text{TEO} = -140 \cdot \text{TEO};$$

$$\text{Ger 2} = (2200 - 2110) \cdot \text{TEO} = +90 \cdot \text{TEO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - 1025) \cdot \text{TEO} = -125 \cdot \text{TEO};$$

$$\text{Ger 4} = (1700 - 1525) \cdot \text{TEO} = +175 \cdot \text{TEO}.$$

Neste exemplo, se o MRE não fosse aplicado, as exposições dos geradores ao preço do MAE seriam função do montante de energia contratado bilateralmente, da seguinte forma:

$$\text{Ger 1} = (1500 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2200 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1700 - \text{contrato}) \cdot \text{CMO}.$$

De acordo com SEN/ELETOBRÁS (1997), à medida em que os geradores hidrelétricos adquiriram maior capacidade para administrar o risco hidrológico, a proposta do novo modelo recomenda a extinção do MRE e também a passagem do *tight pool* para o *loose pool* (estudos em andamento propõem que o MRE seja realizado, em primeiro lugar, dentro de cada submercado e, posteriormente, entre submercados).

O MODELO DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA PROPOSTO

A avaliação da viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de geração hidrelétrica consiste, basicamente, na análise quantitativa do seu fluxo de caixa. No fluxo de caixa são representados os fluxos monetários negativos, correspondentes aos investimentos no período de construção, e os fluxos monetários positivos nos períodos seguintes, correspondentes às receitas provenientes da venda de energia elétrica.

Os empreendimentos colocados em licitação pela ANEEL já apresentam os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental aprovados, os quais fornecem informações suficientes para realização do projeto básico, permitindo um nível de detalhamento mais profundo. Assim, é possível determinar, com um grande grau de certeza, os custos envolvidos para a realização de um projeto e, conseqüentemente, o fluxo de caixa no período inicial.

Determinados os investimentos necessários à implementação do projeto, o empreendedor deverá decidir qual o montante que estará disposto a pagar pelos direitos de exploração do potencial hidráulico ou qual a tarifa de venda de energia elétrica, conforme o critério de julgamento estabelecido pelo edital de licitação, de tal forma que as receitas obtidas pelo projeto, ou seja, o fluxo de caixa nos períodos seguintes à construção, remunerem adequadamente os investimentos realizados. Tradicionalmente, a obtenção das receitas do empreendimento é realizada em função da energia assegurada do projeto em questão, estabelecida pela ANEEL.

Observa-se que a utilização da energia assegurada da usina para obtenção das receitas do fluxo de caixa presume que a usina estaria gerando, ao longo de toda a sua vida útil, a sua energia assegurada, o que não é verdade. Na realidade, quando o sistema atender o critério de 5% de déficit (critério de qualidade de atendimento ao mercado consumidor, atualmente utilizado na definição dos valores de energia assegurada), as variações da geração da usina em relação à sua energia assegurada conduziram a receitas e despesas, ao longo do tempo, cujo fluxo financeiro seria nulo, uma vez que a energia assegurada, no seu processo de cálculo, considera a ponderação da geração das usinas pelo CMO, refletindo a ocorrência do déficit pré-estabelecido e da utilização da geração termelétrica.

Definido o fluxo de caixa do empreendimento, vários métodos de análise quantitativos podem ser empregados para sua avaliação. Um dos mais utilizados, por exemplo, é o Método da Taxa Interna de Retorno (TIR), o qual consiste em calcular a taxa de desconto que torna o valor presente líquido igual a zero. Caso a TIR do projeto seja maior que a taxa de juros de menor risco, o projeto é considerado atrativo. Caso a TIR seja menor que a taxa de juros de menor risco, o projeto deve ser rejeitado. Caso a TIR seja igual à taxa de juros de menor risco, a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.

Assegurado o retorno do capital investido pela análise do fluxo de caixa e a entrada em operação do empreendimento na data prevista, o ambiente comercial regulado até então vigente não traria maiores preocupações ao gerador vencedor da licitação, uma vez que o equilíbrio econômico-financeiro do projeto estaria representado pelos contratos de longo prazo exigidos pela Lei Nº 8631/93 e os ônus resultantes da geração termelétrica estariam cobertos pela CCC, incidente somente nas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Considerando, então, a análise do fluxo de caixa baseado na energia assegurada de uma usina hidrelétrica, FEIL (1996) desenvolveu um modelo computacional de análise econômico-financeira para dar suporte às decisões empresariais, de tal forma que as análises efetuadas levassem em conta todos os parâmetros intervenientes no fluxo de caixa. Os principais parâmetros necessários à utilização deste modelo são:

- a. energia assegurada da usina;
- b. tempo de construção da obra;
- c. tarifa de venda de energia;
- d. período de estudo, geralmente considerado o prazo de concessão;
- e. investimento total da obra;
- f. participação de capital próprio e de terceiros no investimento total;
- g. taxa de mínima atratividade e taxa de juros durante a construção;
- h. cronograma de desembolsos da obra;
- i. despesas com operação e manutenção da usina;
- j. sistema de financiamento considerado;
- l. encargos legais incidentes sobre o empreendimento, tais como compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, taxa de

fiscalização da ANEEL, imposto de renda, PIS/COFINS e contribuição social.

No entanto, a consideração do risco hidrológico na análise de um empreendimento de geração hidrelétrica torna-se relevante uma vez que, mesmo existindo o MRE para minimização do risco hidrológico, há uma probabilidade de que o gerador tenha que recorrer ao MAE para honrar seus contratos bilaterais. Esta situação torna-se ainda mais crítica caso grandes exposições ao preço do MAE ocorram durante os anos de pagamento dos financiamentos tomados para execução do projeto. Por outro lado, também há a probabilidade de que o gerador venda excedentes no mercado *spot*, auferindo novas receitas além daquela proveniente dos seus contratos bilaterais. Estas situações não estão inseridas nas análises de fluxo de caixa convencionais dado que, a princípio, a geração efetiva da usina ao longo do tempo não é conhecida. As análises de sensibilidade do projeto estariam limitadas, portanto, aos aspectos tarifários e financeiros, como taxas de desconto e sistemas de financiamento.

Propõe-se, então, uma metodologia para incorporar as transações realizadas por um gerador no mercado *spot* no modelo de análise econômico-financeira desenvolvido por FEIL (1996). Desta forma, possibilita-se uma melhor análise dos riscos inerentes ao empreendimento, uma vez que estariam sendo contabilizados, ao mesmo tempo, os benefícios resultantes dos contratos bilaterais e a efetiva atuação da usina no MAE.

A implementação da metodologia proposta compreende, em primeiro lugar, a definição de um ou mais cenários de oferta e demanda de energia, contemplando as possibilidades de desenvolvimento do parque gerador e crescimento da demanda do sistema dentro do horizonte de estudo. As bases para a formulação destes cenários seriam, por exemplo, informações contidas nos planos de expansão indicativos do setor elétrico, informações obtidas junto à ANEEL e informações estratégicas do próprio empreendedor.

Definidos os cenários a serem considerados, determina-se o comportamento do sistema frente à demanda obtendo-se, conseqüentemente, as gerações das usinas pertencentes a cada configuração. A realização desta etapa requer, portanto:

- a. a utilização conjunta de um modelo de simulação equivalente e de um modelo de

simulação individualizado, representando a operação do sistema elétrico brasileiro;

- b. dados físicos e hidrológicos da usina sob estudo, necessários à sua representação nos modelos matemáticos, tais como: potência instalada, série de vazões, número de máquinas, dados da turbina/gerador, perdas hidráulicas no circuito de adução, polinômios cota x volume, vazão x nível do canal de fuga e cota x área, nível médio do canal de fuga, níveis operativos do reservatório, vazão mínima defluente, evaporações mensais e localização geográfica.

Dado que o período de estudo abrangido pelo fluxo de caixa é bastante extenso, recomenda-se adotar os modelos matemáticos utilizados pelo planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro, como o Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes (ELETROBRÁS, 1993), o Módulo de Despacho Hidrotérmico (OLADE/BID, 1993) e o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (ELETROBRÁS, 1993). Assim, a utilização do modelo equivalente permitirá a obtenção do CMO e a geração do parque hidráulico resultante no atendimento à demanda considerada. A geração do parque hidráulico no modelo equivalente é então repassada ao modelo individualizado, determinando a geração correspondente à cada usina hidrelétrica a nível mensal.

Observa-se que nesta seqüência de trabalho, a geração equivalente do parque hidráulico fornecida ao modelo individualizado corresponde ao mercado a ser atendido pelo modelo individualizado. Outro aspecto importante, de certa forma óbvio, é que a simulação conjunta dos dois modelos requer, além da mesma configuração do parque gerador, a utilização da mesma série de vazões. Apesar dos modelos equivalentes utilizados pelo setor elétrico permitirem a simulação do sistema com várias séries sintéticas de vazões, alguns modelos individualizados não apresentam esta possibilidade, limitando as análises somente com a utilização da série histórica de vazões.

Porém, a utilização do *método pente* pelos modelos de simulação confere certa estocasticidade ao processo, onde são simuladas n séries de mesma extensão do horizonte de estudo obtidas a partir de cortes na série histórica de vazões. Por exemplo, caso o horizonte de estudo seja igual a 20 anos e a extensão do registro histórico de vazões cubra o período de 1931 a 1994, tem-se 64 séries de 20 anos

de extensão cada uma, sendo a primeira série correspondente ao período 1931 a 1950, a segunda série ao período 1932 a 1951 e assim por diante, até a última série correspondente ao período 1994 a 1949. Neste caso, cada ano do registro histórico de vazões é denominado *ano hidrológico*.

A próxima fase do modelo proposto compreende a obtenção da exposição mensal ao MAE para a usina sob estudo. Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para aplicação das regras do MRE, detalhadas no item "O Mecanismo de Realocação de Energia". Como, nesta etapa, as gerações de todas as usinas hidrelétricas da configuração são conhecidas, requer-se somente as energias asseguradas das usinas hidrelétricas. Pode-se, então, determinar se o sistema hidrelétrico está em déficit ou em superávit, comparando-se a energia assegurada do sistema com a energia total gerada pelo parque. O algoritmo da ferramenta computacional desenvolvida está sintetizado na Figura 3.

Através de uma implementação realizada no modelo desenvolvido por FEIL (1996), as exposições mensais ao MAE da usina sob análise são adicionadas às receitas operacionais do fluxo de caixa. Assim, ao invés de um único fluxo de caixa, obtém-se uma série de fluxos de caixa igual ao número de séries de vazões simuladas, considerando a variável risco hidrológico presente no processo. Como o fluxo de caixa utilizado trabalha em base anual, as receitas operacionais para cada série do fluxo de caixa seriam dadas por:

$$r_{(série, ano)} = t * ec + \sum_{mês=1,12} MAE_{(série, mês, ano)} \quad (1)$$

onde: $r_{(série, ano)}$ = receita operacional em cada série hidrológica e ano de estudo; t = tarifa do contrato de venda de energia elétrica; ec = montante de energia elétrica contratado; $MAE_{(série, mês, ano)}$ = exposição ao preço do MAE em cada série hidrológica, mês e ano de estudo.

O resultado final do modelo de avaliação econômico-financeira assim proposto permite a obtenção de uma amostra de parâmetros quantitativos resultantes de cada fluxo de caixa analisado, proporcionando uma análise de risco do empreendimento em termos estatísticos.

Uma vez que a exposição ao MAE é valorizada pelo CMO, obtido pela política ótima de operação do modelo equivalente e, portanto, puramente econômico, os encargos incidentes sobre as

receitas e despesas do mercado *spot* são captadas pelo fluxo de caixa como, por exemplo, uma maior ou menor incidência do imposto de renda sobre o lucro líquido. Da mesma forma, as receitas e despesas resultantes da transferência de energia via MRE não são computadas, uma vez que envolvem somente custos operacionais e encargos da compensação financeira.

Devido ao porte do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste quando comparado ao sistema Norte/Nordeste, além de envolver um menor esforço computacional, admite-se a aplicação do MRE somente considerando o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, não obstante a existência da interligação Norte-Sul. Outro aspecto importante diz respeito ao número e representação topológica dos submercados a comporem o sistema interligado. Até o momento, por exemplo, o modelo equivalente utilizado nos estudos do planejamento da expansão permite a representação de somente cinco subsistemas, interconectados em linha reta.

Como nas regras do MRE utilizadas neste trabalho não há distinção entre o submercado onde a energia é gerada e o submercado onde a energia é realocada, a questão da existência de contratos bilaterais entre submercados também depende de maiores definições das regras do MAE. Por simplificação, o modelo proposto considera a inexistência de contratos bilaterais entre submercados para o gerador sob estudo.

ESTUDO DE CASO

Apresenta-se, a seguir, a aplicação do modelo de análise econômico-financeira proposto para a usina hidrelétrica Jataizinho (COPEL, 1994), localizada no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A condução do estudo de caso levou a uma comparação entre os resultados obtidos através do fluxo de caixa baseado somente na energia assegurada e do fluxo de caixa do modelo proposto, com e sem a aplicação do MRE.

Dados do empreendimento

De acordo com a reavaliação dos estudos de inventário do rio Tibagi (COPEL, 1994), o qual propõe a divisão de quedas visando o aproveitamento ótimo do potencial energético deste rio, a usina hidrelétrica Jataizinho está localizada a 4,5 km a montante da cidade de Jataizinho, ribeiri-

nha à margem direita do rio Tibagi. O arranjo selecionado para a hidrelétrica Jataizinho prevê a construção de uma barragem de enrocamento com núcleo de argila, cuja altura máxima é de 48 m e comprimento de 750 m. O vertedouro, equipado com quatro comportas de crista, tipo segmento, com dimensões de 17,74 m de largura por 20 m de altura cada uma, foi dimensionado para escoar a vazão de 13.074 m³/s, correspondente ao período de recorrência de 10.000 anos.

O prazo de construção foi estimado em quatro anos e o investimento total necessário à realização do empreendimento é de US\$ 146,631 milhões, sem juros durante a construção. O cronograma de desembolsos adotado está apresentado na Tabela 3.

A área de drenagem correspondente ao aproveitamento é igual a 21.200 km² e o reservatório formado, na cota 383,0 m, inundará 31,7 km², dos quais 10 km² correspondem ao leito do rio. O volume total armazenado, correspondente à cota 383,0 m, é de 390 x 10⁶ m³.

Os estudos energéticos realizados apontam para uma potência instalada de 156 MW e a operação do reservatório a fio d'água, ou seja, sem deplecionamento. Os demais parâmetros básicos da usina necessários à simulação energética estão apresentados na Tabela 4. A série histórica de vazões mensais para a usina Jataizinho cobre o período 1931 a 1994 (COPEL, 1994).

Cenário de oferta e demanda de energia elétrica

A metodologia proposta sugere a inserção da usina sob análise em um ou mais cenários de oferta e demanda de energia elétrica. O presente estudo de caso optou em utilizar um único cenário em todo o horizonte de estudo, ou seja, adotou-se uma configuração estática. A configuração estática adotada procurou, também, respeitar o critério vigente de qualidade de atendimento do sistema elétrico brasileiro (risco de déficit de 5%).

Adicionalmente, com o objetivo de permitir um maior número de casos relacionados com a provável exposição da usina Jataizinho no mercado spot, utilizando-se uma configuração estática, variou-se a condição inicial de armazenamento dos reservatórios dos subsistemas, a qual é um dado de entrada do usuário, afetando assim as decisões operativas quanto à utilização de geração hidrelé-

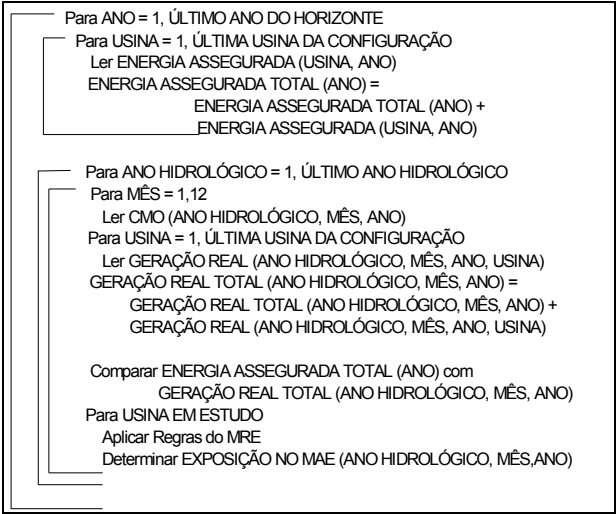


Figura 3. Algoritmo para cálculo da exposição ao preço do MAE.

Tabela 3. Cronograma de desembolsos adotado (US\$ x 1000).

ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4
39.580	72.570	24.221	10.260

Tabela 4. Parâmetros da usina Jataizinho para simulação energética.

Nº de unidades	3
Nº unidades de base	2
Rendimento	88%
turbina/gerador	
Queda de referência	38,9 m
Perda de carga média	0,8 m
Vazão mínima defluente	45 m³/s
Nível médio do	
canal de fuga	343,3 m
Tipo de turbina	francis
Polinômio volume x cota	x0 0,383000E+03
Polinômio cota x área	x0 0,317000E+02
Polinômio vazão x nível	x0 0,343300E+03
de jusante	

trica ou termelétrica. Esta hipótese implica em diferentes CMO's nos primeiros anos do horizonte simulado e, conseqüentemente, diferentes exposições ao preço do MAE. Admitiu-se, então, as seguintes possibilidades para o armazenamento inicial dos reservatórios dos subsistemas:

- a. armazenamento inicial igual a 100%;
- b. armazenamento inicial igual a 75%;

- c. armazenamento inicial igual a 50%;
- d. armazenamento inicial igual a 25%.

O mercado de energia elétrica considerado em cada ano do horizonte do estudo, apresentado na Tabela 5, corresponde a adoção de um único patamar de carga, ou seja, a representação gráfica da potência consumida a cada intervalo de tempo (energia), denominada *curva de carga*, é uma constante.

Como a simulação energética é realizada em nível mensal, este mercado foi distribuído nos meses do ano conforme a sazonalidade utilizada nos estudos de planejamento do ciclo de 1997 do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) (GCPS, 1998). Também foram adicionados 694,80 MW/mês ao mercado de energia elétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, referente ao consumo próprio da usina hidrelétrica de Itaipu, das usinas reversíveis da Light e da concessionária paraguaia administradora de Itaipu (Ande) (GCPS, 1998).

A Tabela 6 apresenta o parque gerador do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste considerado na configuração estática adotada para este estudo. Informações características das usinas podem ser obtidas em GCPS (1998).

Adicionalmente às fontes geradoras da Tabela 6, o atendimento ao mercado consumidor também considerou os valores de energia correspondentes às usinas não simuláveis e a *geração externa*, apresentados na Tabela 7 (GCPS, 1998).

Os limites de transmissão entre os subsistemas adotados para o estudo de caso estão apresentados na Tabela 8 (GCPS, 1998). Foram consideradas perdas elétricas na transmissão de 5%.

Simulação energética do sistema interligado

O próximo passo da metodologia proposta consiste em simular cada cenário de oferta e mercado de energia elétrica utilizando-se dois tipos de modelos matemáticos: um modelo a subsistemas equivalentes e um modelo a usinas individualizadas. No presente caso, contamos com uma configuração estática e quatro hipóteses de armazenamento inicial dos subsistemas, ou seja, esta etapa deverá ser realizada quatro vezes.

O modelo a subsistemas equivalentes utilizado no presente estudo de caso foi o MODDHT

Tabela 5. Mercado anual de energia elétrica do sistema interligado (MWmédio).

Subsistema	
Sul	6927
Sudeste/Centro-Oeste	25667
Norte	2479
Nordeste	6081

(OLADE/BID, 1993) o qual determina a política ótima de operação através da aplicação de um algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica (Terry et al., 1986) e realiza a simulação do sistema interligado. Assim, obteve-se o CMO e a geração hidráulica equivalente dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste correspondentes a cada ano do horizonte simulado, mês e ano hidrológico (fruto da aplicação do *método pente*) para cada hipótese de armazenamento inicial dos reservatórios. Os dados básicos relativos ao sistema interligado, necessários à simulação energética, compreenderam (GCPS, 1998):

- a. custo de déficit de energia igual a 540 US\$/MWh;
- b. horizonte de simulação de 20 anos;
- c. taxa de desconto de 12% a.a.;
- d. características e custos de combustíveis das usinas termelétricas utilizados nos estudos de planejamento do ciclo de 1997 do GCPS;
- e. dados das usinas hidrelétricas e série histórica de vazões utilizados nos estudos de planejamento do ciclo de 1997 do GCPS;

A Figura 4 apresenta os riscos de déficit para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste resultantes das simulações com a configuração estática adotada, utilizando-se o MODDHT com 2000 séries sintéticas de vazões. Observa-se que, somente para o cenário de armazenamento inicial igual a 25%, ocorreram riscos de déficit acima de 5%. Verifica-se também que, em função da utilização de uma configuração estática, os efeitos das diferentes condições de armazenamento inicial foram eliminados a partir do oitavo ano do horizonte simulado.

Posteriormente, para os cenários de armazenamento inicial considerados, obteve-se a geração das usinas hidrelétricas constantes na configuração adotada em cada ano do horizonte de estudo, mês e ano hidrológico, através da aplicação de um modelo a usinas individualizadas. No pre-

Tabela 6. Usinas constantes na configuração adotada.

Hidrelétricas		
Sudeste/Centro-Oeste	Itumbiara	Sul
Armando A. Laydner	Itutinga	Complexo Segredo
Água Vermelha	Jaguara	Costa Rica
A. Souza Lima	Jaguari	Cubatão
Armando Salles de Oliveira	Lucas Nogueira Garcez	Ernestina
Barra Bonita	Mascarenhas	Foz do Areia
Billings	Mascarenhas de Moraes	Itaúba
Cachoeira Dourada	Marimbondo	Jacuí
Cachoeira do Emboque	Mário L. Leão	Jataizinho
Camargos	Miranda	Parigot de Souza
Caconde	Muniz Freire	Passo Fundo
Chavantes	Nilo Peçanha	Passo Real
Canoas 1	Nova Avanhandava	Salto Caxias
Canoas 2	Nova Ponte	Salto Osório
Capivara	Paraibuna	Salto Santiago
Complexo Ilha Solteira	Pereira Passos	Norte
Corumbá 1	Porto Colômbia	Curua-Una
Emborcação	Primavera – MT	Tucuruí 1
Estreito	Rosal	Nordeste
Euclides da Cunha	Rosana	Boa Esperança
Fontes-BC	Salto Grande	Complexo Moxotó
Fontes-Lajes	Santa Branca	Itaparica
Funil	Santa Cecília	Sobradinho
Furnas	São Simão	Xingó
Guilman-Amorim	Serra da Mesa	
Henry Borden	Sobragi	
Igarapava	Souza Dias	
Ilha dos Pombos	Taquaruçu	
Ibitinga	Três Marias	
Itaipu	Volta Grande	
Termelétricas		
Sudeste/Centro-Oeste	São Mateus – ES	P. Médici B
Angra I	Santa Cruz 1/2	São Jerônimo
Angra II	Santa Cruz 3/4	Uruguaiana
Carioba	Sul	Nordeste
Corumbá I	Alegrete	Camaçari I
Cuiabá	Charqueadas	
Eletropaulo I	Figueira	
Igarapé	J. Lacerda	
Piratininga 1/2	Jorge Lacerda IV	
Piratininga 3/4	Nutepa	
R. Silveira	P. Médici A	

Tabela 7. Geração externa nos subsistemas (MWmédio).

Subsistema	
Sul	197
Sudeste/Centro-Oeste	301
Norte	22
Nordeste	43

Tabela 8. Limites de transmissão.

Subsistema		Limite (MW)	
1	2	1 para 2	2 para 1
Sul	SE/CO	3329	3600
Norte	Nordeste	1000	1000
SE/CO	Norte	1000	1000

sente estudo utilizou-se o MSUI (ELETROBRÁS, 1993), o qual procura atender a geração hidráulica equivalente de cada subsistema, resultante da simulação com o MODDHT, através de uma operação mais detalhada das usinas. A simulação com o MSUI considerou os seguintes dados gerais:

- operação dos reservatórios em 20 faixas paralelas, de acordo com prioridades calculadas internamente pelo modelo, maximizando a geração das cascatas;
- tempo de permanência na ponta de 2 horas;
- fator de carga de 70% (razão entre a demanda de energia elétrica fora do horário de ponta e demanda de energia elétrica no horário de ponta)
- as simulações foram realizadas somente com a série histórica de vazões, devido a impossibilidade do MSUI trabalhar com séries sintéticas de vazões.
- Tarifa de venda de energia elétrica: 40 US\$/MWh.
- Participação em capital próprio: US\$ 43.989.300,00 (30%), distribuído durante o período de construção conforme a Tabela 9.
- Participação em financiamentos: US\$ 102.641.700,00 (70%).
- Sistema de financiamento: Tabela Price.
- Taxa de juros do financiamento: 9% a.a.
- Início do pagamento do financiamento: ano de entrada em operação comercial da usina.
- Prazo para pagamento do financiamento: 10 anos.
- Período de estudo: 24 anos.
- Taxa de desconto: 10% a.a.
- Taxa para cálculo dos juros durante a construção: 10% a.a.
- Prazo para depreciação: 20 anos.
- Taxa de depreciação: 5%.
- Compensação financeira: 6%.
- Tarifa de referência, utilizada no cálculo da compensação financeira: 19,53 R\$/MWh.
- PIS/COFINS: 2,65%.
- Contribuição social: 8%.
- Imposto de renda: 15% (até 240.000,00) ou 25% (maior que 240.000,00).
- Taxa de fiscalização da ANEEL: 0,5%.
- Outros encargos: 2% sobre a receita bruta.
- Despesa com operação e manutenção (R\$/ano): adotada a fórmula $19243 \cdot P^{0,8719}$ (COPEL, 1998), onde P é a potência da usina em MW, e uma taxa de incremento anual de 1% a partir do segundo ano de operação.
- Energia assegurada: 82 MWmédio.
- Energia contratada: 82 MWmédio.
- Taxa de câmbio adotada: 1 R\$ = 1 US\$.

Aplicação do modelo proposto

A primeira etapa para aplicação do modelo de análise econômico-financeira proposto consiste na construção do fluxo de caixa baseado somente na energia assegurada (análise padrão) para a usina sob análise. No presente estudo de caso, os dados considerados nesta fase, exigidos pelo modelo desenvolvido por FEIL (1996), foram os seguintes:

- Investimento: US\$ 146,631 milhões distribuído no tempo conforme a Tabela 3.
- Tempo de construção: 4 anos.

A TIR do projeto obtida pela análise padrão do fluxo de caixa, para uma taxa de desconto de 10% a.a., foi de 10,77%, ou seja, baseado nesta análise, o empreendimento é considerado viável.

Definidas a geração efetiva de cada usina hidrelétrica pertencente à configuração sob estudo, bem como os CMO's correspondentes à cada período da simulação, a segunda fase da metodologia proposta consiste na incorporação da comercialização verificada no mercado *spot* à receita operacional do fluxo de caixa da análise padrão. A comercialização no *spot*, considerando a aplicação do MRE, é obtida através da ferramenta computacional desen-

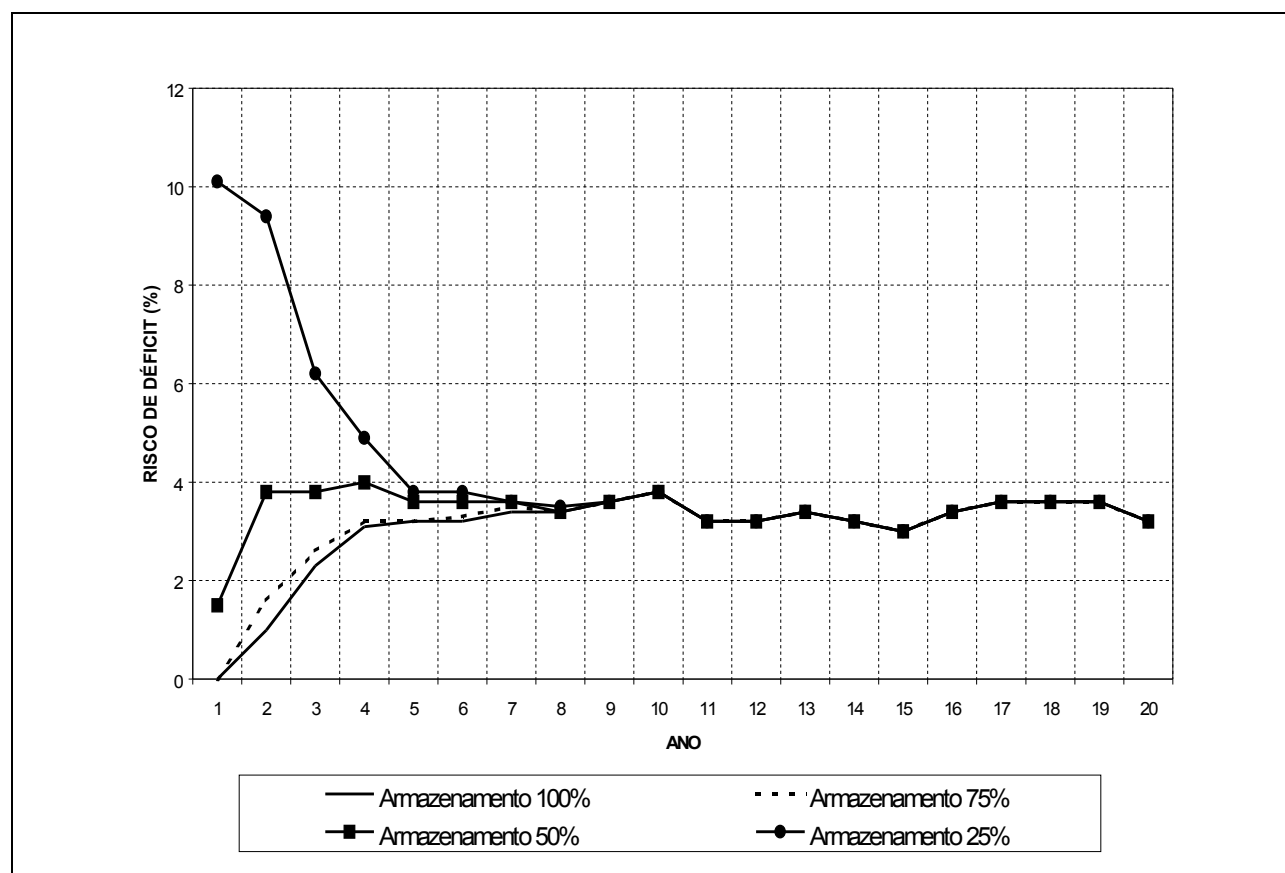


Figura 4. Condições de atendimento nas simulações do estudo de caso.

Tabela 9. Distribuição do capital próprio no período de construção (US\$).

Ano	Desembolso	%
1	11.874.000,00	26,99
2	21.771.000,00	49,49
3	7.266.300,00	16,52
4	3.078.000,00	7,00

volvida para este fim, conforme o item “O Modelo de Análise Econômico-Financeira Proposto”.

Os valores de energia assegurada para as usinas da configuração sob estudo, mostrados na Tabela 10, foram obtidos aplicando-se a metodologia utilizada nos estudos de planejamento do ciclo 1997 do GCPS, apresentada por Bettega et al. (1998). Também, atendendo aos objetivos deste estudo, foram incorporadas as transações no mercado *spot* sem considerar a aplicação do MRE. Neste estudo, a usina de Itaipu não foi considerada na aplicação do MRE.

Desta forma, dado que o registro histórico de vazões mensais da usina Jataizinho compreende

o período 1931 a 1994, a aplicação do *método pente* proporcionou a simulação de 64 séries hidrológicas de 20 anos de extensão cada uma, obtendo-se, para cada hipótese de armazenamento inicial, 64 fluxos de caixa considerando a aplicação do MRE e 64 fluxos de caixa desconsiderando a aplicação do MRE.

Cada fluxo de caixa foi submetido, então, a uma análise quantitativa, obtendo-se uma amostra de 64 valores refletindo o efeito de vários eventos hidrológicos distintos na viabilidade do empreendimento hidrelétrico.

Ilustrando o procedimento realizado, a Tabela 11 apresenta as receitas operacionais resultantes do contrato bilateral (fluxo de caixa - análise padrão) e da exposição ao MAE do empreendimento, considerando o MRE, correspondente a uma série hidrológica (série 3) simulada para o cenário de 75% de armazenamento inicial. Este procedimento também foi realizado para o mesmo cenário acima, porém sem a aplicação do MRE, conforme apresentado na Tabela 12.

Observa-se que, mesmo com a aplicação do MRE (Tabela 11), ocorreram exposições negativas

Tabela 10. Energia assegurada das usinas hidrelétricas.

Usina	MWmédio	Usina	MWmédio
Armando A. Laydner	47,25	Muniz Freire	10,74
Água .Vermelha	736,39	Nilo Peçanha	333,53
A. Souza Lima	59,09	Nova Avanhandava	128,66
Armando Salles de Oliveira	14,52	Nova Ponte	272,30
Barra Bonita	41,54	Paraibuna	48,73
Billings	0	Pereira Passos	50,96
Cachoeira Dourada	409,68	Porto Colômbia	182,30
Cachoeira do Emboque	7,90	Primavera - MT	5,75
Camargos	20,83	Rosal	32,92
Caconde	32,27	Rosana	174,48
Chavantes	170,27	Salto Grande	73,38
Canoas 1	56,36	Santa Branca	30,93
Canoas 2	46,91	Santa Cecília	0
Capivara	326,85	São Simão	1266,46
Complexo Ilha Solteira	1915,29	Serra da Mesa	662,98
Corumbá 1	206,64	Sobragi	41,42
Costa Rica	11,08	Souza Dias	959,09
Emborcação	490,77	Taquaruçu	199,08
Estreito	487,38	Três Marias	233,51
Euclides da Cunha	47,70	Volta Grande	225,14
Fontes-BC	62,18	Complexo Segredo	584,79
Fontes-Lajes	40,07	Cubatão	18,51
Funil	117,07	Ernestina	0
Furnas	590,99	Foz do Areia	591,80
Guilman Amorim	73,30	Itaúba	185,46
Henry Borden	306,02	Jacuí	119,75
Igarapava	133,84	Jataizinho	82,01
Ilha dos Pombos	89,81	Parigot de Souza	108,12
Ibitinga	66,21	Passo Fundo	115,87
Itaipu	7500,35	Passo Real	67,26
Itumbiara	1002,23	Salto Caxias	587,73
Itutinga	27,59	Salto Osório	506,17
Jaguara	330,55	Salto Santiago	703,46
Jaguari	13,98	Curua-Uma	23,78
Lucas Nogueira Garcez	54,52	Tucuruí 1	2778,86
Mascarenhas	106,28	Boa Esperança	140,52
Mascarenhas de Moraes	290,55	Complexo Moxotó	2183,53
Marimbondo	713,90	Itaparica	940,29
Mário L. Leão	96,28	Sobradinho	519,78
Miranda	199,06	Xingó	2097,54

ao MAE nos anos 2 e 12, indicando que, em função da hidrologia afluente ao sistema, o parque hidrelétrico produziu abaixo da sua energia assegurada e,

portanto, a todos os geradores foi realocada uma energia inferior à energia assegurada individual. Como a usina em estudo contratou toda a sua ener-

Tabela 11. Receitas operacionais com o MRE – série hidrológica 3 – armazenamento inicial 75%.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	3.501	-3.919	281	748	228	1.002	566	389	527	82
Receita operacional*	32.234	24.814	29.014	29.481	28.961	29.735	29.299	29.122	29.260	28.815
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	464	-199	95	233	171	599	571	343	816	1.173
Receita operacional*	29.197	28.532	28.828	28.966	28.904	29.332	29.304	29.076	29.549	29.906

* US\$*1000

Tabela 12. Receitas operacionais sem o MRE – série hidrológica 3 – armazenamento inicial 75%.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	170	-25693	-3.639	-1.794	1.663	1.454	-1.693	-4.396	2.279	388
Receita operacional*	28.903	3.040	25.094	26.939	30.396	30.187	27.040	24.337	31.012	29.121
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	-2.734	-9.956	-4.576	512	134	-821	-6.289	-2.184	-1.333	-4.540
Receita operacional*	25.999	18.777	24.157	29.245	28.867	27.912	22.444	26.549	27.400	24.193

* US\$*1000

gia assegurada, precisou comprar energia no MAE para honrar o seu contrato bilateral.

No entanto, a não aplicação do MRE (Tabela 12) também apresentou valores negativos nestes anos, indicando que a usina em estudo produziu abaixo da sua energia assegurada. Verifica-se que, embora ambos os casos tenham conduzido à compras no mercado *spot*, a exposição ao MAE foi minimizada através da realocação de energia via MRE (energia realocada maior que a energia efetivamente gerada).

Para os anos 5, 6, 9, 10 e 14 verifica-se que a não consideração do MRE conduziria a um melhor desempenho no mercado *spot*, indicando que a

usina sob estudo transferiu energia via MRE (energia realocada inferior à energia efetivamente produzida). Nota-se ainda que, como a exposição ao MAE com MRE também proporcionou vendas de energia no mercado *spot*, o parque hidrelétrico produziu acima da sua energia assegurada (energia secundária).

Para os anos 1, 3, 4, 7, 8, 11, 13, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 verifica-se um melhor desempenho no mercado *spot* considerando o MRE, ou seja, independente da geração efetiva, a usina sob estudo recebeu energia via MRE (energia realocada maior que a energia efetivamente gerada). As vendas de energia no mercado *spot* nestes anos também indi-

cam que a usina sob estudo teve uma energia realocada superior à sua energia assegurada, ou seja, o parque hidrelétrico produziu acima de sua energia assegurada (energia secundária).

Os fluxos de caixa com e sem o MRE, correspondentes à série hidrológica 3 e armazenamento inicial 75%, podem ser visualizados na Figura 5. Nesta figura, fica bem claro o impacto do MRE na minimização do risco hidrológico, evitando uma despesa significativa no ano 2 do horizonte de estudo e estabilizando as receitas após o período de pagamento do financiamento.

Portanto, caso esta série hidrológica viesse realmente a ocorrer para a hipótese de armazenamento inicial considerada, a TIR resultante do fluxo de caixa, para uma taxa de desconto de 10% a.a., seria igual a 11,02%, mostrando que a aplicação do MRE mantém a viabilidade do empreendimento, inclusive proporcionando um maior retorno que o esperado pela análise padrão do fluxo de caixa. Por outro lado, caso não existisse um mecanismo para minimização do risco hidrológico, a TIR resultante do fluxo de caixa, para uma taxa de desconto de 10% a.a., seria igual a 7,47%, e o empreendimento não alcançaria o retorno esperado.

Porém, o MRE não garante a eliminação total do risco hidrológico. Vejamos, por exemplo, para o cenário de armazenamento inicial de 75% o comportamento do fluxo de caixa para uma outra série hidrológica (série 20) simulada. As Tabelas 13 e 14 apresentam as receitas operacionais correspondentes a esta série para os casos, respectivamente, com e sem o MRE.

Observa-se que, para os anos 5, 6, 7, 15 e 20, a aplicação do MRE (Tabela 13) conduziu a exposições negativas ao preço do MAE. Esta situação deve-se ao fato de, em função da hidrologia afluente ao sistema, o parque hidrelétrico produziu abaixo da sua energia assegurada e, portanto, a todos os geradores foi realocada uma energia inferior à energia assegurada individual. Como a usina em estudo contratou bilateralmente toda a sua energia assegurada, precisou comprar, ao preço do MAE em vigor, o montante necessário para honrar seu contrato, independente da sua geração efetiva. No entanto, para o ano 20, observa-se que a inexistência do MRE (Tabela 14) conduziria a uma maior exposição ao preço do MAE, indicando que a usina recebeu energia via MRE.

Por outro lado, os resultados obtidos sem o MRE (Tabela 14) para os anos 5, 7 e 15 indicam que a usina em estudo teve uma afluência favorável

nestes anos, podendo vender o seu excedente individual ao preço do MAE em vigor. Para os anos 8, 9, 11 e 16, observa-se também que a inexistência do MRE conduziria a maiores vendas no MAE do que o caso com o MRE, indicando que, além do parque hidrelétrico apresentar superávit, a usina sob estudo transferiu energia via MRE.

Para os anos 1, 2, 3, 4, 10, 12, 13, 14, 17, 18 e 19 verifica-se que, com a consideração do MRE, ocorreram vendas no mercado *spot* (energia realocada superior à energia assegurada individual), indicando que o parque hidrelétrico produziu acima da sua energia assegurada (energia secundária). Quando confrontados com a exposição ao MAE sem o MRE, verifica-se também que a usina sob estudo recebeu energia via MRE (energia realocada superior à energia efetivamente produzida).

O fluxo de caixa correspondente à série hidrológica 20 e armazenamento inicial 75% pode ser visualizado na Figura 6. Percebe-se, nos anos 6 e 7, o impacto do risco hidrológico refletindo a condição de déficit dos geradores hidrelétricos despatchados centralizadamente.

A TIR resultante do fluxo de caixa correspondente à série hidrológica 20, com e sem o MRE, são iguais a, respectivamente, 7,60% e 10,59% (taxa de desconto de 10% a.a.). Verifica-se que, caso esta série hidrológica realmente ocorresse para o cenário considerado, a aplicação do MRE não conduziria ao retorno do capital investido, enquanto que a inexistência do MRE conduziria a resultados aceitáveis.

Desta forma, para todas as séries de fluxos de caixa correspondentes a cada cenário de armazenamento inicial, pode-se calcular a TIR. A Tabela 15 apresenta os parâmetros estatísticos da TIR para todos os cenários simulados. Verifica-se que o valor esperado das análises dos fluxos de caixa para os casos com MRE apontam para a viabilidade do empreendimento. No entanto, apesar da Tabela 15 fornecer os valores do desvio padrão, seria extremamente útil a construção de uma curva de permanência dos resultados obtidos, fornecendo, portanto, uma melhor análise de risco do empreendimento.

A Figura 7 apresenta a curva de permanência dos resultados da TIR obtidos com e sem o MRE, para a hipótese de armazenamento inicial de 75%. Observa-se que, com a aplicação do MRE, a probabilidade da TIR do projeto ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (10%) é de 81%, e a probabilidade da TIR do projeto ser superior à Taxa Interna de Retorno resultante da análise padrão do

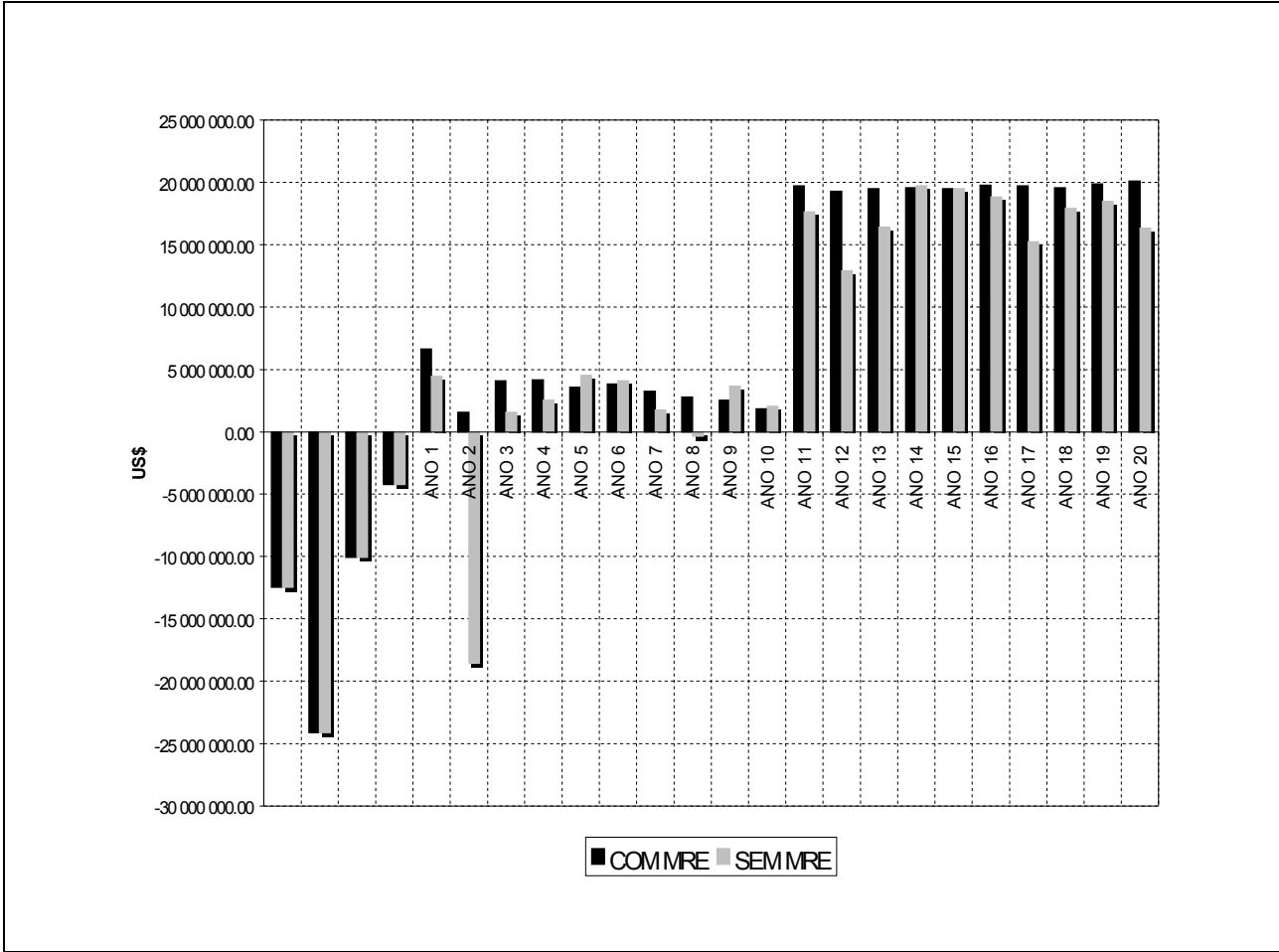


Figura 5. Fluxo de caixa para a série hidrológica 3 – armazenamento inicial 75%.

Tabela 13. Receitas operacionais com o MRE – série hidrológica 20 – armazenamento inicial 75%.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado spot*	835	738	840	60	-5.007	-29735	-24112	144	484	587
Receita operacional*	29.568	29.471	29.573	28.793	23.726	-1.002	4.621	28.877	29.217	29.320
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado spot*	685	557	524	457	-328	35	224	413	423	-126
Receita operacional*	29.418	29.290	29.257	29.190	28.405	28.768	28.957	29.146	29.156	28.607

* US\$*1000

Tabela 14. Receitas operacionais sem o MRE - série hidrológica 20 - armazenamento inicial 75%.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	-2.124	-1.214	-3.149	-2.734	2.871	-357	10.455	1.972	502	-2.930
Receita operacional*	26.609	27.519	25.584	25.999	31.604	28.376	39.188	30.705	29.235	25.803
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato bilateral*	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado <i>spot</i> *	1.089	269	-1.280	-1.549	2.301	890	-205	-1.036	-8.133	-4.940
Receita operacional*	29.822	29.002	27.453	27.184	31.034	29.623	28.528	27.697	20.600	23.793

* US\$*1000

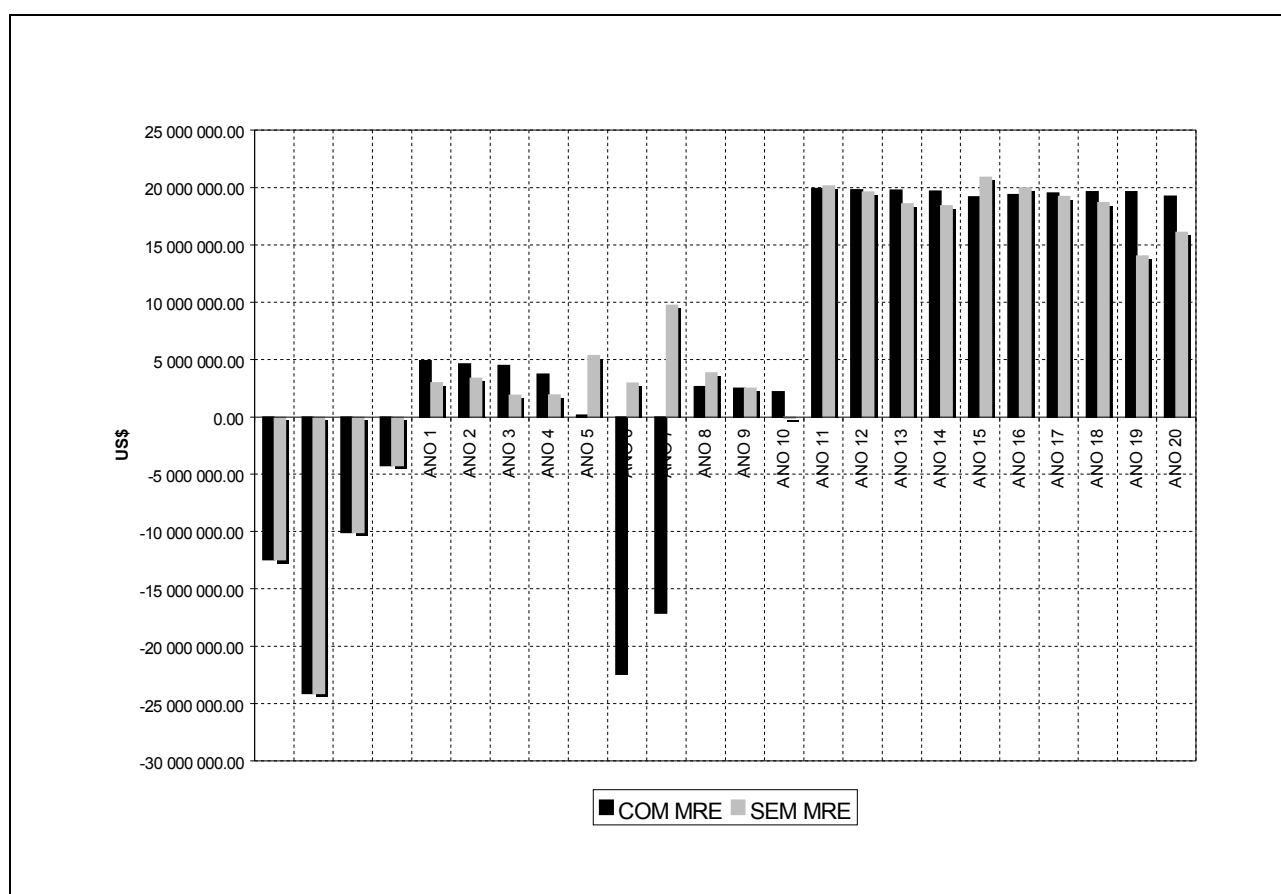


Figura 6. Fluxo de caixa para a série hidrológica 20 - armazenamento inicial 75%.

Tabela 15. Parâmetros estatísticos da TIR.

Armaz. inicial	Caso	Taxa interna de retorno (%)		
		Média	Desvio padrão	Coef. variação
100%	Com MRE	10,48	0,010	0,091
	Sem MRE	9,91	0,009	0,095
75%	Com MRE	10,53	0,010	0,091
	Sem MRE	9,86	0,010	0,100
50%	Com MRE	10,65	0,010	0,097
	Sem MRE	9,54	0,020	0,210
25%	Com MRE	10,54	0,016	0,155
	Sem MRE	9,94	0,029	0,286

Taxa de desconto: 10% a.a.

fluxo de caixa (10,77%) é de 73%. Por outro lado, quando o MRE é desconsiderado, a probabilidade da TIR do projeto ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade e da Taxa Interna de Retorno resultante da análise padrão do fluxo de caixa é de, respectivamente, 45% e 19%. Observa-se também que há uma probabilidade de somente 8% de que a não aplicação do MRE conduza a melhores resultados.

Análise análoga pode ser realizada para todas as outras hipóteses de armazenamento inicial. As Figuras 8 e 9 apresentam a permanência da Taxa Interna de Retorno, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários simulados.

Outra informação importante, possível de ser extraída desta análise, refere-se aos máximos desembolsos e as máximas receitas que o projeto estaria sujeito durante o horizonte de estudo, exceto o período de construção. Portanto, pode-se extrair a probabilidade do valor mínimo futuro do fluxo de caixa e da receita máxima auferida pelo projeto durante o período de estudo. A Tabela 16 apresenta os parâmetros estatísticos referentes aos valores mínimos futuros e às receitas máximas futuras para todos os cenários de armazenamento inicial simulados.

Observa-se que, principalmente no caso com MRE, o valor esperado das receitas máximas futuras do fluxo de caixa praticamente não varia, apesar de apontar montantes inferiores aos casos sem o MRE. Verifica-se também que o MRE minimiza o valor esperado dos valores mínimos futuros do fluxo de caixa decorrentes de eventos de compras no MAE e, quanto menor o nível de armazenamento inicial do sistema, maiores são os

desembolsos, uma vez que, nestes casos, o parque hidrelétrico despachado centralizadamente apresenta maior probabilidade de déficit em períodos onde o preço do MAE é mais alto.

As Figuras 10 e 11 apresentam a permanência dos valores mínimos futuros do fluxo de caixa, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários de armazenamento inicial. Para a hipótese de 75% de armazenamento inicial, por exemplo, verifica-se que a consideração do MRE aumenta de 36% para 86% a probabilidade de não ocorrer valores futuros negativos do fluxo de caixa. Análise análoga pode ser realizada para todos os cenários de armazenamento inicial. Observa-se que o MRE também tende a eliminar a influência do nível de armazenamento inicial nos valores mínimos futuros do fluxo de caixa.

As Figuras 12 e 13 apresentam a permanência das receitas máximas futuras do fluxo de caixa, respectivamente, com e sem MRE. Observa-se que o nível de armazenamento inicial não influi significativamente nos valores máximos futuros do fluxo de caixa, tanto nos casos com MRE quanto sem MRE, dado que, no presente estudo, estes valores ocorrem nos períodos onde a política de operação do sistema já se encontra estabilizada (mesmo preço do MAE). Exceção é feita para a hipótese de armazenamento inicial de 25% sem MRE, onde a possibilidade de eventos com altos preços do MAE e afluência favorável à usina sob estudo, nos primeiros anos do horizonte, propiciam grandes montantes de venda no mercado *spot*. Constata-se também a menor variação das receitas máximas futuras do fluxo de caixa com MRE quando comparadas com o caso sem MRE.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os estudos efetuados para a desregulamentação do setor elétrico brasileiro recomendam como bases principais do novo modelo institucional:

- a. a desverticalização da indústria de energia elétrica, no mínimo a nível contábil, separando as empresas em geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores de energia elétrica;
- b. criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente onde deverá ocorrer o inter-relacionamento entre todos os agentes através de um conjunto de regras comerciais consolidadas no Acordo de Mercado;

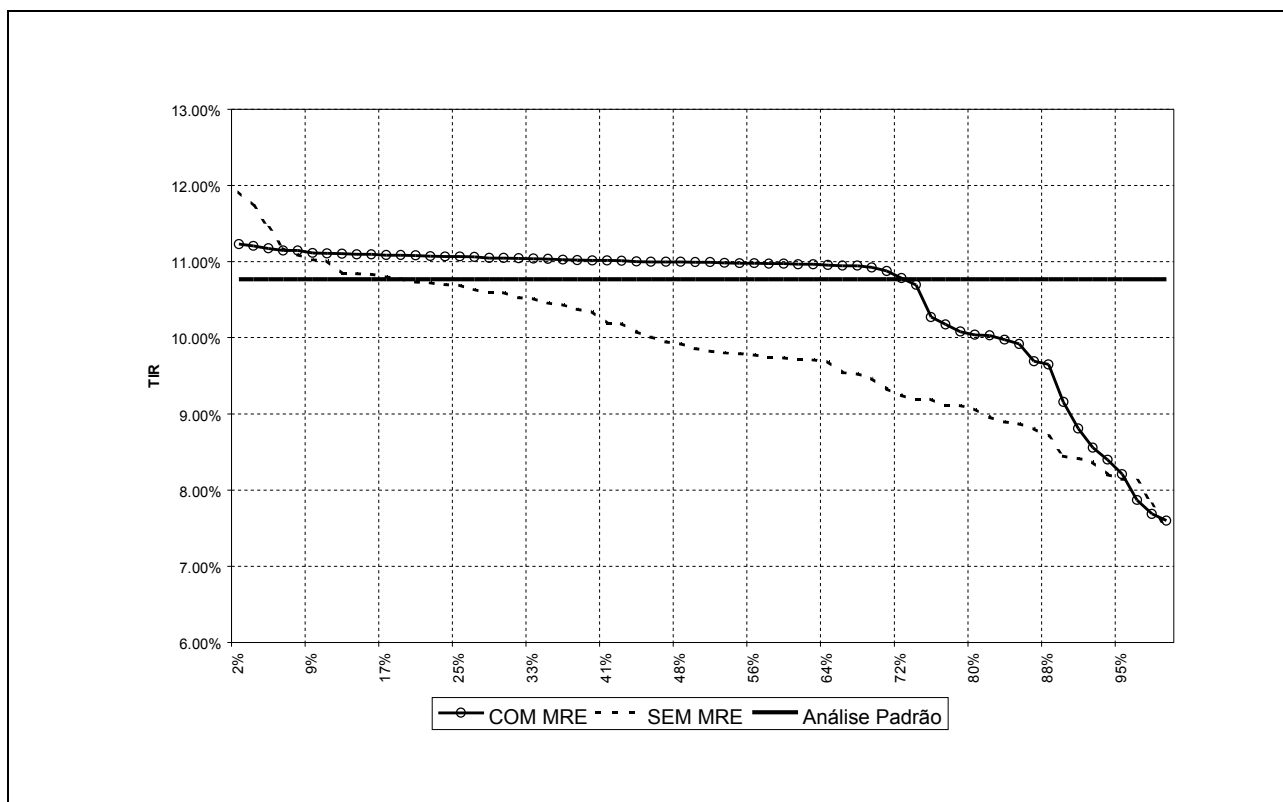


Figura 7. Curva de permanência da TIR com e sem MRE - armazenamento inicial 75%.

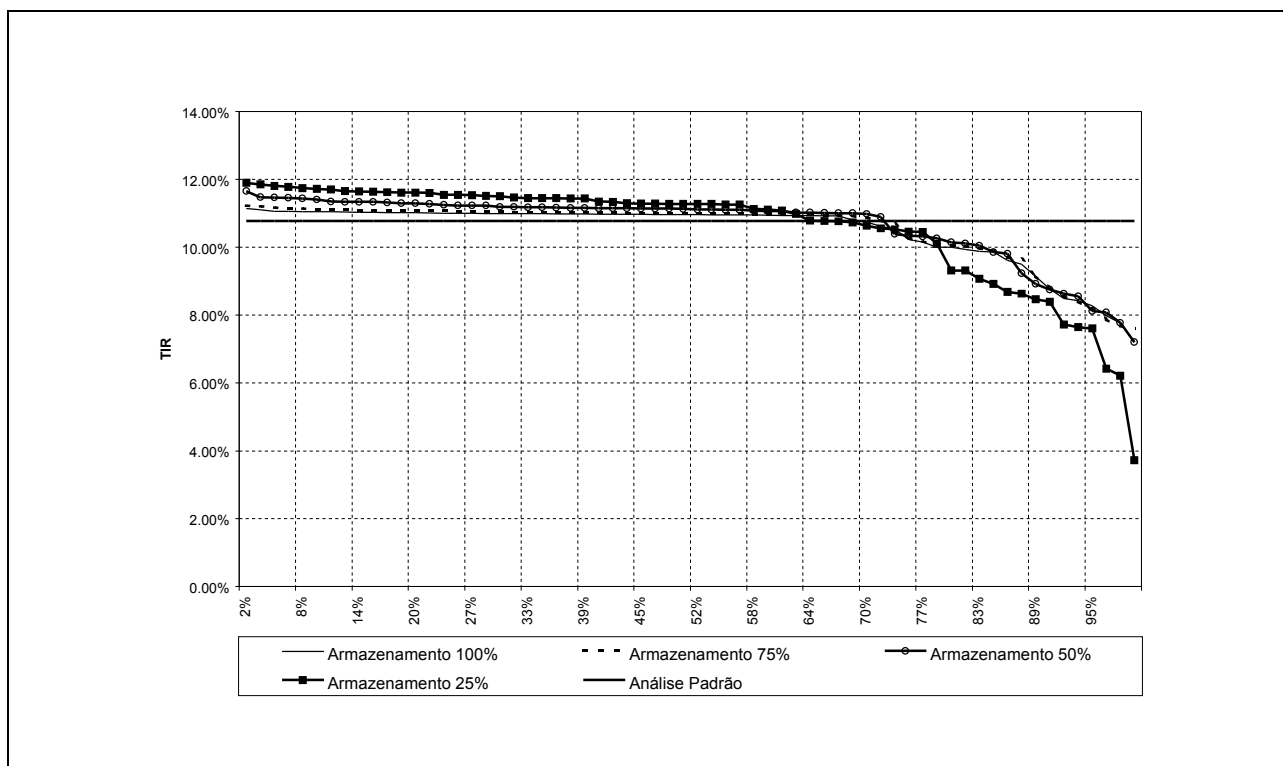


Figura 8. Curva de permanência da TIR com MRE.

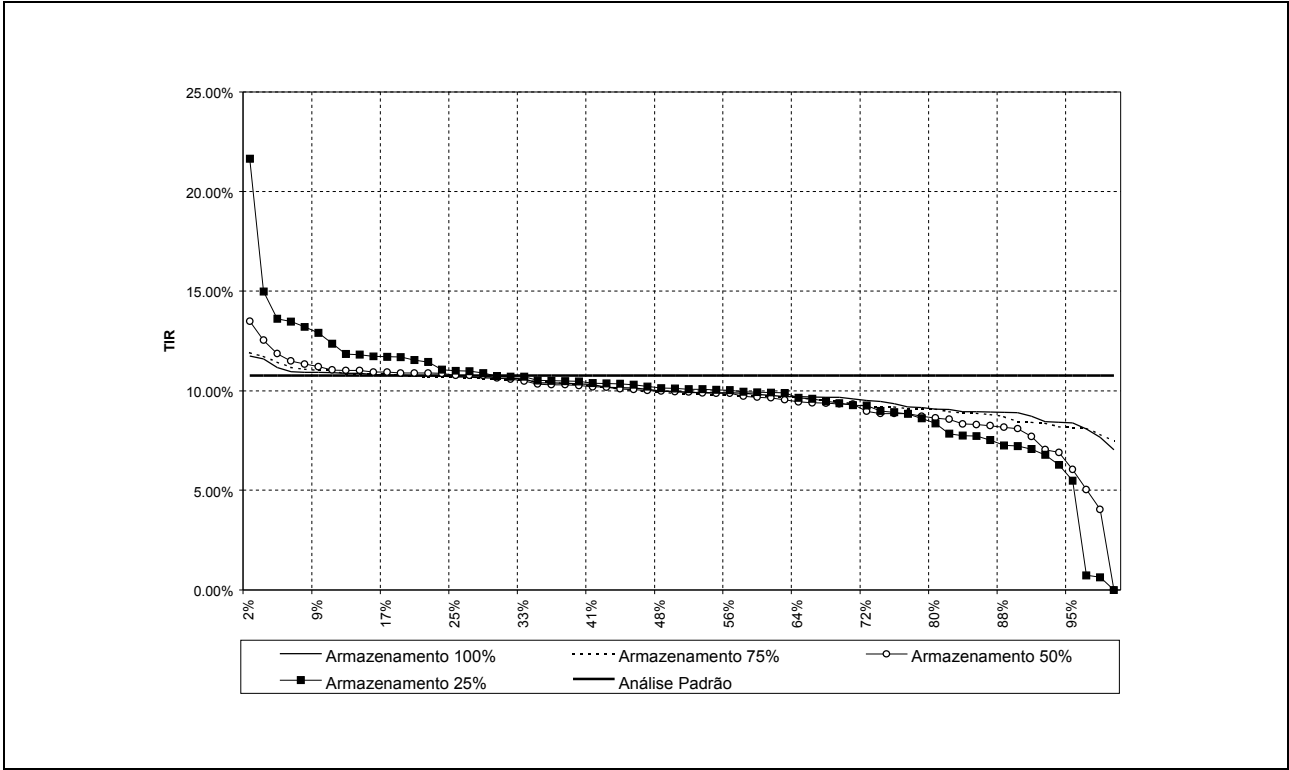


Figura 9. Curva de permanência da TIR sem MRE.

Tabela 16. Parâmetros estatísticos dos valores mínimos futuros e receitas máximas futuras do fluxo de caixa.

Armaz. inicial	Caso	Valores Mínimos Futuros (US\$*1000)			Receitas Máximas Futuras (US\$*1000)		
		Média	Desvio padrão	Coef. variação	Média	Desvio padrão	Coef. variação
100%	Com MRE	-826	6.676	-8,084	19.841	149	0,008
	Sem MRE	-3.447	5.818	-1,688	21.376	2.019	0,094
75%	Com MRE	-820	6.632	-8,092	19.841	149	0,008
	Sem MRE	-3.909	5.765	-1,475	21.376	2.019	0,094
50%	Com MRE	-1.193	7.110	-5,958	19.840	149	0,008
	Sem MRE	-6.652	10.674	-1,605	21.376	2.019	0,094
25%	Com MRE	-3.720	11.226	-3,017	19.840	150	0,008
	Sem MRE	-12.354	26.363	-2,134	22.103	4.722	0,214

- c. manutenção do despacho centralizado das centrais geradoras, visando a otimização do sistema, a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- d. uma estrutura de livre mercado, contrapondo-se ao monopólio regulado do ambiente estatal, onde as tarifas deverão ser baseadas na competitividade do preço e não no custo dos investimentos e os contra-

- tos entre geradores, comercializadores e distribuidores passam a ser livremente negociados;
- e. estabelecimento do mercado *spot* no âmbito do MAE, onde terá lugar a comercialização de montantes não contratados bilateralmente;
- f. utilização do custo marginal de operação como sinal econômico para a necessidade

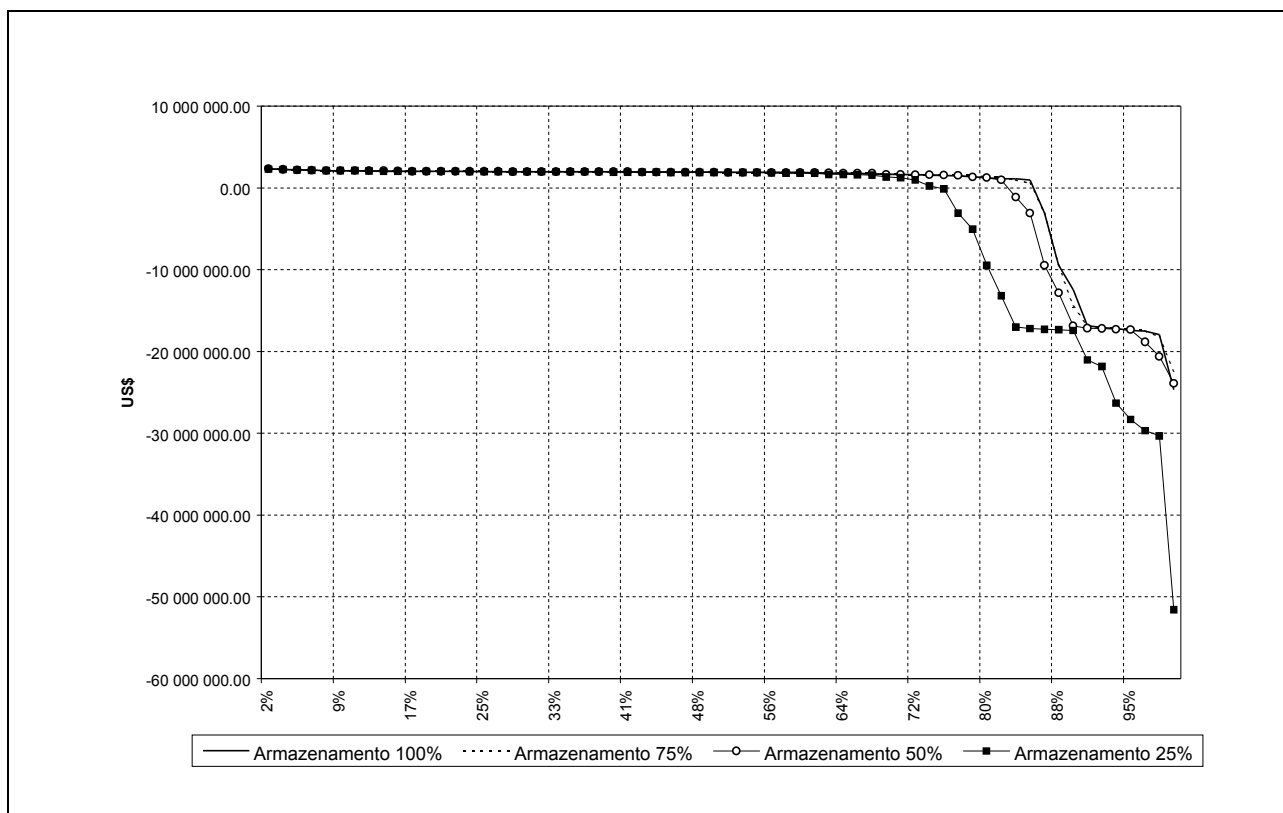


Figura 10. Permanência dos valores futuros mínimos do fluxo de caixa com MRE.

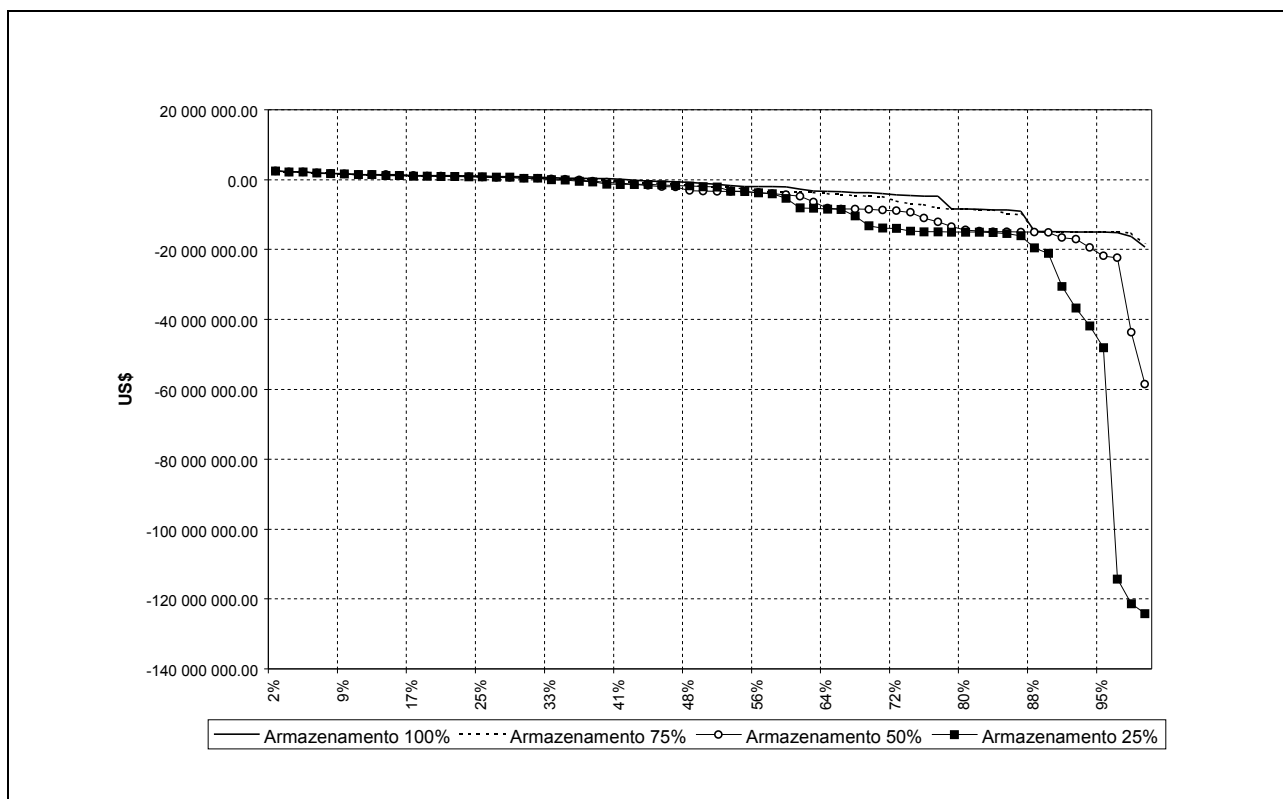


Figura 11. Permanência dos valores futuros mínimos do fluxo de caixa sem MRE.

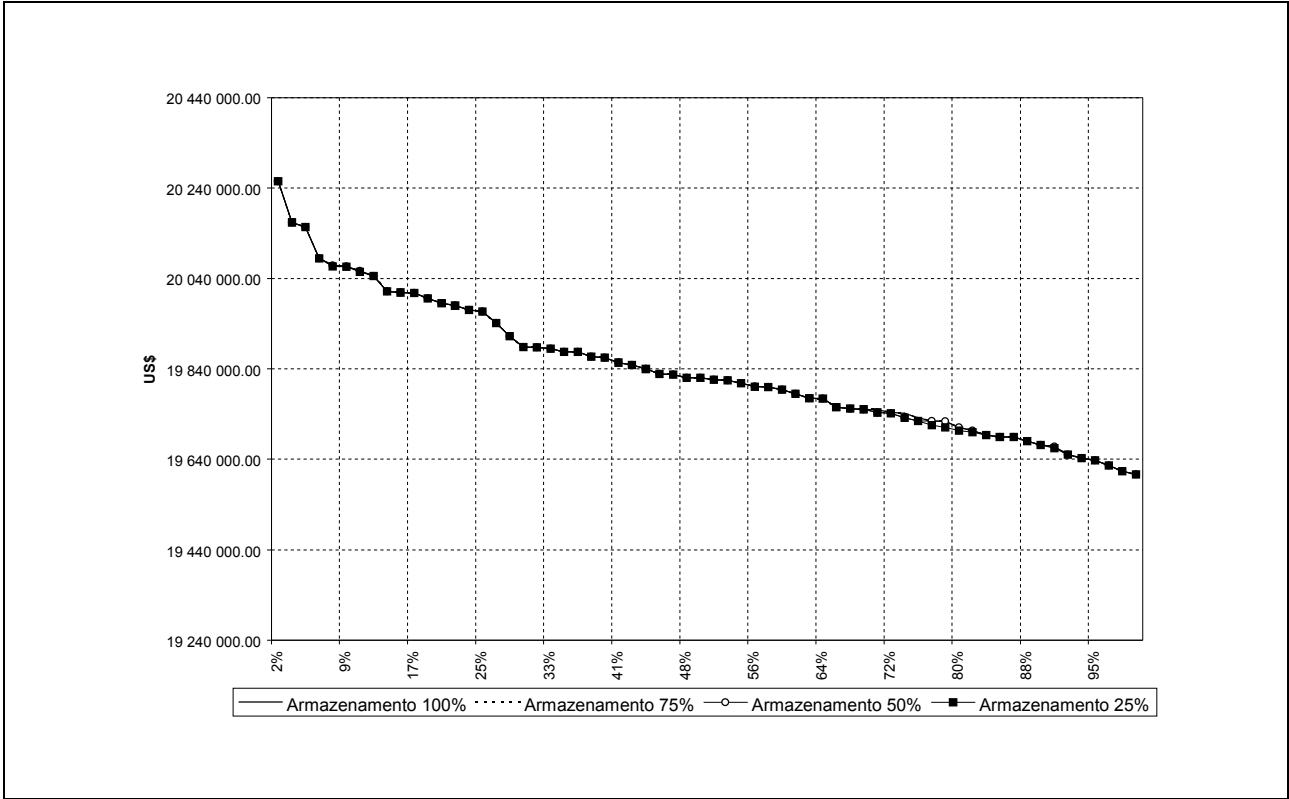


Figura 12. Permanência das receitas máximas futuras do fluxo de caixa com MRE.

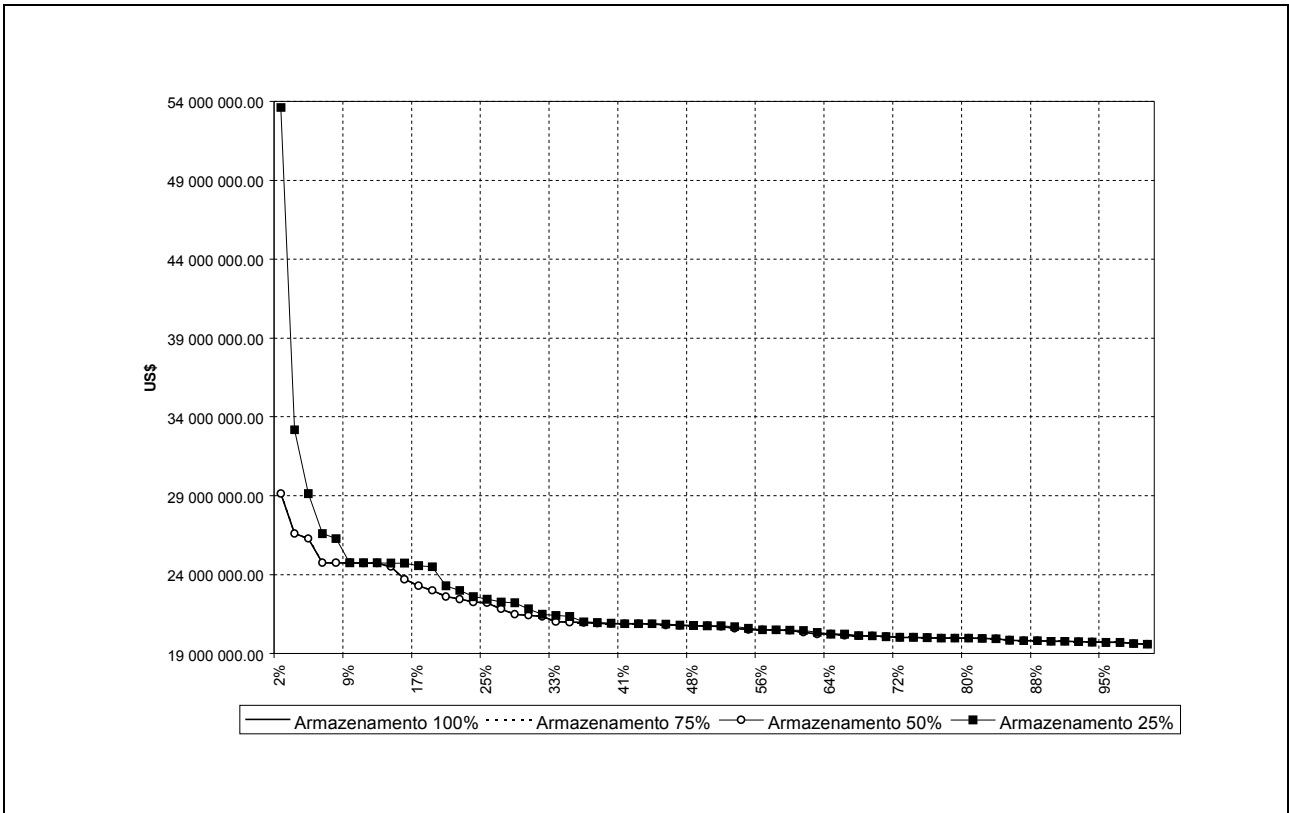


Figura 13. Permanência das receitas máximas futuras do fluxo de caixa sem MRE.

de novos investimentos no sistema e para a comercialização de curto prazo no mercado *spot*.

Do ponto de vista de um gerador, em função das características do parque gerador brasileiro, o modelo proposto propõe a manutenção do despacho centralizado das centrais geradoras, promovendo o rateio dos benefícios e ônus resultantes da operação otimizada. Porém, desta feita, a gradual extinção da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, inadequada dentro de um ambiente competitivo, promove a exposição do gerador hidrelétrico ao mercado *spot* para honrar seus contratos bilaterais. Uma vez que o preço do MAE está sujeito a uma grande variação com relação à energia armazenada do sistema, o gerador hidrelétrico poderá ser submetido a grandes montantes de compra de energia no MAE, interferindo seriamente no seu equilíbrio econômico-financeiro.

Para minimizar os efeitos do risco hidrológico e, obviamente, não afastar o investidor privado dos investimentos hidrelétricos, as regras propostas para o MAE estabelecem a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com o objetivo de proporcionar que todos os geradores hidrelétricos, quando o sistema não estiver em situação de racionamento de energia, recebam uma receita correspondente àquela que receberiam caso produzissem a respectiva energia assegurada, mediante uma realocação de energia dos geradores superavitários para os deficitários.

Com base nos critérios utilizados pelo planejamento da expansão da geração e nas regras propostas para o MRE (SEN/ELETOBRÁS, 1997), o presente estudo desenvolveu um modelo que permite a incorporação do risco hidrológico na análise econômico-financeira de um empreendimento hidrelétrico. O modelo proposto possibilita a execução de uma análise de risco do empreendimento através de uma distribuição de frequência acumulada obtida a partir dos parâmetros resultantes da análise quantitativa de uma série de fluxos de caixa, os quais incorporam as transações no mercado *spot* para um maior espectro de eventos hidrológicos. Outra vantagem do modelo proposto diz respeito à possibilidade de variação do montante de energia a ser contratado bilateralmente, permitindo a liberação de maiores quantidades de energia passíveis de comercialização no mercado *spot*.

A metodologia proposta é condizente, portanto, com o futuro ambiente institucional do setor elétrico, na medida em que, além de conferir certa estocasticidade à avaliação econômico-financeira do empreendimento, possibilita incorporar as regras do MAE às quais o gerador efetivamente estará submetido.

Os resultados obtidos para o estudo de caso realizado também atestam a eficácia do MRE, o qual minimizou significativamente a exposição do empreendimento hidrelétrico analisado ao preço do MAE. No entanto, deve-se chamar a atenção que o MRE, dentro das regras adotadas neste estudo, não elimina totalmente o risco hidrológico. Da mesma forma, o risco de déficit pré-fixado utilizado na obtenção da energia assegurada não expressa o risco de um gerador hidrelétrico ao preço do MAE. Muito menos o termo energia assegurada significa que o gerador não precisa preocupar-se com algum tipo de exposição ao preço do MAE. Portanto, apesar da existência do MRE, o investidor deve ficar atento para, em função do risco inerente ao seu projeto, buscar fontes alternativas de proteção contra o risco hidrológico.

Os cenários de oferta e demanda de energia nos quais a(s) usina(s) sob estudo estará inserida devem ser estudados com cuidado, pois refletirão na comercialização no mercado *spot*. A utilização de uma configuração estática no estudo de caso realizado, com variações no nível de armazenamento inicial do sistema para produzir diferentes cenários de exposição ao mercado *spot*, mostrou-se adequada, uma vez que, no horizonte de longo prazo, as incertezas quanto a evolução do parque gerador e do mercado de energia elétrica aumentam. Assim, facilmente, pode-se trabalhar com condições de atendimento ao mercado esperadas, expressas por parâmetros como o risco de déficit ou o custo marginal de operação. Porém, não se deve descartar análises com configurações dinâmicas, principalmente no curto prazo, onde as projeções quanto a oferta e demanda de energia são mais realistas.

Salienta-se que o presente trabalho foi desenvolvido em uma época onde as regras do MAE ainda encontram-se em fase de estudos. Recomenda-se, portanto, que os aspectos pendentes intervenientes na exposição de um empreendimento ao preço do MAE, como a definição de submercados, o destino da receita adicional proveniente do fluxo de energia entre submercados, a sazonalização da energia assegurada e dos contratos bilaterais e,

obviamente, a própria definição das regras do MRE, sejam incorporadas ao modelo proposto.

Recomenda-se também o acompanhamento da evolução dos critérios de planejamento a serem utilizados dentro do novo ambiente institucional, como a consideração do custo explícito de déficit, racionamento de energia e requisitos do mercado em patamares. Outro aspecto a ser investigado refere-se a uma eventual passagem do *tight pool* para o *loose pool*, quando a administração do risco hidrológico pelos geradores não deverá contar com a existência de mecanismos como o MRE.

REFERÊNCIAS

- BETTEGA, R.; Buseti, D. C. & Müller, F. (1998). A exposição ao risco hidrológico no novo ambiente institucional: um estudo de caso. II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago.
- COPEL (1998). Programa indicativo de expansão da geração da COPEL. Curitiba.
- COPEL (1994). Rio Tibagi - reavaliação dos estudos de inventário energético. Curitiba.
- ELETROBRÁS (1993). Modelo de simulação a subsistemas equivalentes - MSSSE: manual de utilização. Rio de Janeiro, Versão 5, Modificação 7.
- ELETROBRÁS (1993). Modelo de simulação a usinas individualizadas - MSUI. Rio de Janeiro.
- FEIL, A. S. (1996). Critérios para tomada de decisões em investimentos de geração em ambiente competitivo. Projeto de Dissertação apresentado ao Curso de Mestrado em Engenharia Hidráulica da UFPR, Curitiba.
- GCPS (1998). Programa decenal de geração 1998-2007. Rio de Janeiro.
- OLADE/BID (1993). Modelo SUPER/OLADE-BID: módulo de despacho hidrotérmico (MODDHT), (s.l.).
- SEN/ELETROBRÁS (1997). Etapa IV - Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro: relatório consolidado Etapa IV-1. (s.l.) jun. v. 2: Projeto comercial e regulamentar.
- TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; ARARIPE Neto, T. A.; SILVA, L. F. C. A. & SALES, P. R. H. (1986). Coordinating the energy generation of the Brazilian national hydrothermal electrical generating system. *Interfaces* 16, p. 16-38, jan. - fev.

The Analysis of Hydropower Plant Feasibility Considering the Impact of Energy Sales on the Spot Market

ABSTRACT

Structural changes in the framework of the Brazilian power sector establish a Wholesale Energy Market in which producers and retailers will be free to trade energy via bilateral contracts or spot market transactions. This represents the end of the state monopoly characterized by regulated prices and centralized decisions taken by the federal holding ELETROBRAS.

State control did not cause much concern among hydropower producers, since all costs due to increased thermal power generation, when this was necessary to cover hydraulic generation deficits, were covered by the Fossil Fuel Consumption Account maintained by the electricity distribution utilities and transferred to the final consumers. However, the creation of a competitive market eliminates such mechanisms and hydropower generators will be exposed to hydrological risk since the power plant transfers will remain centralized based on the proposal to minimize total operation costs. Rules proposed for the Wholesale Energy Market, thus, aim to conciliate the need of centralized transfers on the one hand, and the minimization of hydrological risk on the other. This conciliation will be obtained by means of the Energy Reallocation Mechanism, which is based on the energy transfer from power stations with a surplus to power stations with a shortfall, reflecting the energy optimization for the system.

The main objective of this study is to develop an economic-financial analysis model for hydroelectric power plant projects capable of incorporating the expected spot market trading into the project cash flow, taking into account the probable Wholesale Energy Market rules, particularly those related to the Energy Reallocation Mechanism.

The results obtained in a case study indicate that the proposed methodology is consistent with the competitive environment of the power sector, offering risk analysis for projects by building cash flow series, which represent distinct hydrologic series for the generation system. As regards the Energy Reallocation Mechanism, even within the preliminary rules it was found that the hydrological risk is not fully eliminated, although there is a significant reduction in exposure of the hydropower generator to the spot market.

Key-words: energy; market; risk.