



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

GPL 19  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO VII**

### **GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

#### **PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

##### **ANÁLISE DO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA OFERTA E DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO CONSUMIDOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO MÉDIO E LONGO PRAZOS**

**Roberto Castro \***

**Débora Leão Soares Tortelly**

**Rafael Francisco Marques**

**CPFL ENERGIA**

## **RESUMO**

No desenvolvimento do trabalho discutem-se os métodos historicamente empregados pelo setor elétrico brasileiro no planejamento de expansão da geração, comparando-o com o método empregado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, para desenvolver o plano decenal 2006/2015.

Analisa-se hipóteses alternativas de expansão para os principais projetos de geração que são considerados fundamentais para a manutenção do risco de déficit de energia dentro dos patamares aceitáveis pelo setor elétrico brasileiro, determinando-se dessa maneira, uma avaliação dos custos adicionais incorridos pelos consumidores de energia, na hipótese de que esses projetos não entrem em operação nas datas previstas no planejamento. Por outro lado, procede-se a uma avaliação da demanda atendida no horizonte de estudo, frente às expectativas de evolução da economia brasileira, relacionada ao consumo de energia, estabelecendo-se dessa forma, uma visão alternativa para a expansão da oferta e da demanda de energia no horizonte decenal.

Em complementação aos estudos em torno do planejamento da expansão, desenvolve-se uma análise conjuntural para o atendimento ao mercado de energia, considerando-se as restrições possíveis na disponibilidade de combustíveis para geração de energia termelétrica.

Avalia-se a condição do atendimento à demanda de energia considerando o risco de déficit, a expectativa de déficit, o custo total e o custo marginal de operação em cada cenário avaliado. Avalia-se ainda, com base nas expectativas de energia armazenada e energia afluenta ao sistema, qual a probabilidade de decretação de racionamento dentro do horizonte de análise.

Mostra-se com essa análise que os aspectos conjunturais, contemplando-se os vários cenários de evolução da oferta e da demanda de energia, não são suficientes para solucionar as questões estruturais que se apresentam para o atendimento à demanda de energia elétrica medido pela evolução dos riscos e preços da energia no horizonte de longo prazo, demonstrando-se dessa maneira, a necessidade de gerenciamento dos riscos para os diversos agentes do setor elétrico dentro do horizonte de análise.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Atendimento ao mercado de energia elétrica, Expansão da oferta, Critérios de planejamento.

## 1.0 - INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O planejamento de expansão para oferta de energia no longo prazo tem papel fundamental no atendimento ao crescimento do mercado. No modelo institucional para o setor elétrico que está sendo consolidado desde 2004 este papel amplifica-se ainda mais, pois além de garantir o atendimento do mercado no longo prazo, através do processo de planejamento indicativo deve-se atrair a atenção dos empreendedores para que as obras sejam concretizadas, de modo que a expansão da oferta seja sustentada com base no interesse dos investidores nos projetos do setor.

Os agentes de distribuição adquirem energia elétrica de novas instalações de geração, por meio de leilões denominados de Leilões de A-3 e Leilões de A-5, para entrega a partir do terceiro ou quinto ano futuro [1,2]. Com a informação da necessidade de contrato das distribuidoras, o Ministério de Minas e Energia (MME), através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) define o plano de expansão capaz de atender às necessidades de energia no horizonte de planejamento.

Desse modo, as empresas geradoras e os potenciais investidores na expansão da oferta de energia podem decidir em que novos empreendimentos de geração desejam investir, apresentando nos leilões, propostas firmes de preços de venda de sua energia. O planejamento da expansão da oferta representa o primeiro contato formal que o empreendedor tem com as obras pelas quais potencialmente se interessam.

Assim, o planejamento de expansão é o instrumento pelo qual busca-se atingir os três principais objetivos: i) Garantir o suprimento de energia no longo prazo; ii) Garantir a expansão do sistema ao menor custo; e iii) Atrair o interesse dos investidores para o setor elétrico.

Para atender simultaneamente a estas três metas, o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) define um cenário de referência de demanda e a respectiva oferta para novas instalações de geração e de transmissão associadas, necessárias para atender ao crescimento dos requisitos do mercado, segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos, de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados de investimento, inclusive sócio-ambientais, e de operação [3].

A definição do cenário de referência é fundamental para que os objetivos do planejamento sejam atingidos, quanto a sua aderência com a realidade do setor elétrico no que diz respeito ao crescimento do mercado consumidor e viabilidade econômica, financeira, técnica e ambiental das obras propostas.

É essencial que o investidor observe que a obra na qual tem interesse está inserida no contexto do setor elétrico e representa um empreendimento necessário para o atendimento ao mercado, mesmo nas condições mais realistas de oferta e demanda, associada a uma expectativa de crescimento econômico que se considere factível.

Nesse aspecto, louve-se a iniciativa da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no resgate do processo de planejamento do setor ao divulgar, a partir de 2006, o plano de expansão de geração decenal.

O objetivo deste trabalho é analisar o plano de expansão divulgado para o período decenal de 2006 a 2015 quanto a seus resultados e metodologia empregada, com enfoque no atendimento ao mercado. A análise estrutural do atendimento ao mercado é complementada através de sensibilidades quanto as questões conjunturais do setor, especialmente das elevadas afluências verificadas no final de 2006 e início de 2007, que elevaram sensivelmente os níveis de armazenamento nos reservatórios das regiões Sudeste e Sul do Brasil.

No item 2 apresenta-se uma visão histórica do planejamento de expansão da oferta enfocando o papel que o planejamento exercia no setor elétrico e traçando-se um paralelo com o papel que exerce no atual modelo do setor quanto as indicações de obras para os processos públicos de leilão de energia nova.

No item 3 discutem-se os critérios de planejamento, concentradas principalmente na igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) com o Custo Marginal de Expansão (CME) e do máximo risco de déficit de 5% estabelecido para o setor, comparando-se com o critério adotado pela EPE no plano decenal 2006/2015.

No item 4 apresentam-se as condições de atendimento ao mercado consumidor tendo por base o planejamento decenal, as expectativas que os agentes de mercado têm para alternativas aos eventuais atrasos em obras importantes para o atendimento ao mercado, condições de contorno quanto a disponibilidade e expansão da oferta de combustíveis para a geração de energia elétrica no Brasil e a análise de sensibilidade conjuntural sobre a condição de atendimento o mercado no médio e longo prazos. Em seguida apresentam-se as conclusões e recomendações.

## 2.0 - ANÁLISE SOBRE O PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O Setor de Energia Elétrica vem desenhando um novo modelo desde 1995, quando se iniciou a privatização do setor e culminou em meados de 1996 quando o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás selecionaram um Consórcio para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). O objetivo desta reforma era, acima de tudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções políticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado.

Hoje quase a totalidade da distribuição de energia do País está privatizada sendo que a geração na sua maioria ainda pertence ao Governo

A elaboração e definição do Plano Expansão da Geração para atendimento ao crescimento do mercado vêm sofrendo alterações na sua concepção, desde um modelo centralizado e determinístico ao competitivo e indicativo.

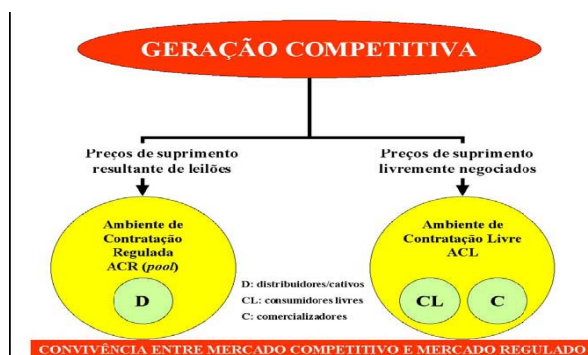
## 2.1 Histórico

O Setor Elétrico na década de oitenta era composto quase que totalmente por empresas estatais federais e estaduais, e assim o Planejamento de Expansão da oferta de energia era feito de forma centralizada, tendo a Eletrobrás como responsável pela coordenação dos estudos necessários para a expansão do sistema interligado. Tais estudos eram realizados por grupos de trabalhos, com a participação ativa das empresas do setor, através de aprovação no âmbito do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema). Todas as decisões eram tomadas num sistema condominial, com contratação compulsória de energia a preços definidos pelos custos das empresas geradoras. No caso de sobras e déficits eram feitos rateios entre todos os agentes, diluindo assim os riscos da comercialização.

Havia neste cenário condominial, facilidades em implantação de projetos de grande porte, bem como de autoprodução, inclusive com injeção de excedentes no sistema, devido a diluição dos riscos entre todos os agentes, entretanto, havia por outro lado, um limite sobre os ganhos dos empreendedores. Os ganhos acima desses limites eram rateados com empresas menos competitivas através de mecanismos de compensação financeira.

A partir da década de noventa, quando se inicia o movimento das privatizações, o Planejamento de Expansão da Geração para atendimento ao mercado passou por dois momentos distintos:

- Inicialmente o atendimento ao mercado passou a ser sinalizado pela lei do mercado, onde os agentes de distribuição estavam livres para contratar junto às geradoras as suas necessidades para atendimento aos seus mercados, respeitando um teto para repasse às suas tarifas finais de fornecimento, de forma a proteger o consumidor final. Por outro lado, a concessão de hidrelétricas eram licitadas pelo maior preço ofertado à concessão, descaracterizando dessa forma a necessidade de um planejamento central de expansão de geração que traçasse diretrizes de longo prazo.
- Com a promulgação da lei 10.848 de 15 de março de 2004 a comercialização de energia passou a ser feita em dois ambientes distintos, conforme apresentado na figura abaixo:



\* Ambiente de Contratação Regulada (ACR) – onde se dá a compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos, promovidos pelo MME. As distribuidoras são responsáveis pelo atendimento aos consumidores cativos. Neste ambiente, todos os geradores, incluindo produtores independentes, venderão energia para todas as distribuidoras. Os leilões de energia existente são separados dos leilões de expansão.

\* Ambiente de Contratação Livre (ACL) – onde geradoras e produtores independentes comercializarão energia, com preços e quantidades livremente negociados, para os consumidores livres, pela legislação os que têm gasto superior a 3MW. A figura do comercializador está mantida no novo modelo e terá atuação restrita no ACL.

Observa-se que o MME toma para si a responsabilidade de direcionar e controlar, no ambiente regulado, a expansão do sistema, incentivando o investimento privado a participar dos leilões de compra e venda de energia, bem como das licitações para concessão das usinas hidrelétricas, agora pelo menor preço de venda da energia. Surge assim a necessidade de reestruturar o planejamento de expansão da geração para obtenção de um plano indicativo das obras de geração necessárias às necessidades de compras declaradas pelas distribuidoras nos leilões.

Objetivando o cumprimento das responsabilidades assumidas pelo MME a lei 10.847 cria a Empresa de Pesquisa Energética – EPE que tem dentre suas atribuições, a responsabilidade pela elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos Planos de Expansão da Geração e da Transmissão de Energia Elétrica, de curto, médio e longo prazos, submetendo os resultados ao Ministério de Minas e Energia – MME.

## 2.2 Situação atual

O Ministério de Minas e Energia toma para si a responsabilidade de direcionar as necessidades de expansão da geração, em um ambiente competitivo e com agentes privados, o grande impasse está na caracterização dos riscos inerentes ao empreendimento para o investidor privado.

O preço teto dos leilões, definido pelo MME, carece de melhor avaliação para que possibilite cobertura dos riscos incorridos pelo investidor e assim atrair investimentos. Citamos alguns, tais como; custo ambiental e demora do processo de licenciamento; alta carga tributária; dificuldade de fechamento de financiamento na estrutura de capital esperada pelo MME. Acrescenta-se a isto a concorrência com empresas geradoras Estatais Federais e Estaduais. O desafio será o MME, ajustar tais riscos e conseguir assim atrair os empreendedores privados para que a expansão da oferta seja suficiente ao atendimento da demanda no futuro.

### 3.0 - CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO

O plano de expansão deve se basear em critérios que estabeleçam as condições de garantia do suprimento no longo prazo ao mínimo custo. Diz-se que um plano de expansão é ótimo quando atende ao critério de risco de déficit em todo horizonte e simultaneamente, ao critério de igualdade entre o Custo Marginal de Expansão e o Custo Marginal de Operação (CMO = CME).

Há no entanto, um parâmetro básico a ser definido: o Custo do Déficit de Energia (CDEF), o qual interfere diretamente na igualdade entre os custos marginais. O custo de déficit pode ser implícito ou explícito.

Custo implícito do déficit é o custo de déficit para o qual, uma dada expansão de oferta atende ao critério de risco de atendimento ao mercado igualando-se os custos marginais de operação e de expansão. Custo explícito do déficit é o custo estimado para a falta de energia na economia.

Algumas avaliações apontam para uma alternativa de critério de planejamento em que a convergência para obter a expansão ótima do sistema é feita a partir da alteração no custo do déficit, mantendo o risco no patamar esperado. A seguir discute-se o critério historicamente adotado e o que se utilizou no planejamento decenal 2006/2015.

#### 3.1 Critério historicamente adotado

O critério historicamente adotado na expansão do sistema é o critério de custo implícito do déficit. Segundo esse critério, deve-se proceder a uma convergência da carga crítica do sistema, observando-se simultaneamente a igualdade entre os custos marginais e o limite de 5%<sup>1</sup> no risco de déficit, utilizando-se o custo do déficit como parâmetro de convergência. A Fig 1 a seguir, mostra o processo de convergência.

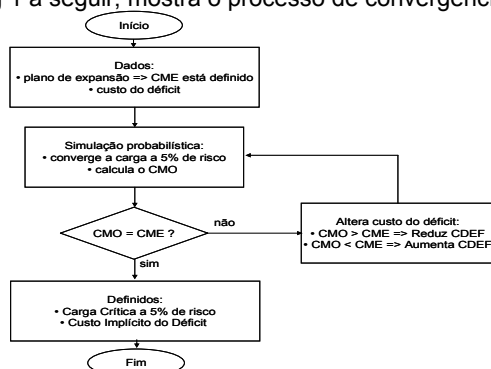


Fig 1 – Processo de convergência com risco implícito do déficit

Neste processo de planejamento, para um dado programa de obras, determina-se qual a carga máxima atendida e qual o custo do déficit implícito para o sistema.

#### 3.2 Critério adotado pela EPE no planejamento 2006/2015

O critério adotado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para estabelecer o programa de obras de expansão baseia-se no critério pelo custo explícito do déficit. Admite-se, com base em estudos elaborados com a matriz energética e a produção interna do País que se conhece o custo da falta de energia para a sociedade. Com base nesse parâmetro, define-se o programa de obras de expansão que atende ao critério de risco de déficit e que iguala os custos marginais de expansão e de operação. A Fig 2 a seguir apresenta o processo de convergência do método utilizado.

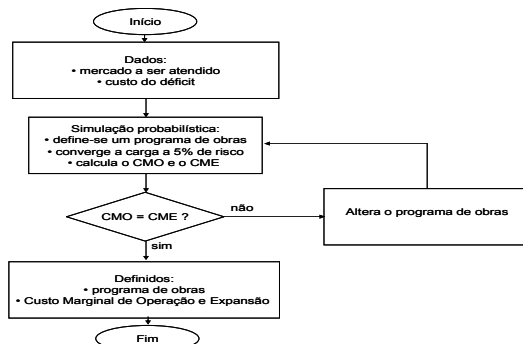


Fig 2 – Processo de planejamento com o custo explícito do déficit

<sup>1</sup> O critério de risco de déficit de 5% foi adotado no sistema brasileiro quando passou-se a utilizar critérios probabilísticos de energia garantida a um nível de risco, ao invés da energia firme, definida como a máxima energia que o sistema seria capaz de atender na hipótese de repetição do histórico de vazões conhecido. O critério de risco de 5% do déficit é utilizado por definição, em todas as análises que envolvem o atendimento ao mercado de energia elétrica.

Entretanto, para que o processo atinja seu objetivo de gerar o plano de expansão ótimo, é necessário que o custo marginal de expansão seja obtido do plano de expansão proposto. A EPE no entanto, utilizou-se de um valor de custo marginal de expansão como sendo uma variável exógena, dada pelo preço de venda da energia no leilão de energia nova para suprimento a partir de 2010. Este valor estabelecido em 130 R\$/MWh mostrou-se diferente do Custo Marginal de Operação observado no plano de expansão que foi de 113 R\$/MWh. Portanto, não se pode afirmar que o plano decenal assim definido seja ótimo do ponto de vista do mínimo custo, ou da modicidade tarifária para o consumidor final.

#### 4.0 - CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO AO MERCADO NO LONGO PRAZO

Na análise das condições de atendimento ao mercado no longo prazo, caracterizam-se dois principais períodos de interesse: primeiro quinquênio e segundo quinquênio.

No primeiro quinquênio as incertezas quanto à expansão da oferta são menores, o curto prazo disponível praticamente impossibilita qualquer intervenção significativa na expansão do sistema de geração, que fica limitada a reforços pontuais, geralmente de base termelétrica com alto custo de operação. Por esses motivos destaca-se a relevância da influência das condições conjunturais do sistema e da oferta de gás natural sobre as condições de atendimento e no risco de racionamento desse período.

No segundo quinquênio, as principais preocupações concentram-se na possibilidade de atrasos de grandes hidrelétricas na região Norte e a expansão termelétrica com gás natural. Nesse período os efeitos das condições iniciais do sistema são bastante atenuadas e as incertezas na expansão da oferta se ampliam substancialmente, mas o prazo disponível viabiliza intervenções estruturais, de caráter sistêmico, portanto, ganham importância as alternativas disponíveis para o suprimento energético, tanto no setor elétrico quanto no de gás natural.

Por estes motivos, neste trabalho buscou-se analisar cenários construídos de forma a permitir tanto a análise de fatores ditos "conjunturais", que afetam sobretudo as condições de suprimento no primeiro quinquênio, quanto de fatores considerados "estruturais", relacionados especialmente ao segundo quinquênio.

##### 4.1 Visão dos agentes de mercado

Os cenários analisados nesse trabalho delimitaram as premissas e os parâmetros que circunscrevem a visão dos agentes do setor elétrico, o qual foi denominado Cenário de referência para os agentes e apresentado neste trabalho como CBA\_2\_3 e tem como objetivo avaliar as condições de suprimento energético considerando fatores técnicos e ambientais que afetam a implantação de diversos empreendimentos.

Foram adotadas as seguintes premissas:

- Programa de obras do ONS de setembro de 2006 a dezembro de 2010 [6] e plano de expansão do PDEE 2006/2015 de janeiro de 2011 a dezembro de 2015 [5].
- Evolução da demanda com taxas de crescimento de acordo com o caso base do PDEE, considerando-se as expectativas de mercado da revisão 2 (ago/2006) do ONS para o PMO.
- Atraso nas grandes obras sem substituição por outras fontes;
  - Para as usinas do Rio Madeira considerou-se a entrada de Jirau de 2011 para 2012 e de Santo Antônio, de 2012 para 2013, Angra 3 foi adiada de 2012 para 2013 e Belo Monte de 2014 para 2015.
- Análise do Plano de expansão do Gás Natural, considerando que 60% da expectativa de déficit no suprimento de gás natural será absorvido pelo setor elétrico;

A tabela 1 apresenta a energia assegurada retirada das UTE's a gás natural devido à restrição na disponibilidade do combustível.

**Tabela 1 – Energia Assegurada Indisponível por Restrição de Gás**

Energia Assegurada Indisponível por Restrição de Gás (MW-médio)									
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2011	2910	2915	2690	795	2360	2360	2360	2360	2662

- Redução na capacidade de gás natural indicativo no Nordeste e atraso de um ano na obra.
  - UTE Indicativa GN NE: redução da potência de 2.550 MW para 1.500 MW;
  - UTE Indicativa GN NE: atraso na entrada em operação de 2011 para 2012;

A condição de atendimento ao mercado indicada pelo balanço entre a oferta e demanda de energia assegurada demonstra déficit de 2007 a 2015, de acordo com a visão dos agentes de mercado. A Fig 3 apresenta o balanço estático do SIN para o caso de referência dos agentes.

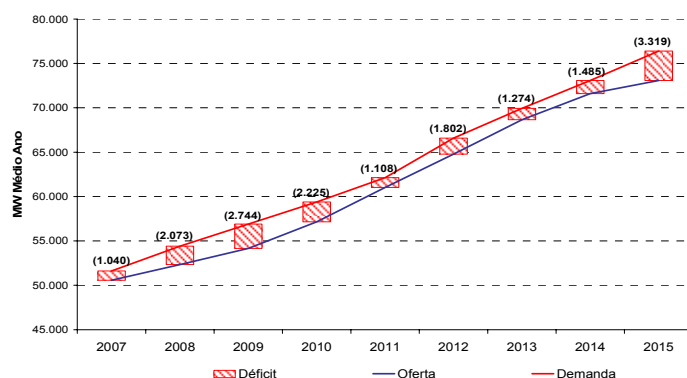


Fig 3 – Balanço de Energia Assegurada (caso referência dos agentes)

Os valores de CMO médio anual do caso de referência dos agentes para cada um dos submercados podem ser vistos na Figura 4 e o risco de déficit na Figura 5.

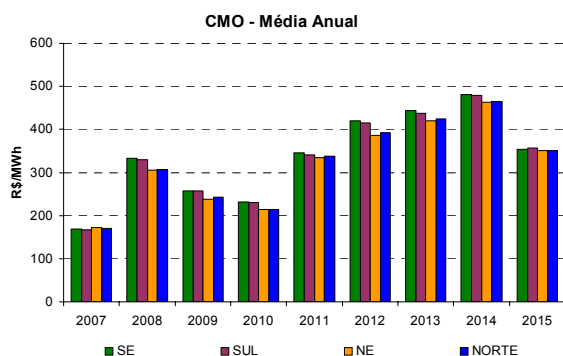


Fig 4 - CMO médio anual (caso referência dos agentes)

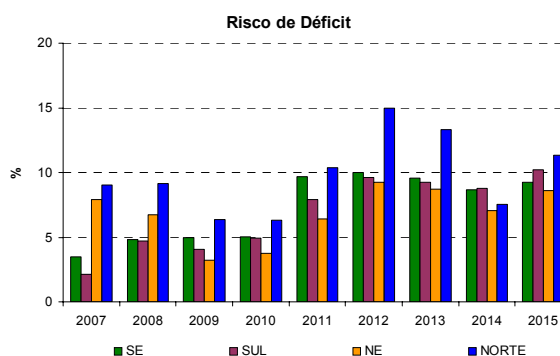


Fig 5 – Risco de Déficit (caso referência dos agentes)

Observa-se que o CMO é superior a 150 R\$/MWh em todas os anos de análise e em todos os submercados. A partir de 2011 o CMO ultrapassa o patamar de 300 R\$/MWh. O risco de racionamento supera 5% de probabilidade de ocorrência a partir de 2010 conforme apresentado na tabela 2 [3,4].

**Tabela 2 – Risco de Racionamento (caso de referência dos agentes)**

Risco de Racionamento [%] – caso de referência dos agentes								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
3,7	4,7	4,9	5,5	8,0	8,7	8,6	7,6	7,3

#### 4.2 Análise conjuntural

O trabalho desenvolvido no item anterior utilizou-se das informações disponíveis no PMO de setembro de 2006, daquele período até o mês de fevereiro de 2007 observou-se alterações nas condições conjunturais do sistema [3].

Assim, para complementação do estudo elaborado, procedeu-se uma análise de sensibilidade dos resultados obtidos alterando-se as condições iniciais de operação no sistema, utilizando-se para isso, as informações do PMO de fevereiro de 2007. Neste item apresenta-se os resultados obtidos com essa análise de sensibilidade, o qual é apresentado como caso CBA\_2\_3\_Fev07, para indicar que trata-se do mesmo caso de referência dos agentes com as condições conjunturais atualizadas para fevereiro de 2007 de acordo com o PMO do ONS.

O mercado foi ajustado com base nas informações do ONS para o ano de 2007, foram aplicadas as mesmas taxas de crescimento observadas no PDEE, respeitando-se as taxas por submercado e sazonalidades utilizadas no PDEE.

Outra importante modificação avaliada nesse estudo de sensibilidade diz respeito ao volume inicial de armazenamento nos subsistemas simulados. Uma vez que o caso dos agentes utiliza a situação inicial dos reservatórios ao final de agosto de 2006 (período seco no Sudeste), enquanto a nova análise está baseada na situação verificada ao fim de janeiro de 2007, em pleno período úmido. Para comparar as análises em termos de condição inicial de armazenamento, calculou-se o valor médio de armazenamento ao final de janeiro de 2007 das simulações do caso de referência dos agentes, conforme apresentado na tabela 3 [6,7].

**Tabela 3 – Energia Armazenada no início do período de estudo**

Energia Armazenada (% do Volume Máximo) – Final de janeiro de 2007				
	SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
<b>Caso CBA_2_3</b>	68,7	38,8	60,8	23,7
<b>CBA_2_3_Fev07</b>	78,4	63,4	77,5	48,2

Observa-se que a conjuntura de fevereiro de 2007 observada no PMO é mais favorável do que se esperava no PMO de setembro de 2006, particularmente nos submercados Sudeste, Sul e Norte.

A figura 6 mostra que o risco de déficit foi reduzido em quase todo o período nos 4 submercados, exceto para o ano 2010. A partir de 2008 há violação no limite de 5% no risco de déficit do Norte e em 2009 o Nordeste apresenta risco elevado. A partir de 2012 todos os submercados apresentam violação no critério de risco de déficit.

A média anual do custo marginal de operação verificado até 2010 ficou menor que no caso de referência dos agentes, principalmente para o ano de 2008. Entretanto, observa-se que os valores de CMO atingem o patamar acima de 200 R\$/MWh a partir de 2009 e ultrapassa o patamar de 300 R\$/MWh a partir de 2010, superando significativamente, os valores de referência que têm sido adotados nos leilões de energia nova.

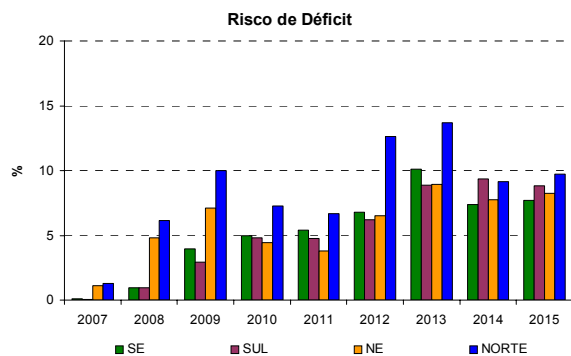


Fig 6 – Risco de Déficit (CBA\_2\_3\_Fev07)

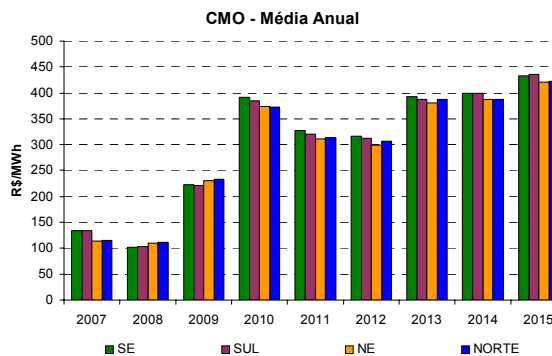


Fig 7 – CMO médio anual (CBA\_2\_3\_Fev07)

## 5.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### • CONCLUSÕES

Na visão dos agentes de mercado, de acordo com o cenário de referência apresentado nesse trabalho, pode-se concluir que o setor elétrico brasileiro apresenta:

- i) Elevados riscos de déficit e de racionamento em todos os submercados a partir de 2011;
- ii) Custo Marginal de Operação acima de 200 R\$/MWh em todos os submercados a partir de 2008;
- iii) Custos de Geração Térmica dos leilões por disponibilidade levam à necessidade de incorporar valores às tarifas de energia que representam aumento médio de aproximadamente 4,7 R\$/MWh na tarifa média brasileira se distribuído o ônus a todos os consumidores ou de 6,7 R\$/MWh se esse ônus recair apenas sobre os consumidores cativos. O custo de operação das térmicas pode dobrar ou triplicar a partir de 2012, dependendo da forma de contratação da expansão, devido a maior presença de térmicas nos leilões de energia nova.
- iv) A melhora nas condições conjunturais observadas em janeiro e fevereiro de 2007 não resolvem as questões estruturais associadas ao plano de expansão do sistema, apenas atenuam as projeções de risco de déficit e custo marginal de operação para os anos de 2007 e 2008, não tendo influência significativa a partir de 2009.

### • RECOMENDAÇÕES

- i) As projeções de mercado do planejamento devem levar em conta o mercado realizado e devem manter coerência com a expansão da economia;
- ii) É necessário ampliar a discussão com os agentes sobre:
  - a. Critérios e procedimentos aplicados ao planejamento;
  - b. Estratégia para a expansão da geração e da transmissão (composição do parque gerador e dos troncos de interconexão);
- iii) É necessário ampliar a divulgação sobre:
  - a. Dados técnicos, operacionais e econômicos dos empreendimentos do plano de expansão;
  - b. Investimento em geração e em transmissão associados aos respectivos empreendimentos;
  - c. Estudos de viabilidades técnica, energética, econômica e ambiental dos empreendimentos;
- iv) O Custo Marginal de Expansão deve ser calculado a partir do custo de investimento nas obras do plano de expansão e não considerado como variável exógena, a partir dos resultados dos leilões;
- v) Manter disponibilidade dos modelos computacionais e informações simuladas;
- vi) Utilizar cenário realista de oferta para garantir suprimento de energia no longo prazo;
- vii) Na hipótese de atraso no cronograma de obras contratadas, alocar devidamente as responsabilidades pela contratação de energia complementar, para evitar sobrecontratação de energia nas distribuidoras ou impacto excessivo nos empreendedores de geração;
- viii) Discutir necessidade de se dispor de documento, mesmo que indicativo, da viabilidade ambiental para os empreendimentos do segundo quinquênio do plano de expansão;
- ix) Levantar soluções possíveis para suprimento de longo prazo e inclusão do GNL na matriz energética;

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências.
- [2] Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências
- [3] Associação dos Produtores Independentes de Energia – APINE, et ali. Análise das Condições de Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica no Período 2007/2015: Sumário Executivo. 2007. Trabalho apresentado ao Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 2007.
- [4] Associação dos Produtores Independentes de Energia – APINE, et ali . Análise das Condições de Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica no Período 2007/2015. 2007. Trabalho apresentado ao Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 2007.
- [5] Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Brasília, DF, 2006.
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Programa Mensal de Operação. São Paulo, 9, 2006. Disponível em:<[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. Acesso em: 11 setembro 2006.
- [7] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Programa Mensal de Operação. São Paulo, 2, 2007. Disponível em:<[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. Acesso em: 12 fevereiro 2007