



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO -VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA – GCR**

**EQUILÍBRIO ENTRE ENCARGOS SETORIAIS E A SEGURANÇA DE SUPRIMENTO:  
ENERGIA DE RESERVA OU POCP?**

**Bernardo V. Bezerra\* Pedro Ávila Luiz Augusto Barroso Mario V. F. Pereira**

**PSR**

**RESUMO**

O caráter hidrotérmico da operação do SIN exige o estabelecimento de critérios para garantir o suprimento de energia com elevado grau de confiabilidade. O critério de suprimento define a garantia física de uma usina, indicando o montante de energia que pode ser produzido de maneira sustentável e que pode ser contratada pelos consumidores. Como toda a energia tem que estar 100% contratada, garante-se desta maneira que a demanda será atendida com o grau de confiabilidade estabelecido. Com o objetivo de aumentar a confiabilidade de suprimento, em 2008 foram criados dois mecanismos adicionais: a contratação de energia de reserva e o Procedimento Operativo de Curto Prazo. Naturalmente, estes procedimentos adicionais resultam em custos maiores para o consumidor. O objetivo deste trabalho é determinar o ponto de equilíbrio entre os custos com a contratação de energia de reserva e os custos com o despacho complementar devido aos Procedimentos Operativos de Curto Prazo. De posse deste ponto de equilíbrio, é possível identificar se é mais vantajoso para o consumidor aumentar a contratação da energia de reserva ou o despacho complementar. Como resultado, os impactos das medidas de aumento de segurança de suprimento foram quantificados e discutidos em detalhes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Procedimento Operativo de Curto Prazo, Encargo de Serviços do Sistema, Energia de Reserva, Segurança de Suprimento.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A garantia de suprimento no “novo” modelo setorial é conseguida através de dois pilares fundamentais [1]: (i) todo consumo deve estar 100% contratado e (ii) todo contrato, apesar de ser um instrumento financeiro, deve ser lastreado por garantia física. Este lastro, por sua vez, é o montante de energia que pode ser produzido por uma usina de maneira sustentável de acordo com um critério de suprimento. No Brasil, até julho de 2008, o critério de suprimento utilizado para calcular a garantia física das usinas era risco de déficit igual a 5%<sup>1</sup>. Como todo consumo deve estar 100% contratado, isto significa que a confiabilidade de atendimento à demanda é de 95%.

De maneira simplificada, a garantia física total do sistema interligado é obtida por simulação estática<sup>2</sup> da operação do sistema hidrotérmico para um conjunto de 2000 cenários hidrológicos equiprováveis. Este cálculo é realizado com base em um processo iterativo de ajuste da demanda do sistema. Neste processo, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste/C. Oeste, assim como entre as ofertas dos subsistemas Norte

<sup>1</sup> Portaria MME 303/2004.

<sup>2</sup> Uma simulação estática considera que oferta e demanda não se alteram ao longo do horizonte. Esta simulação considera um horizonte total de vinte anos: dez anos iniciais, para que o sistema perca a influência das condições iniciais (nível de reservatório e afluência); cinco anos para o cálculo efetivo da garantia física; e cinco anos finais para o deplecionamento dos reservatórios.

e Nordeste, havendo, no entanto, uma variação livre da oferta conjunta e da proporção relativa entre estes dois grandes sistemas regionais. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um subsistema de cada sistema regional atende ao critério de risco de déficit igual a 5%. Isto significa que do conjunto de 2000 cenários hidrológicos simulados, 100 cenários levaram a déficit no sistema. A demanda final do processo iterativo, também conhecida como Carga Crítica do sistema, é a garantia física total do parque gerador.

Uma dificuldade deste critério de suprimento é que a confiabilidade do sistema é calculada através da distribuição de probabilidades “marginal” do déficit para anos futuros, ou seja, calculada diretamente a partir da realização dos 2000 cenários hidrológicos equiprováveis para o ano em observação. Entretanto, esta abordagem não considera o fato que a probabilidade de um evento no futuro condicionada à ocorrências de eventos severos pode ser distinta da probabilidade “marginal”. Isto significa que um sistema pode estar planejado corretamente - oferta igual à demanda – mas o risco de déficit em um ano futuro na ocorrência de uma hidrologia desfavorável pode ser maior que 5%. Por exemplo, supondo três cenários de afluência para um determinado ano (Alto, Médio e Baixo) com probabilidades de ocorrência de 40%, 40% e 20%, e com riscos de déficit 0%, 0% e 25%, respectivamente. Apesar da probabilidade da distribuição marginal ser 5%, o que é coerente com o critério de suprimento, a probabilidade de déficit condicionada ao cenário Baixo é de 25%, o que é um valor elevado.

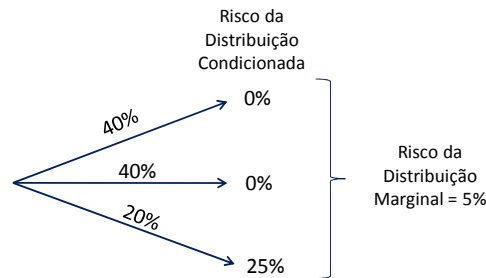


FIGURA 1 – Cenários de Afluências

Este paradoxo entre o critério de suprimento e a probabilidade condicionada foi observado em janeiro de 2008, quando o preço de liquidação de diferenças atingiu o teto e o risco de racionamento para aquele ano chegou a cerca de 20%. Como consequência, três iniciativas foram tomadas pelo governo:

- Alteração no critério de suprimento para o cálculo da garantia física;
- Contratação de energia de reserva; e
- Despacho complementar de termoeletricas “fora da ordem de mérito” através do procedimento de “níveis meta”, também conhecido como Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP).

Todas estas iniciativas têm como objetivo o aumento da segurança de suprimento. As duas primeiras estão relacionadas à probabilidade marginal do déficit e a terceira à probabilidade condicionada do déficit.

O trade off entre o benefício destas medidas para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o aumento dos custos para o consumidor final foi analisado em diversos trabalhos, alguns deles apresentados no XX SNTPEE, ver por exemplo [2]. Por outro lado, a relação e o equilíbrio entre essas medidas é um tema que ainda não foi investigado. Por exemplo, apesar da contratação de energia de reserva aumentar o Encargo de Energia de Reserva (EER), o despacho adicional destas usinas pode deslocar a necessidade de despacho por POCP, reduzindo assim o Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

O objetivo deste trabalho é determinar o ponto de equilíbrio entre os custos e benefícios com a contratação de energia de reserva e os custos e benefícios com o despacho complementar devido ao POCP. De posse deste ponto de equilíbrio, é possível identificar se é mais vantajoso para o consumidor aumentar a contratação da energia de reserva ou o despacho complementar. Espera-se que, com os resultados quantitativos e objetivos deste trabalho, os impactos das medidas de aumento de segurança de suprimento e de seu custo sejam discutidos em detalhes.

## 2.0 - CONFIABILIDADE NO ATENDIMENTO À DEMANDA

Um dos objetivos fundamentais do modelo setorial é garantir que o suprimento de energia seja confiável. Devido às incertezas tanto na demanda como na oferta de energia (falhas dos equipamentos, problemas inesperados de suprimento de combustível, e principalmente a ocorrência de períodos de afluências secas), esta confiabilidade é representada em termos do risco de racionamento a cada ano. Por exemplo, o critério de suprimento adotado nos últimos vinte anos foi de 5% de risco, isto é, aceita-se a cada ano que 5% dos cenários operativos simulados levem a racionamento.

Esta confiabilidade de suprimento é assegurada de maneira indireta, através de duas exigências regulatórias: (i)

todo o consumidor, livre ou regulado<sup>3</sup>, deve estar 100% coberto por contratos; e (ii) todos os contratos, que são instrumentos financeiros, devem estar respaldados por certificados de garantia física (GF).

## 2.1 Critério de Garantia de Suprimento

A capacidade estrutural de suprimento de um conjunto de usinas representa a máxima demanda de energia que poderia ser abastecida de maneira sustentável, isto é: (i) atendendo o critério operativo de segurança de suprimento; e (ii) sem depender de aspectos conjunturais, em particular do volume armazenado no início do período de simulação.

Historicamente, o critério de segurança era “assegurar o suprimento mesmo que ocorresse a pior seca registrada no histórico”. A capacidade estrutural de suprimento era conhecida como “energia firme do sistema”, e era calculada simulando a operação do sistema para diversos valores de demanda até determinar o máximo valor que poderia ser atendido sem que houvesse interrupções de suprimento ao longo de todo o histórico de vazões.<sup>4</sup> Em outras palavras, a energia firme do sistema é o valor de demanda que, ao ser atendido, leva os reservatórios a “raspar o fundo”, mas sem interromper o suprimento, quando ocorre a pior seca do histórico.

Posteriormente, o critério passou a ser “assegurar o suprimento em pelo menos 95% das sequências hidrológicas simuladas a cada ano”. A nomenclatura também foi mudada, de energia “firme” para “garantida”. O procedimento de cálculo era semelhante: buscar, por tentativa e erro, a maior demanda que poderia ser suprida de acordo com o novo critério (a cada ano, no máximo 5% dos cenários hidrológicos simulados poderiam apresentar qualquer problema de suprimento). No entanto, este critério foi *alterado* pelo governo em julho de 2008.

O novo critério está relacionado com os *custos marginais* de curto e longo prazo<sup>5</sup>, porém limitado a um *risco máximo* de falha de 5%. Em outras palavras, se a operação do sistema for simulada para a demanda máxima que pode ser suprida de acordo com o novo critério, o risco resultante deve ser inferior a 5%. Este valor resultante pode ser visto como o *risco implícito* associado ao novo critério de suprimento.

O cálculo deste risco implícito é complexo por duas razões. A primeira é que o valor do custo marginal de longo prazo definido pelo governo, que é o parâmetro básico do critério de suprimento, vem variando significativamente de ano para ano (em 2009, o CME foi 146 R\$/MWh em 2010, este valor baixou para 113 R\$/MWh). Como consequência, a contribuição das usinas contratadas a cada leilão para a segurança operativa do sistema também varia: é como se no leilão de 2009 as Garantias Físicas (GF)<sup>6</sup> contratadas tivessem um “risco associado” de 4%; e no de 2010, de 2%; e assim por diante. Como consequência, o risco implícito de suprimento associado a uma determinada configuração de geradores é uma espécie de média ponderada de “GFs de 5%” (geradores contratados antes da mudança de critério) com GFs de níveis de risco variados, contratados a cada leilão desde 2008. A segunda razão é que não há uma política clara para contratação da energia de reserva, que obviamente contribui para a segurança de suprimento.

Isto significa que o risco implícito depende da configuração de oferta do sistema, ou seja, da quantidade de geradores com “GFs de 5%”, GFs com o novo critério e do montante de energia de reserva. Neste trabalho considerou-se a configuração de oferta e demanda de 2015 como referência (último ano do Plano Mensal de Operação de Janeiro de 2011), onde o risco implícito estimado é de 3% [3].

## 2.2 Energia de Reserva

A contratação de nova capacidade de geração no segmento regulado é feita através dos chamados “leilões de energia nova”, onde são oferecidos contratos de suprimento de longo prazo<sup>7</sup>. Todos os anos, há dois leilões de energia nova: o primeiro, e principal, oferece contratos que se iniciam cinco anos depois (leilão “A-5”). O segundo, complementar, oferece contratos com início três anos depois (leilão “A-3”). Para o segmento de consumo livre, não há um processo de contratação regular: os consumidores deste segmento, como indica o nome, podem contratar nova capacidade da maneira que desejarem. Finalmente, a regulamentação prevê muitas severas para qualquer consumidor, seja regulado ou livre, cujo consumo não estiver 100% coberto por contratos.

Além dos instrumentos para a entrada de um montante adequado de nova capacidade, a regulamentação prevê a possibilidade de contratação de uma reserva adicional de geração. A contratação de uma reserva de geração foi

<sup>3</sup> Clientes das distribuidoras, correspondentes a 75% da demanda do país.

<sup>4</sup> Na prática, a simulação era feita para os anos previamente identificados como os mais secos do histórico (“período crítico”). Este período crítico correspondia basicamente aos anos 1952-1956.

<sup>5</sup> De uma maneira simplificada, considera-se que o suprimento é adequado se o valor esperado dos custos marginais de operação (CMOs), a cada ano, é igual a um valor estabelecido pelo MME, e que representaria o custo marginal de expansão (CME). Para mais detalhes nos fundamentos conceituais desta abordagem sugerimos a referência [4].

<sup>6</sup> A reforma do setor elétrico consolidou o conceito de que cada usina geradora (hidrelétrica, térmica, biomassa, eólica etc.) tem uma garantia física associada (GF, em MW médios). Estas GFs individuais possuem uma propriedade matemática importante: a soma das GFs individuais dos geradores que estão em operação em um determinado ano é (aproximadamente) igual à capacidade estrutural de suprimento do sistema.

<sup>7</sup> Os contratos têm duração de quinze anos para as novas usinas termelétricas; e trinta anos para as usinas hidrelétricas.

prevista originalmente na regulamentação como um instrumento excepcional para aumentar a segurança de suprimento quando uma ameaça à segurança de suprimento for identificada, por exemplo, atrasos na entrada de nova capacidade e/ou retirada imprevista de capacidade de geração existente. Adicionalmente, a energia de reserva contribui para o aumento da confiabilidade de suprimento, uma vez que este montante é suplementar ao requisito de 100% de cobertura do consumo por contratos.

Os geradores contratados para reserva recebem uma receita fixa mensal e toda a renda da energia no mercado de curto prazo (MWh injetado no centro de gravidade multiplicado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)) é revertido para o consumidor. Em outras palavras, a energia de reserva funciona como se o consumidor estivesse alugando um gerador *merchant*, pagando uma receita fixa para ter o direito à sua renda no mercado spot.

O custo da energia de reserva é pago por todos os consumidores, livres e cativos, através do Encargo de Energia de Reserva (EER). Este encargo é calculado mensalmente e resulta da diferença entre os custos fixos que devem ser pagos aos geradores e suas receitas spot.

Os leilões de energia de reserva são totalmente definidos pelo governo (desenho, tipo de energia a ser contratada, demanda do leilão, etc.). O primeiro leilão de reserva ocorreu em 30 de Abril de 2008 e contratou exclusivamente energia de biomassa de cana-de-açúcar para entrega em 2009 e 2010. O segundo leilão de reserva ocorreu em 14 de Dezembro de 2009 e contratou exclusivamente energia eólica para entrega em Julho de 2012 e por um período de 20 anos. O último leilão ocorreu em Agosto e contratou biomassa e eólica por um período de 20 anos.

### 2.3 Procedimentos Operativos de Curto Prazo (ou “níveis meta”)

Os procedimentos operativos de curto prazo (conhecidos como “níveis meta”) foi criado em 2008 também com o objetivo do aumento da segurança de suprimento. O objetivo dos níveis meta é garantir que, ao final de cada período seco, haja água suficiente nos reservatórios para atender a demanda no ano seguinte, mesmo que ocorra uma das secas mais severas observadas no histórico. De uma maneira simplificada (ver [5] para detalhes), o procedimento de níveis meta consiste dos seguintes passos:

a. No início de cada ano, defina níveis meta para o final de novembro (fim do período seco) do mesmo ano. Por exemplo, as metas de 2010 foram 39% da energia armazenável máxima da região Sudeste e 45% da região Nordeste.

b. No início de cada mês do período seco (abril a novembro), verifique<sup>8</sup> se é possível atingir (ou exceder) os níveis meta ao final de novembro, supondo que: (i) do mês corrente até o final de dezembro, ocorrerá uma hidrologia desfavorável<sup>9</sup>; (ii) todas as térmicas estão acionadas no máximo, do mês seguinte ao mês corrente, até o final de novembro; e (iii) a decisão térmica do mês corrente é a mesma do procedimento “tradicional”, isto é, sem níveis meta.

c. Se o resultado do passo (b) for positivo, isto significa que é possível atingir os níveis meta – e, com isto, garantir a segurança de suprimento – sem gerações térmicas adicionais (“fora da ordem de mérito”) à da operação “tradicional” no mês corrente. Neste caso, o procedimento estaria terminado para o mês corrente, sem custos adicionais para o consumidor.

d. Se o resultado do passo (b) for negativo, isto é, não for possível atingir os níveis meta, determina-se o montante de geração adicional no mês corrente que permitiria atingir estes níveis ou, se isto ainda não for possível, levar os armazenamentos ao final de novembro o mais perto possível das metas.

e. Os custos da geração adicional resultante do passo (d) são transferidos para os consumidores através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

O objetivo de estabelecer um procedimento como este consiste em determinar regras claras, objetivas e transparentes para a operação do sistema, contribuindo para a previsibilidade dos custos com energia elétrica e permitindo que se avalie a eficiência das medidas tomadas. Uma análise da eficiência econômica deste mecanismo com base nos seus custos adicionais para o consumidor e benefícios em termos de segurança de suprimento foi discutida em [5].

<sup>8</sup> Esta verificação é feita através da execução de um modelo de operação determinístico, isto é, que supõe conhecidas as vazões do mês corrente até o final do período. No procedimento operativo do ONS, utiliza-se uma versão do modelo operativo a usinas individualizadas DECOMP.

<sup>9</sup> O critério para a definição da hidrologia a ser utilizada no procedimento foi aperfeiçoado ao longo do tempo. Primeiramente as 76 vazões históricas eram utilizadas e o quinto pior resultado era considerado. Posteriormente, com o objetivo de incorporar a informação sobre a afluência nos meses anteriores, passou-se a não utilizar diretamente as vazões observadas no histórico, e sim os “ruídos”. Em 2009, o critério para seleção do cenário hidrológico foi alterado para o valor esperado da projeção das vazões com a aplicação de um fator de redução que varia por mês.

### 3.0 - METODOLOGIA

O objetivo da metodologia desenvolvida neste trabalho é capturar as relações de equilíbrio entre os custos referentes à utilização do POCP e os custos referentes à contratação de energia de reserva como diferentes mecanismos para assegurar a mesma confiabilidade na segurança de suprimento.

A metodologia consiste em duas etapas principais: (i) cálculo do montante de energia de reserva e do despacho complementar com o POCP necessário para reduzir o risco de déficit de 5% (critério em vigor até 2008) para 3% (risco implícito de déficit calculado para 2015); e (ii) cálculo dos custos totais para o consumidor com cada um dos mecanismos.

Na primeira etapa utilizou-se o modelo de despacho hidrotérmico SDDP e na segunda etapa o simulador das regras de mercado SCE, ambos desenvolvidos pela PSR. Apresenta-se a seguir em detalhe cada uma dessas etapas.

#### 3.1 Cálculo do montante de energia de reserva e do despacho complementar

Esta etapa consiste no ajuste das seguintes configurações estáticas<sup>10</sup>:

- a. Caso Base: obtido através do ajuste da carga crítica do sistema para o critério de risco de déficit de 5%.
- b. Caso Energia de Reserva: obtido através do ajuste da carga crítica do sistema para o critério de risco de déficit de 3% (risco implícito).

A diferença entre as demandas críticas do Caso Base e do Caso “Energia de Reserva” é o Montante de Energia de Reserva (MER) que precisa ser contratada para atender a demanda total garantindo um risco de déficit de 3%.

#### c. Caso POCP:

- c.1. simula-se a operação hidrotérmica para a configuração de oferta e demanda do Caso Base considerando o POCP e começando com uma meta para novembro baixa, por exemplo 30%, para os subsistemas SE/CO e NE.
- c.2. Calcula-se o risco de déficit resultante desta simulação.
- c.3. Caso o risco seja superior a 3%, aumenta-se a meta de novembro do POCP e volta para o passo c.1.

O procedimento é repetido iterativamente até que o risco de déficit atinja 3%. Desta maneira a mesma confiabilidade é garantida para os Casos (b) e (c) e a única diferença entre eles será o custo de atingir esta confiabilidade.

#### 3.2 Cálculo dos custos totais para o consumidor final

A ideia básica desta etapa do procedimento é calcular *diretamente* os custos que compõe a tarifa de energia do consumidor final que são afetados pela contratação de energia de reserva e pelo acionamento do POCP. São eles:

1. Receita fixa (RF): a contratação de energia de reserva aumenta a receita fixa a ser paga pelos consumidores para remunerar os geradores.
2. Reembolso do custo operativo dos contratos por disponibilidade (COP): os geradores contratados por disponibilidade têm seus CVU reembolsados quando são despachados por ordem de mérito. Como a contratação da energia de reserva impacta de maneira diferente o despacho por ordem de mérito se comparado com o POCP, o custo com o reembolso do CVU é diferente em cada um dos mecanismos.
3. Liquidação dos contratos por disponibilidade no mercado de curto prazo (CEC): nos contratos por disponibilidade os consumidores são responsáveis por liquidar os contratos no mercado de curto prazo (diferença entre geração e montante contratado multiplicado pelo PLD). Como a contratação da energia de reserva impacta de maneira diferente o despacho por ordem de mérito e o PLD, se comparado com o POCP, o custo com a liquidação dos contratos por disponibilidade é diferente em cada um dos mecanismos.
4. Custo com o despacho complementar devido ao POCP (ESS): nos contratos por disponibilidade os consumidores são responsáveis por liquidar os contratos no mercado de curto prazo (diferença entre geração e montante contratado multiplicado pelo PLD). Como a contratação da energia de reserva impacta de maneira diferente o despacho por ordem de mérito e o PLD, se comparado com o POCP, o custo com a liquidação dos contratos por disponibilidade é diferente em cada um dos mecanismos.

<sup>10</sup> Utilizou-se o mesmo procedimento do cálculo da garantia física do sistema explicado anteriormente. A única diferença foi a consideração de limites infinitos de intercâmbio. Esta premissa foi considerada para expurgar o efeito das restrições de transmissão que atualmente existem no sistema para escoar o excesso de energia da região nordeste [3].

A soma algébrica das quatro parcelas permite comparar os custos totais referentes à energia de reserva e ao POCP. A equação abaixo representa o ponto de equilíbrio, onde os custos totais dos dois mecanismos são iguais.

$$COP_{Risco\ 3\%} + CEC_{Risco\ 3\%} + (RF_{RESERVA} * MER) - RER_{Risco\ 3\%} = COP_{Nmeta} + CEC_{Nmeta} + ESS_{Nmeta}$$

Onde:

$COP_{Nmeta}$  e  $COP_{Risco\ 3\%}$ : correspondem ao reembolso do custo operativo dos contratos por disponibilidade, referente a simulação com procedimento de Nível Meta e para o risco implícito de 3%, respectivamente.

$CEC_{Nmeta}$  e  $CEC_{Risco\ 3\%}$ : correspondem a liquidação dos contratos por disponibilidade no mercado de curto prazo, referente a simulação com procedimento de Nível Meta e para o risco implícito de 3%, respectivamente.

$ESS_{Nmeta}$ : custo com o despacho complementar devido ao POCP.

$MER$ : Montante de Energia de Reserva, que corresponde a diferença entra as demandas do caso com risco implícito de 3% e risco de 5% (rodado posteriormente com Nível Meta).

$RER_{Risco\ 3\%}$ : Renda da Energia de Reserva, que corresponde ao  $MER$  multiplicado pelo PLD.

Rearranjando os termos da equação é possível calcular qual o preço da energia de reserva (receita fixa) que leva ao mesmo *custo total* que a utilização do despacho complementar do POCP. Este preço é o valor máximo que deveria ser pago pela energia de reserva, pois qualquer valor maior que este justifica aumentar o despacho por POCP para atingir o mesmo risco de déficit.

$$RF_{RESERVA} = \frac{[(COP_{Nmeta} + CEC_{Nmeta} + ESS_{Nmeta}) - (COP_{Risco\ 3\%} + CEC_{Risco\ 3\%} - RER_{Risco\ 3\%})]}{MER}$$

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

Para aplicação da metodologia proposta foi utilizada a configuração de oferta e demanda do PMO de janeiro de 2011 do ONS. A simulação do despacho hidrotérmico e das regras comerciais da CCEE foi realizada para um conjunto de 200 cenários hidrológicos.

A diferença entre a carga crítica do Caso Base e do Caso Energia de Reserva foi de 3,5 GW médios, o que representa 5% da demanda. Este montante é um *proxy* da necessidade de contratação de energia de reserva para atingir o risco de déficit que está implícito no sistema. Após o processo de convergência do Caso POCP, observou-se a necessidade de uma meta de 55% de armazenamento no final de novembro (Sudeste e Nordeste) para atingir o mesmo critério de risco de 3% do Caso Energia de Reserva.

A Figura 2 apresenta a comparação entre os valores esperados do PLD dos 3 casos simulados. Observa-se que tanto a Energia de Reserva quanto o POCP são mecanismos que reduzem o valor esperado do PLD. Entretanto, apesar dos mecanismos levarem ao mesmo risco de déficit, o impacto no PLD é diferente: enquanto o POCP reduz o PLD esperado em 32 R\$/MWh, a contratação de energia de reserva reduz em 81 R\$/MWh.

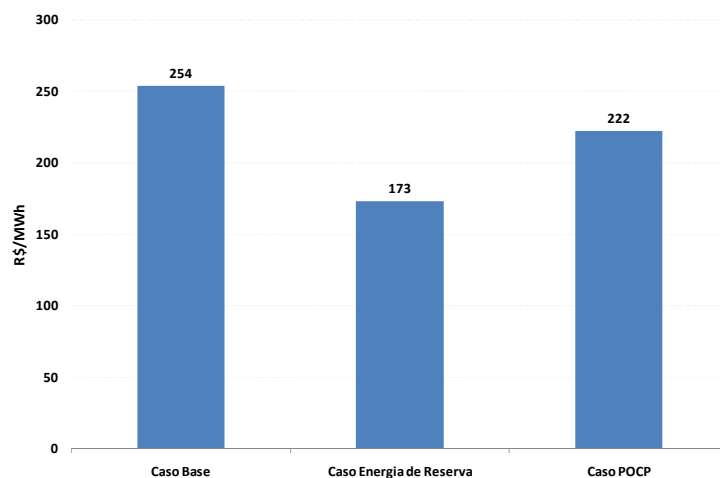


FIGURA 2 – Preço de Liquidação de Diferenças

A Figura 3 apresenta a comparação entre os custos com reembolso do CVU (COP). Observa-se que os dois mecanismos para aumentar a segurança de suprimento reduzem o COP a ser pago pelos consumidores finais. No Caso Energia de Reserva, isto ocorre porque existe uma energia adicional no sistema com CVU nulo que está deslocando geração na ordem de mérito. Já no Caso POCP, isto ocorre porque alguns geradores estão sendo despachados complementarmente e seus custos são transferidos para o ESS (e não para o PLD).

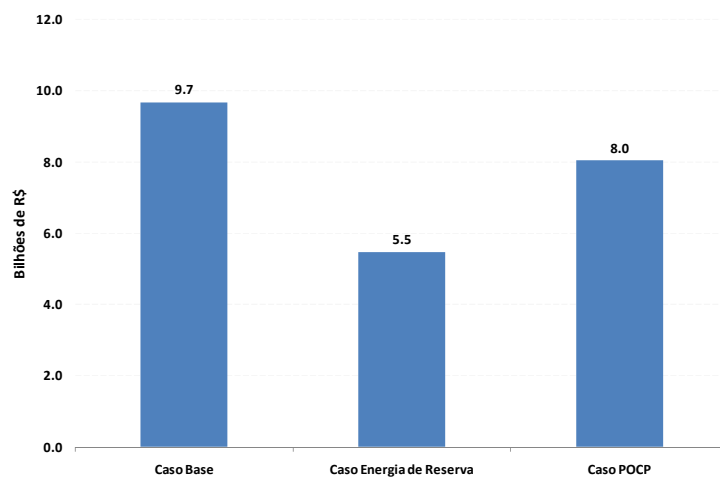


FIGURA 3 – Custos com Reembolso do CVU (COP)

A Figura 4 apresenta a comparação entre os custos com liquidação dos contratos por disponibilidade (CEC).

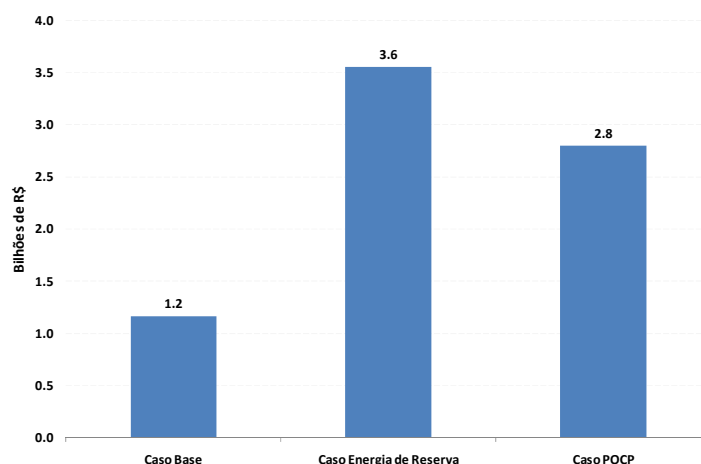


FIGURA 4 – Custos com Liquidação dos Contratos por Disponibilidade (CEC)

De posse dos resultados anteriores, aplicou-se a fórmula descrita na seção anterior e o resultado encontrado para o valor que iguala os custos da Energia de Reserva aos custo do POCP é de 281 R\$/MWh. Ou seja, contratos de energia reserva com uma receita fixa de até 281 R\$/ MWh são mais atrativos em média para o consumidor que a utilização de despachos complementares através do procedimento de Nível Meta. Considerando que até o momento o preço médio da energia de reserva contratada é 160 R\$/MWh (atualizado para janeiro de 2011), este mecanismo parece ser mais atrativo que o POCP para o consumidor final na implementação de mecanismos *suplementares* para a segurança de suprimento. É interessante observar que em [2] a eficácia do POCP foi medida através de um índice custo/benefício (ICB), calculado como a razão entre o incremento de custo operativo e a redução do déficit de energia devido à consideração do POCP. Este ICB foi estimado em 5.700 R\$/MWh, que é superior ao valor econômico do custo de déficit utilizado nos estudos do planejamento da operação. O resultado da comparação econômica entre o POCP e a energia de reserva corrobora as sugestões então propostas para que o procedimento do POCP fosse aperfeiçoado.

Entretanto, os resultados apresentados até o momento representam o valor esperado de um conjunto de 200 possíveis cenários hidrológicos. Repetindo-se a conta para cada um destes cenários, é possível calcular qual a probabilidade do valor pago atualmente pela Energia de Reserva (160 R\$/MWh) ser mais atrativo frente ao POCP. A Figura 5 apresenta a distribuição acumulada dos valores encontrados para a Receita Fixa da Energia de Reserva ( $RF_{RESERVA}$ ), em R\$/MWh.

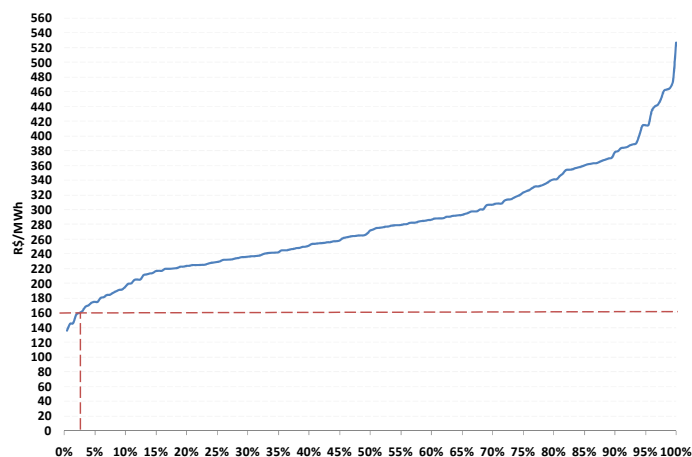


FIGURA 5 – Distribuição de Probabilidade da  $RF_{RESERVA}$

A distribuição de probabilidades da Figura 4 indica que em 97% dos casos, dado os valores praticados nos últimos LER (em média 160 R\$/MWh), é mais econômico para o sistema contratar Energia de Reserva para reduzir o risco de déficit do sistema ao invés de acionar o POCP.

## 5.0 - CONCLUSÕES

É fundamental que os consumidores estejam tão bem informados quanto possível sobre os custos e benefícios de toda medida ou procedimentos operativos propostos para aumentar a segurança de suprimento, trazendo assim informações para que a eficácia de cada mecanismo seja analisada em relação ao seu objetivo. O objetivo deste trabalho é contribuir para esta discussão analisando quantitativamente o equilíbrio de custos entre a contratação de energia de reserva e o despacho complementar devido aos Procedimentos Operativos de Curto Prazo visando o aumento da segurança de suprimento. Verificou-se que o valor que iguala os custos da Energia de Reserva ao custo do POCP é de 281 R\$/MWh. Ou seja, contratos de energia reserva com uma receita fixa de até 281 R\$/MWh são mais atrativos em média para o consumidor que a utilização de despachos complementares através do procedimento de Nível Meta. Considerando que até o momento o preço médio da energia de reserva contratada é 160 R\$/MWh (atualizado para janeiro de 2011), este mecanismo parece ser mais atrativo que o POCP para o consumidor final na implementação de mecanismos *suplementares* para a segurança de suprimento. Na opinião dos autores é importante estabelecer um fórum (Audiência Pública) que permita que todos os agentes discutam e contribuam para a utilização de qualquer medida que implique em custos para o consumidor, de forma que a participação de distintos agentes resulte em um mecanismo robusto para o aumento da segurança de suprimento na busca constante do equilíbrio ótimo entre custo e segurança.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Pereira M., Barroso L.A. and Rosenblatt J. "Supply adequacy in the Brazilian power market" Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Denver, 2004
- (2) L.C.Costa Junior, F.Thomé, B. Bezerra, M.Britto, L.A.Barroso, M.V.Pereira, Nível Meta: Avaliação Da Metodologia E Dos Impactos Econômicos Para o Consumidor, XX SNPTTE, Recife, PE, 2009.
- (3) Metodologia para determinação da capacidade estrutural de suprimento de energia, NT PSR 2011, disponível em [www.psr-inc.com](http://www.psr-inc.com)
- (4) Andersson, R. & Bohman, M., "Short- and long-run marginal cost pricing : On their alleged equivalence," Energy Economics, Elsevier, vol. 7(4), pages 279-288, 1985.
- (5) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, Procedimentos Operativos De Curto Prazo Para Aumento Da Segurança Energética Do Sistema Interligado Nacional, NT 059/2008.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Bernardo V. Bezerra é mestre em Engenharia Elétrica e gerente de projetos na PSR.  
 Pedro Ávila é mestre em Engenharia de Produção e é pesquisador na PSR.  
 Luiz A. Barroso possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.  
 Mário V. Pereira possui DSc em otimização e é presidente da PSR.