

PRECIFICAÇÃO E ANÁLISE DO RISCO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ENTRE SUBMERCADOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Fernando Porrua Luiz Augusto Barroso Alexandre Street
PSR/MERCADOS DE ENERGIA

Sabino da Silva Porto Junior Stefano Florissi
UFRGS/PPGE

Resumo

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para precificação de contratos de longo prazo de energia elétrica, assinados por uma geradora entre diferentes submercados. Esta situação pode expor a geradora a riscos financeiros se, na ocasião da contabilização contratual, o preço da energia no seu submercado for menor do que o preço no submercado contratado, diferença esta ocasionada pelo congestionamento da transmissão entre estes sistemas. O principal resultado da aplicação da metodologia é o estabelecimento do “sobrepço” que a geradora deve incluir no contrato se este é assinado em um submercado vizinho, quando comparado com o mesmo contrato assinado em seu próprio submercado. Os riscos relevantes, característicos do setor de energia elétrica (risco hidrológico e risco de congestionamento, por exemplo), são capturados com o uso de cenários. Com base nestes cenários e no perfil de risco da geradora, modelado através de sua função utilidade, determina-se a precificação dos contratos entre submercados. A abordagem utilizada será ilustrada com exemplos do setor elétrico brasileiro, que utiliza um esquema de submercados para fins contábeis e não oferece instrumentos para mitigação do risco de congestionamento.

Palavras-chaves: Risco de Submercado. Precificação de Risco. Congestionamento da Transmissão. Função Utilidade. Leilão de Energia.

Abstract

The objective of this paper is to provide a methodology for pricing, under a generation company point of view, long-term energy contracts signed across different price zones (or submarkets) in a zonal pricing hydro-based power system. This situation may expose the company to financial risks if when accounting in the wholesale energy market its submarket' spot price is lower than the one where it is contracted, due to transmission congestion between the submarkets. The main result is the establishment of the overprice that a generation company must include in the contract signed in a neighbor submarket (where the company faces the congestion risk) when compared to the same contract offered in its own submarket (with no congestion risk). All relevant risks (hydrological risk, congestion risk, etc) are captured for the long-term through the use of scenarios. Based on these scenarios and on the risk profile of the agent modeled by its utility function, the pricing of cross-zones contracts are determined. The approach will be illustrated with practical examples deriving from the Brazilian electricity market, which has a zonal-pricing scheme and does not offer instruments to hedge against congestion risks.

Keywords: Submarket Risk. Risk Pricing. Transmission Congestion. Utility Function. Energy Auction.

1 - INTRODUÇÃO

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB) o despacho do sistema de geração é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O processo de despacho envolve decisões de quais recursos de geração serão utilizados para o atendimento da demanda, ao menor custo possível de operação. Para esta tarefa, é utilizada uma cadeia de modelos computacionais de otimização (ONS, 2002). Enquanto esse despacho real utiliza a representação mais detalhada do sistema de transmissão (cerca de 3500 barras e 5000 circuitos), o despacho ideal, utilizado para fins comerciais de contabilização e liquidação no mercado de curto prazo, divide o sistema em quatro zonas, cujas fronteiras são definidas por restrições de transmissão de caráter estrutural. Em outras palavras, o mercado de curto prazo no Brasil é dividido em quatro “submercados”¹.

O despacho do sistema pode resultar na necessidade de transferência de um grande montante de energia de um submercado exportador para um importador. Caso esta transferência de energia seja limitada pela capacidade do sistema de transmissão existente entre estes submercados, ocorre o chamado congestionamento da transmissão². Por consequência, estas duas regiões terão preços de curto prazo diferentes entre si, pois haverá necessidade de despachar geradores de maior custo no submercado importador, para atender aumentos na demanda deste submercado. Como no Brasil o nível de contratação entre geradores e distribuidores é elevado, estes agentes podem estar expostos ao chamado “risco de submercado”³ em situações de congestionamento, se firmarem contratos entre submercados distintos.

Em países onde se divide o sistema em dois ou mais submercados, como no caso brasileiro, verifica-se no processo de contabilização que, em situações de congestionamento, o montante pago pelos consumidores no mercado de curto prazo excede o montante arrecadado pelos geradores (STOFT, 2002). Este excedente resultante é conhecido como *surplus*⁴ do sistema de transmissão ou excedente financeiro da transmissão, por corresponder exatamente à remuneração do circuito de transmissão congestionado, em um ambiente competitivo⁵ (BRASIL, 2002).

Em muitos países, o risco de submercado é mitigado através de um Contrato de Congestionamento da Transmissão (CCT), que é concedido aos agentes de geração e administrado pelo operador do sistema (KRISTIANSEN, 2004b). Estes contratos garantem ao agente uma parcela do *surplus*, quando ocorre o congestionamento entre submercados, como forma de reduzir a exposição destes agentes à diferença de preços.

No entanto, no caso do SEB, o *surplus* é destinado à mitigação dos riscos provenientes da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e para cobrir despesas com Encargos de Serviços do Sistema (ESS), ou seja, não existe (ao menos a curto e médio prazos) a perspectiva de utilizar o *surplus* para conceder CCTs aos agentes, de uma forma competitiva (MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA, 2002).

O atual modelo institucional do SEB, regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, cria dois ambientes para a contratação de energia elétrica (BRASIL, 2004a): Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Toda contratação das distribuidoras ocorrerá no ACR, através de leilões de compra de energia, sendo leiloado um montante correspondente à soma das necessidades individuais de cada distribuidora e os geradores vencedores assinam contratos com todas elas.

¹ O mercado de curto prazo no SEB, antes conhecido como Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente é conhecido como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para maiores detalhes sobre este órgão acesse www.ccee.org.br.

² Quando o sistema de transmissão é levado a operar além de um ou mais limites (térmico ou de estabilidade dinâmica, por exemplo), se torna impeditivo, por questões de segurança, aumentar o fluxo de potência neste sistema. Nesta situação diz-se que ocorreu o congestionamento da transmissão (AGUADO et al., 2004).

³ O risco de submercado (ou risco de congestionamento) tem origem no processo de contabilização no curto prazo, quando existir diferença de preços entre submercados em situações de congestionamento.

⁴ A expressão *surplus* é utilizada na literatura internacional para indicar o excedente financeiro no curto prazo.

⁵ A linha de transmissão, em caso de congestionamento, pode ser vista como um “agente econômico” que “compra” energia em uma região onde o preço é menor (exportadora) e a “vende” na região onde o preço é maior (importadora).

Neste caso, serão assinados contratos entre submercados distintos, mas o risco de submercado é transferido do gerador ao distribuidor que, por sua vez, pode repassá-lo ao consumidor final (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

Por outro lado, a contratação dos consumidores livres (CLs) ocorrerá no ACL e poderá ser bilateral. No entanto, a tendência é que estes consumidores também realizem leilões de compra para estimular a concorrência e reduzir o preço de seus contratos. Com este objetivo, os CLs podem estimular a participação de geradores de outros submercados, mas, neste caso, estes geradores estarão expostos ao risco de submercado. Com a ausência, no ACL, de mecanismos de mitigação, este risco precisa ser precificado, tanto por geradores em negociações bilaterais quanto por geradores participando em leilões de compra realizados pelos CLs. Neste contexto, surge a motivação para o desenvolvimento de uma metodologia que permita a precificação destes riscos, auxiliando o gerador no processo de tomada de decisão.

A literatura especializada não contempla uma metodologia para precificar o risco de submercado de um agente gerador, que considere uma modelagem detalhada da incerteza associada à diferença de preços entre submercados e do perfil de risco do agente, o que é possível com a metodologia aqui proposta. Assim, a contribuição principal deste trabalho está na proposição desta metodologia com as características de modelagem mencionadas, como base para trabalhos futuros que tenham o objetivo de dar continuidade a esta abordagem, ou abordar o assunto através de outros enfoques.

Mais especificamente, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para precificar o risco de submercado no SEB, com base na teoria de Função Utilidade (FU), para geradores com contratos entre submercados diferentes e analisá-la através do seguinte índice: cálculo do preço que um gerador pode requerer, em uma *negociação bilateral*, por um contrato fora de seu submercado.

Neste sentido, este artigo apresenta inicialmente, de forma bastante simplificada, a maneira como é formado o preço de curto prazo da energia elétrica. Na seqüência, demonstra-se a forma tradicional utilizada para representar o risco de submercado, comparando seus resultados com a metodologia proposta neste trabalho.

2 - DESPACHO E FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

Em termos mundiais, na maioria dos mercados de energia elétrica existe um operador do sistema que define de forma centralizada e otimizada, a cada estágio, a produção das usinas. Esta definição objetiva atender a demanda ao mínimo custo, o chamado despacho econômico (DE). Em sistemas formados somente por usinas termelétricas, uma forma simplificada de formular o DE pode ser:

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

s.a. *Multiplicador*

$$\sum_{j=1}^J g_j = d \quad \pi_d \quad (2)$$

$$\underline{g}_j \leq g_j \leq \bar{g}_j \quad (3)$$

Onde: z – custo total de operação a ser minimizado, em \$; c_j – custo variável de operação de cada gerador “j”, em \$/MWh; g_j – produção de energia elétrica (variável de decisão), em MWh; d – demanda de energia do sistema, em MWh; \underline{g}_j – limite inferior de geração de cada gerador “j”, em MWh; \bar{g}_j – limite superior de geração de cada gerador “j”, em MWh.

As restrições (2) e (3) estão relacionadas, respectivamente, com o atendimento da demanda e os limites da capacidade de geração.

O modelo de despacho apresentado nas expressões de (1) a (3) é um problema de Programação Linear (PL). Em geral, este problema é resolvido acionando os geradores em ordem crescente de custo variável, até que a geração total iguale a demanda⁶. O último gerador desta forma despachado é chamado de “gerador marginal”.

Em geral, costuma-se representar a rede de transmissão no problema de DE, tornando-o complexo e de grande porte, fazendo-se necessário o uso de sistemas computacionais para a solução do problema de PL.

De acordo com a teoria marginalista (VARIAN, 1999), o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema é, por definição, a variação do custo de operação do sistema quando há uma variação de 1 MWh na demanda, dado pela derivada parcial da função objetivo do problema (1), com relação à demanda. Com base na teoria de PL, sabe-se que esta derivada é dada pela variável dual, definida como π_d , associada à restrição (2), de atendimento da demanda (PIERRE, 1986).

O valor de π_d , para este caso de representação simplificada do problema, pode ser obtido por inspeção. Como um aumento da demanda seria atendido pelo aumento da geração do gerador marginal, o valor de π_d é diretamente o custo variável deste gerador, em \$/MWh.

Em muitos sistemas elétricos (incluindo o do Brasil), o CMO (também conhecido como preço *spot* ou custo marginal de curto prazo⁷) é utilizado para contabilização dos geradores e cargas na CCEE.

No Brasil, cada gerador “j” recebe na contabilização da CCEE um montante em dinheiro correspondente ao produto “ $\pi_d \times g_j$ ”. Por sua vez, a demanda “d” paga na CCEE um montante dado pelo produto “ $\pi_d \times d$ ”. Como a produção total de energia é igual à demanda (desconsiderando-se as perdas) e supondo que há um único preço de compra e venda de energia, conclui-se que no balanço financeiro na CCEE o valor pago pela demanda sempre iguala o recebido pelos geradores. A suposição de um único preço para a energia é válida se não houver congestionamento entre submercados, ou, se a contabilização referida for entre geradores e demandas no mesmo submercado.

Teoricamente, as usinas hidrelétricas seriam sempre as primeiras a serem despachadas, pois seu custo variável de operação é muito pequeno⁸. No entanto, o operador do sistema pode optar entre utilizar a água armazenada nos reservatórios para gerar no estágio atual, ou deixá-la armazenada para uso futuro. Esta decisão depende do “custo de oportunidade” da geração hidrelétrica⁹.

Nos sistemas hidrotérmicos, os estágios de decisão são mensais ou semanais e o cálculo do custo de oportunidade se estende por vários estágios. Isto torna este cálculo complexo devido à incerteza das afluições futuras. Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (custo de oportunidade elevado). Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluição aumentar no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo).

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais imediato e futuro, como ilustrado na Figura 1. Nesta figura, os custos operativos são funções do armazenamento final dos reservatórios.

⁶ Este despacho, em ordem crescente de custo variável de operação, é conhecido como despacho por ordem de mérito (SILVA, 2001).

⁷ O custo marginal de curto prazo é o custo de aumentar (ou diminuir) a produção para atender um aumento (ou redução) da demanda com a capacidade existente do sistema (HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996).

⁸ O custo variável direto da usina hidrelétrica é, basicamente, a soma de seus custos variáveis de O&M com as taxas ambientais.

⁹ O custo de oportunidade de um gerador hidrelétrico reflete sua expectativa de vender a um preço melhor em uma oportunidade futura. Assim, uma possível venda no presente ao preço de mercado não traz expectativas de lucros maiores (STOFT, 2002).

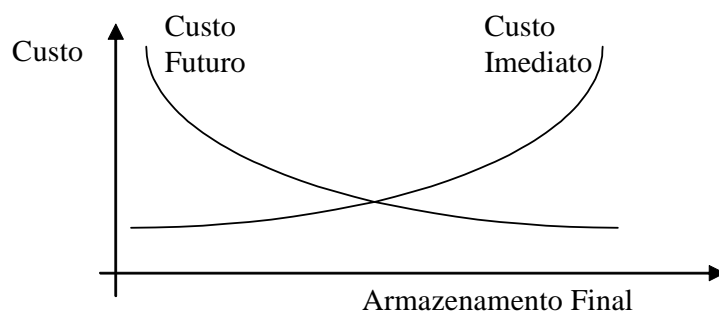


Figura 1: Comparação entre custos imediatos e futuros e armazenamento final (SILVA, 2001).

A função de custo imediato (FCI) está relacionada aos custos de geração térmica no estágio inicial “t”. Ou seja, à medida que o armazenamento final (fim do horizonte de planejamento) dos reservatórios do sistema aumenta, um menor volume de água estará disponível para produção de energia nesta etapa inicial “t”. Como resultado, há necessidade de maior geração térmica para atender a demanda e o custo operativo imediato sobe. Por sua vez, a função de custo futuro (FCF) está associada às despesas esperadas de geração térmica a partir da etapa “t + 1”, até o final do período de planejamento. Observa-se que a FCF diminui com o armazenamento final, à medida que um maior volume de água é disponibilizado para uso futuro.

A FCF é calculada simulando-se a operação do sistema no futuro para diferentes níveis de armazenamento inicial e calculando-se os custos operacionais. O horizonte de simulação depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se a capacidade for relativamente pequena, o impacto de uma decisão é diluído em alguns meses. Se a capacidade for significativa, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação pode chegar a cinco anos.

Como visto, esta simulação torna-se mais complexa pela variabilidade da vazão afluente aos reservatórios, cujos níveis alteram-se sazonalmente, regionalmente e anualmente. Como consequência, o cálculo da FCF deve ser feito de forma probabilística, isto é, utilizando um grande número de cenários hidrológicos.

Do despacho hidrotérmico resulta a produção horária de cada usina, além dos CMOs, que, após serem aplicados valores piso e teto nestes custos, são obtidos os “preços *spot*”, que servem de referência para contabilização no mercado de curto prazo.

2.1 VOLATILIDADE DO PREÇO *SPOT*, RISCO DE SUBMERCADO E O MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A volatilidade do preço *spot* em sistemas térmicos é, usualmente, causada por flutuações de carga, falha de equipamentos e variação do preço do combustível. Assim, a volatilidade tende a ser maior no curto prazo e menor no médio prazo. Por outro lado, sistemas de base hidráulica, como é o caso do Brasil, apresentam menor volatilidade no curto prazo e maior no médio prazo.

No curto prazo, a baixa volatilidade é devida aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta. A volatilidade mais expressiva no médio prazo ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento a demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência (BARROSO et al., 2003). Ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços *spot* baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço *spot* pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento. Basicamente, esta alta acentuada do preço *spot* em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento “total” dos reservatórios do sistema.

A volatilidade e assimetria do comportamento do preço *spot* apresentam riscos para as usinas, principalmente as hidrelétricas. Para reduzir esta exposição, os proprietários de usinas hidrelétricas firmam contratos bilaterais com seus clientes. Por outro lado, em situações de secas,

quando o preço *spot* é elevado, as hidrelétricas podem não ter capacidade suficiente de geração para atender estes contratos, devendo comprar no mercado de curto prazo. Em outras palavras, existe uma correlação negativa entre o preço *spot* e a produção das hidrelétricas.

Para reduzir esta exposição das hidrelétricas, existe no Brasil um mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico, denominado MRE.

A predominância absoluta do parque gerador hidrelétrico, com a conseqüente volatilidade dos preços da energia elétrica e a necessidade de forte cooperação entre distintas empresas operando em cascata, levaram ao estabelecimento do MRE (MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA, 2002). Os objetivos deste mecanismo são mitigar o risco das usinas hidrelétricas em períodos secos prolongados e administrar convenientemente o problema das usinas em cascata.

O MRE consiste, essencialmente, na atribuição a cada usina participante de um valor de referência, denominado energia assegurada e na divisão da maior parte da produção do conjunto de usinas participantes entre as mesmas, proporcionalmente às suas energias asseguradas. Desta forma, a energia alocada a cada usina participante do MRE, para fins de contabilização e liquidação na CCEE, não é a sua produção física e sim, uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao MRE, denominada de crédito de energia.

Se por um lado o MRE reduz a exposição dos geradores ao risco hidrológico, por outro, ao alocar créditos de energia a um determinado gerador em submercados que não sejam o seu de origem, expõe este gerador a riscos.

Tradicionalmente, a função dos contratos entre geradores e distribuidores de energia elétrica é a de proteção contra a volatilidade da renda líquida, que resulta da venda de energia no mercado de curto prazo.

Em outras palavras, o contrato protege o gerador contra preços *spot* reduzidos e a demanda contra preços *spot* altos.

Como observado, a venda de energia no mercado de curto prazo é, em geral, arriscada para geradores. A razão é a acentuada volatilidade e assimetria dos preços de curto prazo, que são fortemente influenciados pela hidrologia. Com isso, observa-se no sistema brasileiro um elevado índice de contratação. Por outro lado, os contratos podem expor os geradores a riscos financeiros se assinados entre submercados.

A contabilização no mercado de curto prazo serve para liquidar as diferenças entre as produções verificadas e os volumes registrados nos contratos bilaterais. De acordo com esta contabilização, um gerador vende sua produção ao preço *spot* de seu submercado e compra o montante contratado ao preço *spot* do respectivo submercado, onde tem contrato assinado. A expressão geral para a renda de um gerador em seu submercado “u”, para contabilização no curto prazo, pode ser escrita como:

$$Renda_u = Preço_u \cdot (G_u - Ec_u + Cc_u - Cv_u)$$

Estes valores de renda do gerador são somados, para contratos em todos os submercados, resultando na seguinte expressão da renda do gerador no mercado de curto prazo:

$$Renda = \sum_{s=1}^S Preço_s \cdot (G_s - Ec_s + Cc_s - Cv_s) \quad (4)$$

Onde:

$Preço_s$ – preço *spot* para o submercado “s”;

G_s – produção no submercado “s”;

Ec_s – consumo no submercado “s”;

Cc_s – contrato de compra (de energia), no submercado “s”;

Cv_s – contrato de venda (de energia), no submercado “s”.

Se o resultado da expressão (4) for negativo, o gerador deve comprar o montante líquido no curto prazo. Observa-se, também, da expressão (4) que o gerador pode ter um balanço perfeito entre seus contratos e sua produção e consumo de energia, mas, ainda assim, ter uma renda positiva ou negativa no mercado de curto prazo, se ele tiver contratos em outros submercados, com preços *spot* diferentes. A diferença de preços *spot* entre submercados ocorre quando há congestionamento na

transmissão que os conecta, o que leva à necessidade de despachar recursos “mais caros” no submercado importador para atender a demanda, que antes do congestionamento era atendida por geradores “mais baratos” do submercado exportador. Assim, caso um gerador esteja em um submercado exportador, com contrato assinado em um submercado importador e considerando a forma de contabilização no mercado de curto prazo, este gerador estará exposto ao chamado risco de submercado, em situações de congestionamento.

No caso do SEB, existem quatro submercados para fins de contabilização, definidos pelo decreto 2655, de julho de 1998 (BRASIL, 1998). A fronteira entre estes submercados é definida pelas restrições de transmissão de caráter estrutural existentes entre os mesmos. Atualmente, no Brasil, existem os submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, como ilustra o esquema da Figura 2.

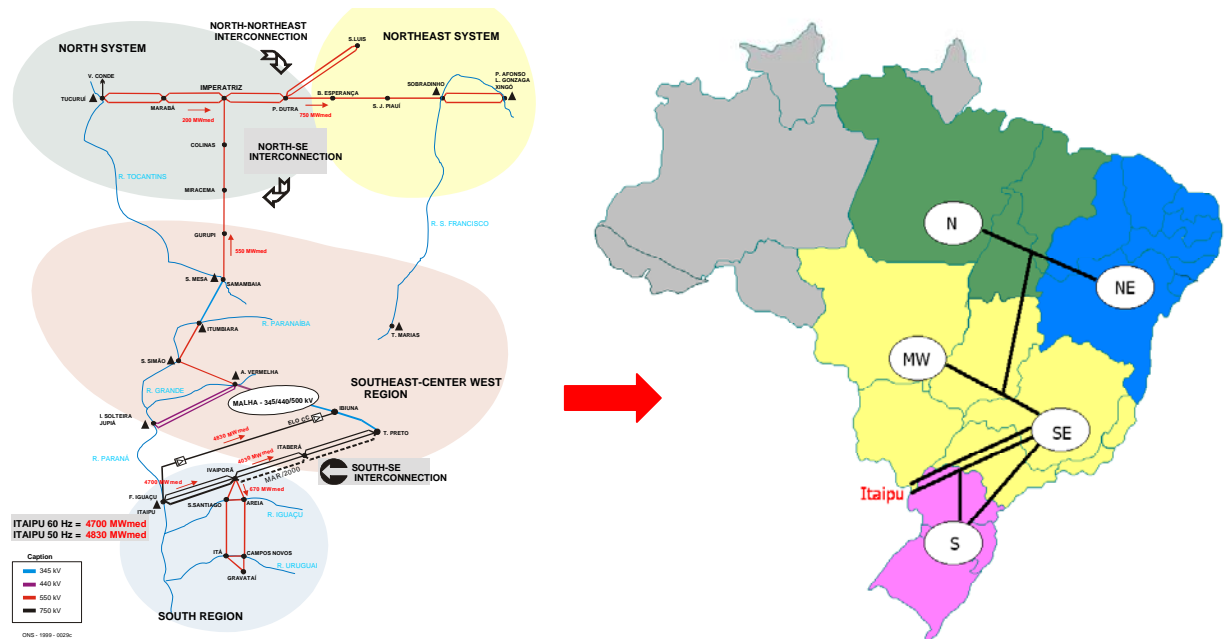


Figura 2 – Submercados no sistema elétrico brasileiro (S: Sul, SE/MW: Sudeste/Centro-Oeste, NE: Nordeste, N:Norte).

Como comentado anteriormente, um contrato entre submercados distintos pode expor um gerador ao risco de submercado. Historicamente, observa-se que situações de congestionamento no sistema podem levar a diferenças de preços muito elevadas, como as observadas no período de racionamento, ocorrido no SEB entre os anos de 2001 e 2002.

Uma outra fonte de risco de submercado para o gerador é o MRE. Suponha que o gerador (hidrelétrico) tenha somente contratos em seu submercado. De acordo com a metodologia do MRE, este gerador pode ter energia alocada fora de seu submercado. Isto porque o MRE é um mecanismo de proteção aplicado à geração total do sistema, não importando a localização física do gerador.

a) Desta forma, mesmo que o gerador tenha sido prudente e contratado em sua própria região, o MRE pode alocar créditos de energia em submercados com preços distintos. No Brasil esta exposição financeira causada pelo MRE é compensada, em partes, pelo *surplus* da transmissão (MAE, 2002). Em outros mercados de energia elétrica, existem instrumentos financeiros específicos para mitigação dos riscos de submercado, conhecidos como CCTs, definidos de forma sucinta na introdução.

Em dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou o documento “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, propondo um novo modelo para a estruturação do SEB (BRASIL, 2003). Esta proposta, aprovada em março de 2004 e regulamentada pelo Decreto 5.163 de julho do mesmo ano, tem os objetivos principais de garantir a segurança do suprimento de energia elétrica e a modicidade tarifária para os consumidores regulados.

As características principais deste novo modelo são:

- a) Criação da CCEE, em substituição ao MAE, onde ocorrem a liquidação e contabilização da energia elétrica no curto prazo;
- b) Criação de dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- c) Toda a carga do sistema deve estar sempre 100% contratada (condição necessária para garantir a segurança de suprimento);
- d) No ACR, as empresas distribuidoras devem contratar sua energia através de leilão, na modalidade de “menor tarifa” (em busca da modicidade tarifária para os consumidores regulados)¹⁰.

Como colocado anteriormente, no novo modelo do SEB, geradores contratando no ACL podem estar expostos aos riscos de submercado. O fato de não existirem mecanismos para gerencia deste risco no setor elétrico, por parte de agentes contratando neste novo ambiente, motivou o desenvolvimento da metodologia apresentada na próxima seção.

3 - METODOLOGIA PROPOSTA

Apresentamos agora, a metodologia proposta para precificação dos riscos de submercado, sua formulação matemática, os procedimentos e variáveis necessárias à sua aplicação na precificação do risco de submercado, para um gerador com contrato bilateral no ACL, diretamente com um CL.

Basicamente, a metodologia consiste em estimar o sobrepreço que um gerador estaria disposto a cobrar para assinar um contrato bilateral fora de seu submercado. Este sobrepreço é calculado de forma a deixá-lo indiferente entre ter o contrato candidato fora de seu submercado ou na própria região, ou seja, corresponde ao “menor preço” pelo qual o gerador venderia energia em um submercado vizinho.

O enfoque básico é, a partir de cenários de preços *spot* e despacho (no próprio submercado), calcular a renda líquida do gerador associada a um contrato no seu submercado de origem e no alternativo.

Nesta seção são apresentadas duas formas de ajuste do sobrepreço do contrato: fluxos de caixa equivalentes em termos de VPL médio das rendas e fluxos de caixa equivalentes em termos VPL médio do equivalente a certeza. A equivalência pela média das rendas é a abordagem usual, que considera o gerador com um perfil de neutralidade em relação a riscos. Já a equivalência em termos de Equivalente a Certeza (EqC) leva em consideração um perfil de aversão a riscos que, por sua vez, é modelado através de uma Função Utilidade Linear por Partes (FULP). A metodologia será exemplificada com um gerador termelétrico, mas pode ser estendida para geradores hidroelétricos, com alterações no cálculo da renda líquida.

Como colocado anteriormente, uma abordagem usual é determinar o “sobrepreço” do contrato bilateral no submercado vizinho, através da igualdade entre os VPLs dos fluxos de caixas de contratos semelhantes nas duas regiões (de origem e vizinha).

Após o cálculo dos valores mensais de renda líquida, calculam-se os valores anuais através da soma. Então, determina-se o VPL médio do fluxo de caixa estocástico através da seguinte expressão:

$$\overline{VPL} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \left[\sum_{t=0}^T \frac{R_{ts}}{(1+r)^t} \right] \quad (5)$$

Onde:

\overline{VPL} – valor presente líquido médio da renda;

¹⁰ Ver Porrua (2005) para um maior detalhamento da nova estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro.

S – número de cenários hidrológicos;

T – número de etapas (neste caso cada etapa corresponde a um ano do horizonte de contratação);

R_{ts} – renda no ano “ t ” e cenário hidrológico “ s ”;

r – taxa de desconto.

Através da expressão (5) calculam-se os VPLs médios para um contrato de montante “ m ” e preço “ P_C ”, nos submercados de origem e alternativo.

Neste trabalho, uma hipótese considerada é de que a contratação no submercado alternativo oferece riscos ao gerador, ou seja, o submercado alternativo se caracteriza por ser uma região importadora de energia, como definido anteriormente. Dessa forma, o VPL calculado para um mesmo montante e preço de contrato nos dois submercados, será sempre menor ou igual no submercado alternativo.

No caso de se considerar um submercado alternativo que seja exportador de energia, a metodologia pode ser aplicada e, como resultado, o gerador poderia estar disposto a conceder um “desconto” em relação ao preço do seu próprio submercado, tendo em vista as possibilidades de ganhos decorrentes.

Após o cálculo dos VPLs pela expressão (5), em cada submercado, determina-se o preço de contrato no submercado alternativo que iguala estes VPLs:

$$\overline{VPL}^v(P_C^v) = \overline{VPL}^u(P_C^u) \quad (6)$$

Onde:

P_C^u – preço do contrato de montante “ m ”, no submercado de origem;

P_C^v – preço do contrato de montante “ m ”, no submercado alternativo.

Determinado o preço de contrato em v que iguala os VPLs, o sobrepreço é determinado diretamente pela seguinte expressão:

$$\beta = P_C^v - P_C^u$$

Onde:

β – sobrepreço associado ao contrato no submercado “ v ”, em \$/MWh; (7)

Este sobrepreço β independe do montante a ser contratado E_C e do preço deste montante, P_C , sendo função somente da diferença média entre os preços *spot* dos submercados considerados, para este caso de equivalência dos VPLs das rendas.

Para comprovar esta afirmação, considere o caso simplificado da renda do gerador no submercado de origem “ u ”, em uma etapa (um mês) e um cenário, com um contrato de montante E_C neste submercado, a um preço P_C^u , conforme expressão a seguir:

$$R^u = (P_C^u \cdot E_C + G^u \cdot \pi^u + M^u \cdot P_M - E_C \cdot \pi^u - G^u \cdot C_{op} - M^u \cdot \pi^u) * h_m$$

De acordo com a metodologia, o objetivo é determinar o preço no submercado alternativo “ v ”, P_C^v , de forma a igualar os valores de renda do gerador no submercado alternativo, R^v , à renda no submercado de origem, R^u . A renda mensal para o mesmo contrato E_C , no submercado alternativo é expressa por:

$$R^v = (P_C^v \cdot E_C + G^u \cdot \pi^u + M^u \cdot P_M - E_C \cdot \pi^v - G^u \cdot C_{op} - M^u \cdot \pi^u) * h_m \quad (8)$$

Portanto, para obter o preço de contrato no submercado “ v ”, basta igualar as expressões (8) e (9). Pode-se observar por inspeção que, igualando as referidas expressões, independente do montante E_C e dos preços de contrato, os termos referentes ao montante M , custo operativo, horas do mês e venda da geração no *spot*, sempre serão cancelados. Assim, pode-se escrever:

$$-E_C \cdot \pi^v + E_C \cdot P_C^v = -E_C \cdot \pi^u + E_C \cdot P_C^u \quad (9)$$

O termo E_C também pode ser cancelado, após colocá-lo em evidência em ambos os lados da expressão (10). Com o rearranjo da expressão acima, obtém-se a seguinte expressão para o preço de contrato no submercado “ v ”:

$$P_C^v = P_C^u + (\pi^v - \pi^u) \quad (10)$$

Ou,

$$P_C^v - P_C^u = (\pi^v - \pi^u) \quad (11)$$

O termo à esquerda da igualdade na expressão (11) representa o sobrepreço (β) do contrato. Conclui-se, portanto, que o sobrepreço, cobrado pelo gerador para aceitar o contrato no submercado alternativo “v” independe do montante contratado E_C e do preço de contrato P_C^u . Ele dependerá somente da diferença entre os preços *spot* dos submercados. Como afirmado anteriormente, esta conclusão é válida para o cálculo do sobrepreço pela equivalência dos VPLs médios das rendas e será comprovada numericamente na aplicação da metodologia, no próximo capítulo.

Devido à forte volatilidade nos preços de curto prazo e acentuada assimetria em sua distribuição de probabilidades, esta forma de determinação do sobrepreço, por comparação dos valores médios de renda, é, em geral, arriscada por não capturar os riscos aos quais o agente está sujeito em negociações entre submercados.

Uma alternativa à abordagem tradicional apresentada na seção anterior é o uso da metodologia proposta neste trabalho, que considera um perfil de aversão ao risco no processo de tomada de decisão, conforme apresentado a seguir.

O equivalente a certeza é o valor monetário que deixa o gerador indiferente entre recebê-lo “a vista” e aceitar o fluxo de caixa estocástico. O EqC pode ser expresso por:

$$EqC = U^{-1}\{E[U(R)]\} \quad (12)$$

Para o cálculo do EqC, define-se, inicialmente, a FULP a partir do problema de PL:

$$U(R_{ts}) = Max \delta \quad p / todo \quad s = 1, 2, \dots, S \quad (13)$$

s.a.

$$\delta \leq a_{Gk} \cdot R_{ts} + b_{Gk} \quad (14)$$

$$k = 1, 2, \dots, K$$

Onde:

a_{Gk} – coeficiente angular de cada segmento;

b_{Gk} – coeficiente linear de cada segmento;

δ – variável auxiliar que é sempre menor que todos os segmentos;

K – número de segmentos lineares.

Calcula-se agora a renda líquida do gerador. Em seguida, calcula-se a utilidade correspondente a cada valor de renda líquida, utilizando-se a FULP. De posse dos valores de utilidade da renda, o próximo passo, de acordo com a expressão (12), é determinar o valor esperado da utilidade da renda. Isso é feito calculando-se a média, para cada etapa, das rendas dos “s” cenários. Por fim, calculam-se os valores de EqC em cada submercado e em cada etapa, aplicando-se a inversa da utilidade.

Calculados os valores de EqC para um contrato de montante “m” nos submercados de origem e alternativo, ao mesmo preço P_C , determina-se o sobrepreço que deixa o gerador indiferente entre estes contratos.

Antes do procedimento de determinação do sobrepreço de contrato, calcula-se o VPL do EqC em cada submercado, da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{EqC_t}{(1+r)^t} \quad (15)$$

O sobrepreço nesta situação é obtido através da busca pelo preço do contrato no submercado alternativo, de forma a igualar os VPLs dos EqCs nos dois submercados, para um mesmo montante contratado. Assim, pode-se escrever:

$$EqC_v(P_C^v) = EqC_u(P_C^u) \quad (16)$$

Aplicando-se a utilidade em ambos os lados da expressão (16), obtém-se (ver definição de EqC na expressão (12)):

$$E\{U[R^v(P_C^v)]\} = E\{U[R^u(P_C^u)]\} \quad (17)$$

Onde:

R^u – renda para um contrato no submercado “u”;

R^v – renda para um contrato no submercado “v”.

Novamente, se a FU for linear por partes, para resolver o problema (17), onde se deseja obter P_C^v em função de P_C^u , ou seja, encontrar o preço no submercado “v” que deixe o gerador indiferente entre um contrato neste submercado e no de origem, basta resolver o seguinte problema de PL:

$$\begin{aligned}
 P_C^v &= \text{Min } p \\
 \text{s.a.} \\
 \delta_{ts} &\leq a_k \cdot R_{ts}(p) + b_k \quad \text{para } k = 1, \dots, K; s = 1, \dots, S \\
 w &= \frac{1}{S} \sum_s \delta_{ts} \\
 w &\geq E\{U[R_t(P_C^u)]\}
 \end{aligned} \tag{18}$$

Após a determinação do preço de contrato que iguala os EqCs, obtém-se o sobrepreço pela expressão (7). O valor de P_C^v é obtido da solução do problema (18), para cada hipótese de P_C^u e um dado montante “m” contratado.

Assim, o gerador que pode contratar um montante E_C , por um preço P_C^u em seu submercado, só aceitará contratar E_C em outro submercado por um preço $P_C^u + \beta$. Em outras palavras, devido a sua percepção do risco de submercado, representada pela FULP, o agente cobra um sobrepreço para aceitar o contrato no submercado “v”.

A definição dos sobrepreços é a mesma para ambas as formas apresentadas, de equivalência dos VPLs das rendas e equivalência dos VPLs dos EqCs. No entanto, o β calculado pela equivalência dos EqCs é função do preço P_C^u e da quantidade contratada E_C .

3.1 ESTUDO DE CASO - CONTRATAÇÃO BILATERAL

Nesta seção apresenta-se o estudo de caso no qual o gerador precifica seu risco de submercado de duas formas:

- Equivalência do VPL médio da renda;
- Equivalência do VPL médio do EqC.

A primeira forma é a abordagem tradicionalmente utilizada. A segunda forma é a abordagem proposta na metodologia desenvolvida neste trabalho. Ambas são apresentadas a seguir.

Nesta situação, o gerador procura determinar o sobrepreço de contrato que iguala seu VPL médio da renda no SE ao do NE. O cálculo destes VPLs consiste em determinar, para cada estágio (por exemplo, o estágio “t” = 1 corresponde ao mês de janeiro de 2009) e cenário, a renda líquida da UTE em duas situações: considerando um contrato de montante “m” e preço P_C , no SE e considerando o mesmo montante “m” ao mesmo preço P_C , no NE. A renda líquida mensal para a situação de contrato no SE (submercado de origem) é obtida como:

$$R_{ts}^{SE} = (G_{ts} \cdot \pi_{ts}^{SE} - M \cdot \pi_{ts}^{SE} - E_{Ct} \cdot \pi_{ts}^{SE} - G_{ts} \cdot C_{op} + M \cdot P_M + E_{Ct} \cdot P_C) * h_m \tag{19}$$

Para a situação de contrato no submercado NE (submercado alternativo), a renda é representada por:

$$R_{ts}^{NE} = (G_{ts} \cdot \pi_{ts}^{SE} - M \cdot \pi_{ts}^{SE} - E_{Ct} \cdot \pi_{ts}^{NE} - G_{ts} \cdot C_{op} + M \cdot P_M + E_{Ct} \cdot P_C) * h_m \tag{20}$$

Observa-se que a diferença entre as expressões (19) e (20) é somente o preço *spot* que multiplica o montante de contrato variável E_C . Isso porque, se contratada no SE, a UTE vende e compra sua energia neste submercado (expressão (19)). Já na situação de contrato no NE, a UTE vende em seu submercado SE e compra no NE, estando exposta ao risco da diferença de preços *spot* (expressão (20)).

Após o cálculo dos valores de renda do gerador, para todas as etapas e cenários de preço *spot*, calcula-se o VPL médio dessas rendas em cada submercado, através da expressão (5). Assim,

para cada montante de contrato E_C a um dado preço no SE, P_C^{SE} , calcula-se o preço de contrato no NE, P_C^{NE} , de modo a igualar os VPLs nos dois submercados, conforme expressão (6). Considerando que o NE é o submercado que oferece riscos ao gerador, conforme definição no início deste capítulo, espera-se que o valor de P_C^{NE} seja maior do que o valor de P_C^{SE} , caracterizando o sobrepreço de contrato, que é calculado conforme a expressão (7).

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos, inicialmente, para um montante E_C fixo em 135MW e preço de contrato variável. Na seqüência, manteve-se fixo o preço de contrato em R\$70,00/MWh e variou-se o montante contratado. As Figuras 3 e 4 apresentam o comportamento dos sobrepreços em função de P_C e E_C , respectivamente.

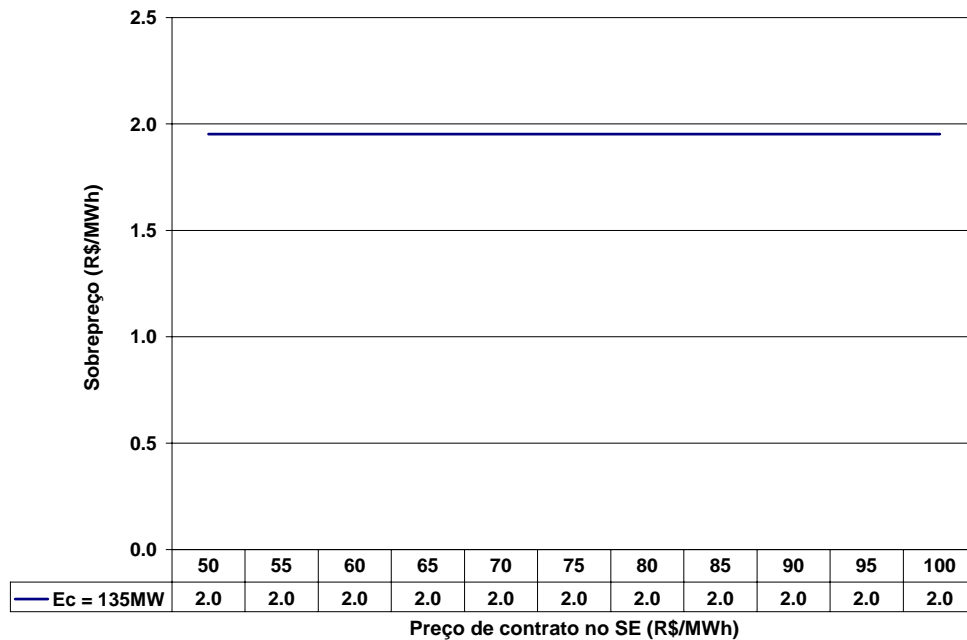


Figura 3 - Sobrepreço de contrato que iguala as rendas médias no SE e NE – E_C fixo.

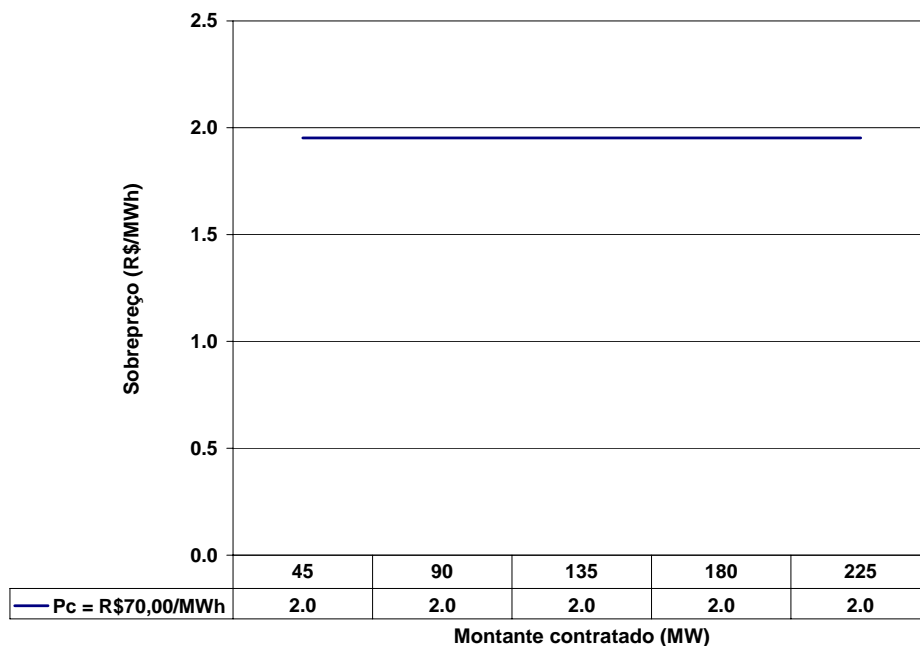


Figura 4 - Sobrepreço de contrato que iguala as rendas médias no SE e NE – P_C fixo.

Os resultados das Figuras 3 e 4 confirmam o argumento de independência do sobrepreço com relação ao montante contratado e preço de contrato. Ou seja, o gerador aceita qualquer contrato no NE, cobrando R\$2,00/MWh de sobrepreço¹¹.

Para o cálculo dos sobrepreços pela equivalência dos EqCs utiliza-se o procedimento desenvolvido anteriormente.

Os valores de renda líquida do gerador são obtidos pelas expressões (19) e (20). Após o cálculo da renda, calculam-se os valores de utilidade da renda ($U[R]$) com o uso da FULP definida, ilustrada na Figura 5.

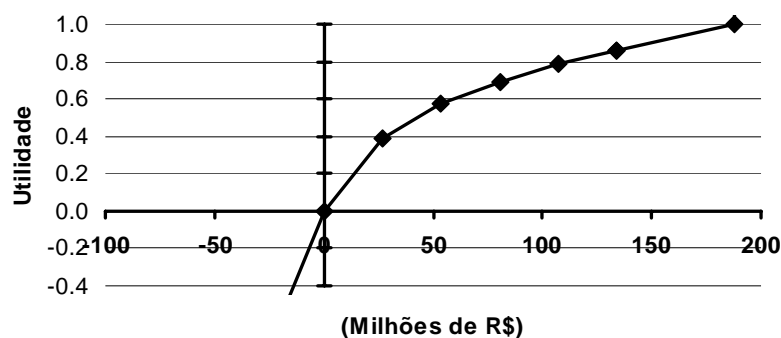


Figura 5 - FULP utilizada para o estudo de caso 1 e 2.

A partir de então, determina-se, pela aplicação da inversa da FULP, o EqC referente as contratações no NE e SE.

Os sobrepreços são calculados de forma a igualar os EqCs do SE e NE.

Contrário ao caso da seção anterior, onde β não varia em função de E_C e P_C , na metodologia de equivalentes a certeza (ECs) os sobrepreços apresentam um comportamento mais intuitivo, uma vez que são obtidos de forma a capturar o perfil de risco do agente através da FULP.

A Figura 6 apresenta o comportamento do sobrepreço em função de P_C , para um dado E_C fixo em 135MW.

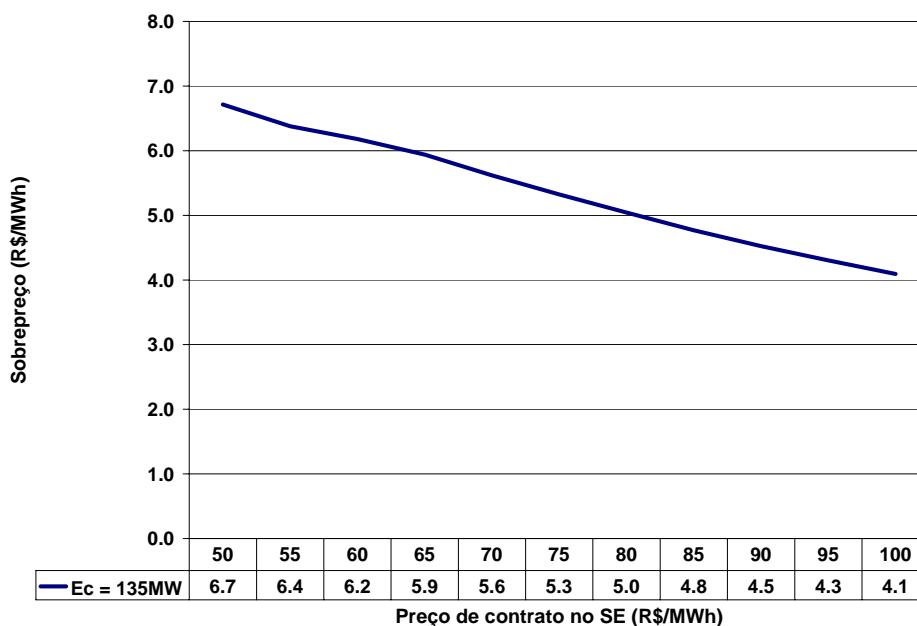


Figura 6 - Sobrepreço de contrato igualando os EqCs – montante fixo.

¹¹ A diferença média entre os preços *spot* do NE e SE, no horizonte de contratação analisado, é de aproximadamente R\$2,00/MWh.

Nota-se da Figura 6 que, à medida que aumenta o preço oferecido pelo contrato no SE, o sobrepreço diminui, ou seja, o preço a ser cobrado no NE, que iguala o EqC do gerador nos dois submercados, será menor. Este é um resultado intuitivo que ocorre devido ao perfil de aversão ao risco do gerador.

A Figura 7 ilustra o sobrepreço em função do montante contratado, E_C , para um dado preço fixo de contrato no SE, P_C , de R\$70,00/MWh.

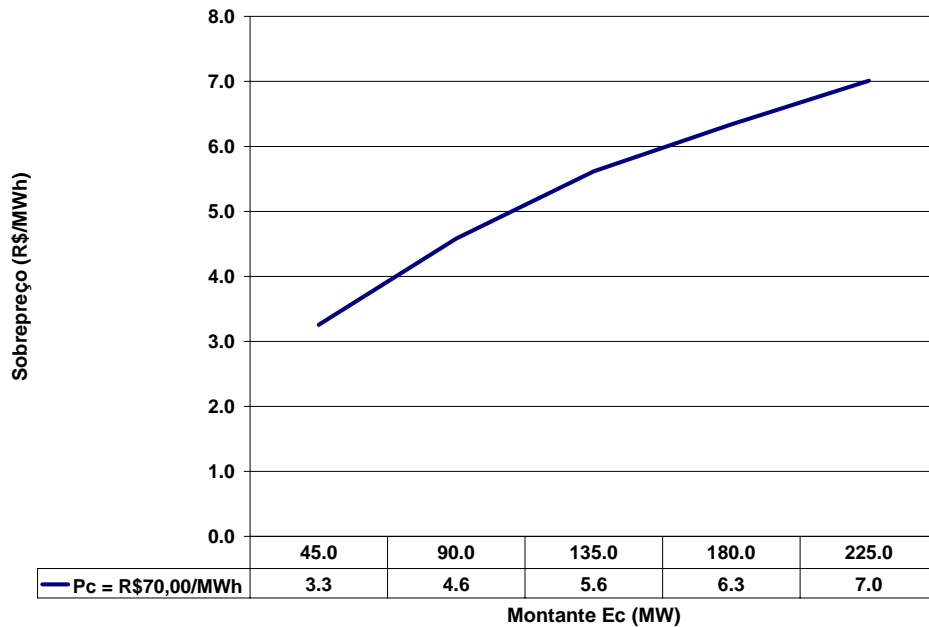


Figura 7 - Sobrepreço igualando os EqCs – preço fixo.

Nota-se na Figura 7 que, à medida que aumenta o montante contratado no NE (aumenta a exposição do gerador neste submercado), aumenta também o sobrepreço por ele cobrado para correr o risco, o que é um resultado intuitivo.

Uma vez que o sobrepreço é função de duas variáveis, é possível apresentar os resultados das simulações através de curvas “iso-quantidade”, que mostram os diferentes sobrepreços para contratos de mesma quantidade, conforme mostra a Figura 8.

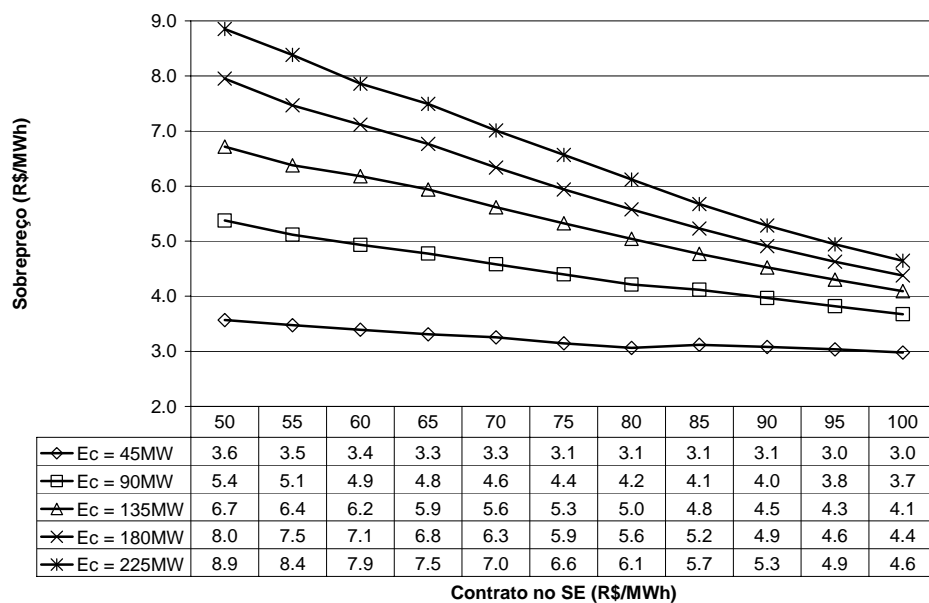


Figura 8 - Curvas iso-quantidade.

A Figura 8 é uma composição das Figuras 6 e 7, onde cada curva representa a variação do sobrepreço em função do preço de contrato, para um dado nível de contratação.

Pela análise dos resultados, conclui-se que a precificação do risco de submercado igualando os VPLs médios das rendas não é suficiente para capturar o risco de exposição do agente. É necessário o uso de uma abordagem mais robusta, que traduza nos sobrepreços o perfil do agente e sua disposição a correr riscos, como, por exemplo, a metodologia desenvolvida nesta pesquisa, com base na teoria da utilidade esperada.

4 - CONCLUSÕES

A principal contribuição deste trabalho foi apresentar uma metodologia para a precificação do risco de submercado para geradores em situações de contratação bilateral e participação em leilões de compra de energia elétrica no ACL (a razão para não tratar deste risco no ACR é a inexistência do mesmo neste ambiente). Desenvolveu-se uma ferramenta analítica para a captura e representação do perfil de risco do agente gerador através de uma função utilidade, que representa perfis de neutralidade, propensão ou aversão ao risco do agente. Utilizou-se uma representação linear por partes da função utilidade, considerada “flexível” para permitir ao agente a melhor definição do seu perfil de risco. A linearização da FU leva à necessidade de solução de um problema de otimização linear associado.

Para contratações bilaterais, a metodologia permite a precificação do risco de submercado através da determinação do sobrepreço mínimo, a partir do qual o gerador aceita um contrato candidato fora de seu submercado.

Os resultados obtidos no estudo de caso mostram que a precificação pela equivalência das rendas médias é arriscada e inadequada, por não levar em conta o perfil de aversão ao risco do agente gerador (considera que o agente é neutro ao risco) e ser independente do montante contratado e do preço para este montante.

Por outro lado, a precificação pela equivalência dos EqCs indica que a representação do perfil de risco do gerador, através da função utilidade, torna a análise mais intuitiva e apresenta resultados mais robustos.

De um modo geral, a metodologia proposta e exemplificada neste trabalho pode servir de base para o estabelecimento de estratégias de contratação de energia elétrica para geradores e subsidiar a tomada de decisão por estes agentes nas diversas negociações e leilões de compra que vêm ocorrendo no contexto do atual modelo institucional do SEB.

5 - REFERÊNCIAS

AGUADO, J. A. et al. Coordinated Spot Market for Congestion Management of Inter-regional Electricity Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 1, p. 180-187, feb. 2004.

ALEXANDER, C. **Risk Management and Analysis: measuring and modelling financial risk**, New York: J. Wiley, 1998. ISBN: 0471979570.

BARROSO, L. A. et al. Managing Hydrological Risks in Hydro-Based Portfolios. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING**, 2003, Toronto. **Proceedings...** Toronto: IEEE, 2003. v. 2, p. 719 – 724.

BAUTISTA, G.; QUINTANA, V. H. Congestion Management and Market Power in Electricity Markets. In: **Technical Report ECE-6**, Ontario, Canada: ECE Department University of Waterloo, june 2003.

BRASIL. Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9648, de 27 de maio de 1998 e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 de julho de 1998. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19982655.pdf>. Acesso em: 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Documento de Apoio M**: congestionamento da transmissão. Brasília, DF: MME, jan. 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, DF: MME, dez. 2003.

BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 de julho de 2004. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 2004a.

BRASIL. Portaria nº 231, de 30 de setembro de 2004. Aprova as diretrizes para os leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 04 out. 2004. Disponível em: <http://mme.gov.br>. Acesso em: 2004b.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Regras de Comercialização**: módulo 5: excedente financeiro, 2004. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/index.jsp>. Acesso em: 2004.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, 2005. <http://www.leiloesdomae.com.br>.

CHAO, H. et al. Flow Based Transmission Rights and Congestion Management. **The Electricity Journal**, USA: Elsevier, v. 13, n. 8, p. 38 – 58, oct. 2000.

DAVID, P. A. M-S. Avaliação de Riscos e Processo de Definição de Preços. In: **ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2005. São Paulo. **Anais...** São Paulo: [s. n.], 2005.

DAVID, P. A. M-S. et al. Contratação e Aversão a Risco no Despacho Competitivo da Geração, In: **SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 17., Uberlândia. **Anais...** Uberlândia: [s. n.], 2003.

DEMBO, R. Mark to Future: a consistent firm-wide paradigm for measuring risk and return. In: **Risk Management and Analysis**. New York: J. Wiley, 1998. v. 1 - Measuring and Modelling Financial Risk.

FANG, R. S.; DAVID, A. K. Transmission Congestion Management in an Electricity Market. **IEEE Transactions Power on Systems**, New York, v. 14, p. 877 – 833, aug. 1999.

HARLOW, W. V. Asset Allocation in a Downside-Risk Framework. **Financial Analysis Journal**, Charlottesville, v. 47, n. 5, p. 28-40, sep./oct. 1991.

HIGLE, J.; WALLACE, S. Managing Risk in the New Power Business: a sequel. **IEEE Computer Applications in Power**, New York, v. 15, n. 2, p. 12-19, apr. 2002.

HOGAN, W. W. **Contract Networks for Electric Power Transmission**: technical reference. Harvard University, feb. 1992. Disponível em: <http://www.ksghome.harvard.edu>. Acesso em: 2004.

HOGAN, W. W. **Financial Transmission Right Formulations**. Harvard University, mar. 2002. Disponível em: <http://www.ksghome.harvard.edu>. Acesso em: 2004.

HOGAN, W. W. **Flowgates Rights and Wrongs**. Harvard University, aug. 2000. Disponível em: <http://www.ksghome.harvard.edu>. Acesso em: 2004.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. New York: J. Wiley, 1996. p. 39. ISBN: 0471957828.

HYUNG, N.; VRIES, C. G. de. Portfolio Diversification Effects of Downside Risk. **In: Tinbergen Institute Discussion Paper – TI 2005-008/2**. Holanda, 2005. Disponível em: <http://www.tinbergen.nl/home.html>. Acesso em: 2005.

JORION, P. **Value at Risk**: the benchmark for controlling market risk. [S. l.]: McGraw-Hill, 2000. ISBN: 0071228314.

JOSKOW, P. L.; TIROLE, J. Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. **RAND Journal of Economics**, Santa Monica, CA, v. 31, n. 3, p. 450 – 487, aug. 2000.

KIRBY, B. J. et al. **Congestion Management Requirements, Methods and Performance Indices**, California: U. S. Department of Energy, june. 2002.

KLEMPERER, P. **Auctions**: theory and practice. England: Princeton University Press, 2004. ISBN: 0691119252.

KRISTIANSEN, T. Markets for Financial Transmission Rights. **Energy Studies Review**, Canada, v. 13, n. 1, 2004a.

KRISTIANSEN, T. Risk Management in Congested Electricity Networks. **Energy Studies Review**, Canada, v. 12, n. 2. 2004b.

LUENBERGER, D. G. **Investment Science**. Oxford: Oxford University Press, 1997. ISBN: 0195108094.

LYONS, K.; FRASER, H.; PARMESANO, H. An Introduction to Financial Transmission Rights. **The Electricity Journal**, USA: Elsevier, v. 13, p. 31 – 37, dec. 2000.

MA, X.; SUN, D. I.; CHEUNG, K. W. Evolution toward Standardized Market Design. **IEEE Transactions Power on Systems**, New York, v. 18, p. 460 - 469, may 2003.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio Selection. **Journal of Finance**, New York, v. 7, n. 1, p. 77-91, mar. 1952.

MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R. **Microeconomic Theory**. Oxford: Oxford University Press, 1995. p. 311-343. ISBN: 0195073401.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA - MAE. **Visão Geral das Regras de Mercado**, 2002. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/ap006/Visao_Geral_das_Regras_2.2b.pdf. Acesso em: 2003.

NEUMANN, J. von; MORGENSTERN, O. *Theory of Games and Economic Behavior*. Princeton: Princeton University Press, 2004. ISBN: 0691119937.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Procedimentos de Rede**: módulo 18: modelos computacionais, 2002. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Histórico de Informações**, 2004. Disponível em: <http://energia.ons.org.br/ons/energia/historico.html>. Acesso em: 2004.

PA CONSULTING GROUP. **Overview of FTR Instruments**. Commission for Energy Regulation. April 2003. Disponível em: <http://www.cer.ie/cerdocs/cer03098.pdf>. Acesso em: 2004.

PEREIRA, M. V. F.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC POWER SYSTEMS OPERATION AND MANAGEMENT - EPSOM '98, Zurique. **Proceedings...** London: IEE, sep. 1998.

PEREIRA, M. V. F.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling. In: **PSRI Technical Report 012/1999**. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br/reports.asp>. Acesso em: 2004.

PEREIRA, M.V.F.; McCOY, M. F.; MERYLL, H. M. Managing Risk in the New Power Business. **IEEE Computer Applications in Power**, New York, v. 13 , n. 2, p. 18 – 24, apr. 2000.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Operation Planning of Large-Scale Hydrothermal Systems. IN: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 8., 1984, Helsinki, Finland. **Proceedings...**, Helsink: [s. n.], 1984.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System: a decomposition approach. **Water Resource Research**, v. 21, n. 6, 1985.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning. **Mathematical Programming**, Heidelberg, AL, v. 52, n. 2, p.359-375, 1991a.

PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Stochastic Dual Dynamic Programming, **Mathematical Programming**, Heidelberg, AL, v. 52, 1991b.

PIERRE, D. A. **Optimization Theory with Applications**. New York: Dover, 1986. ISBN: 048665205X.

RUFF, L. E. **Flowgates vs. FTRs, and Options vs. Obligations**. Harvard University, aug. 2000. Disponível em: http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Flowgate_debate.htm. Acesso em: 2004.

RUFF, L. E. Flowgates, Contingency-Constrained Dispatch and Transmission Right. **The Electricity Journal**, USA: Elsevier, v. 14, n. 1, p. 34 – 55, jan./feb. 2001.

SCHWEPPE, F. C. et al. **Spot Pricing of Electricity**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988. ISBN: 0898382602.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001. p. 140 – 147. ISBN: 8524106468.

STOFT, S. Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones. **The Electricity Journal**, USA: Elsevier, v. 11, n. 4, p. 23 – 31, may 1998.

STOFT, S. **Power Systems Economics**. New York: J. Wiley, 2002. p. 431 – 441. ISBN: 0471150401.

STREET, A. **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia Elétrica**. 2004. 100 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

TABORS, R. D. Forward Markets for Transmission that Clear at LMP: a hybrid proposal. In: HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES, 34., 2001, Hawaii. **Proceedings...**, Hawaii: [s. n.], jan. 2001.

VARIAN, H. R. **Microeconomia**: princípios básicos. Rio de Janeiro: Campus, 1999. p. 379 – 380. ISBN: 8535204393.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation and Control**. New York: J. Wiley, 1996. p. 514 – 555. ISBN: 0471586994.

YAN, H. H. A Power Marketer's Perspective of Financial Transmission Rights. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001. Ohio. **Proceedings...** New York: IEEE, v. 1, p. 383-385, jan./feb. 2001.