



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

GPL 24
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO DO PARQUE GERADOR DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL EFEITOS DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA NA OFERTA DE ENERGIA

Fellipe Fernandes Goulart dos Santos*

Marco Aurélio de Oliveira Dias

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO SA

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados obtidos em uma análise de sensibilidade do aumento da participação de usinas termelétricas na quantificação da oferta de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, considerando os atuais critérios de representação dessas usinas nos modelos de otimização/simulação energética utilizados, além de variações dos parâmetros de representação dessas usinas, com o objetivo de explicitar os efeitos da complementação térmica integrada a um parque gerador predominantemente hidrelétrico com regularização de grande porte.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Assegurada, Complementação Térmica, Oferta de Energia, Composição do Parque Gerador do SIN.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, considerando a ocorrência do racionamento de energia nas regiões Nordeste, Sudeste, e partes do Centro-Oeste, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, tem-se aumentado o debate com relação à grande dependência do SIN na geração de energia hidrelétrica. Os grupos ligados ao desenvolvimento de usinas termelétricas têm insistido na necessidade de ampliação da geração térmica do SIN como forma de reduzir o risco de déficit de energia, reduzir a expectativa de energia não suprida na ocorrência de um racionamento, otimizar a oferta de energia da geração hidrelétrica, e principalmente, diversificar a matriz energética brasileira, criando condições para o surgimento e desenvolvimento de novos mercados de energéticos, principalmente o mercado secundário de gás natural.

Por outro lado, esse debate não tem explicitado adequadamente o real efeito do aumento dessa capacidade térmica na quantificação da oferta de energia do SIN. É razoável supor que aumentando a participação térmica na capacidade de geração de energia, a expectativa de energia não suprida, inerente à geração hidrelétrica, deve ser reduzida ao longo do tempo. Mas, se também é razoável supor que a oferta de energia do SIN deve aumentar, pelo próprio aumento da capacidade instalada absoluta do sistema, os efeitos desse aumento da participação térmica na oferta de energia hidrelétrica não são muito claros, nem óbvios.

O SIN atualmente é caracterizado pela interligação elétrica das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e algumas partes da região Norte. De acordo com o relatório do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS no Plano de Operação para 2006, o SIN contava, em dezembro/2005, com 82.123 MW de capacidade instalada própria, sendo 69.760 MW (85%) em usinas hidrelétricas, e 12.363 MW (15%) em usinas termelétricas, considerando apenas metade da UHE Itaipu, e nenhuma importação de energia. Com esta capacidade total instalada, juntamente com mais de 80 mil km de linhas de transmissão (rede básica), o SIN atende cerca de 98%

(*) Av. Barbacena, 1200 – 15º Andar – Ala A1 – CEP 30190-131 Belo Horizonte, MG – Brasil
Tel: (+55 31) 3299-4570 – Fax: (+55 31) 3299-4939 – Email: fellipe.santos@cemig.com.br

da demanda nacional de energia elétrica, sendo o restante atendido por geração local, não sendo interligada ao SIN.

O SIN possui características diferenciadas de todos os sistemas elétricos de outros países do mundo. A maior parte de sua potência instalada está em usinas hidrelétricas com grandes reservatórios (grande capacidade de regularização). Essa capacidade de regularização permite a transferência de grandes blocos de energia, em forma de água, nos períodos úmidos para utilizá-la posteriormente nos períodos secos. Com essa característica, estima-se que a operação integrada e coordenada do SIN proporcione um ganho de pouco mais de 20% na quantificação de sua oferta de energia. Como a geração hidráulica é predominante, a sua capacidade de produção de energia se torna muito dependente das aflúências dos rios em que estas usinas estão instaladas e o risco de não se conseguir atender toda a demanda de energia elétrica deve ser mensurado e controlado.

Atualmente o parâmetro para balizamento do risco hidrológico é estabelecido pelo artigo 2º da resolução 001/2004 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE que estabelece que “(...) o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem”.

Ao longo dos últimos anos o setor elétrico brasileiro passou por mudanças estruturais em sua regulamentação, a exemplo do que ocorreu em diversos outros países de todo o mundo. O objetivo foi o estabelecimento de um modelo de máxima eficiência econômica, caracterizado pela existência de um ambiente competitivo, que viabilizasse investimentos em expansão e garantisse o atendimento ao mercado consumidor, conforme os critérios de confiabilidade e qualidade estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Com o novo modelo implementado em 2004 o governo, junto com as agências reguladoras e outros órgãos, buscou conseguir a continuidade e a qualidade na prestação dos serviços. Para conseguir atingir estes objetivos, foram criados novos decretos e leis, nos quais procuram-se detalhar as metodologias, regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica. Atualmente existem dois ambientes de contratação de Energia: O Ambiente de Contratação Regulada – ACR¹ e o Ambiente de Contratação Livre – ACL². Para que qualquer negociação seja feita em algum destes ambientes, é necessário que seja firmado entre os agentes³ contratos de compra e venda de energia em que o vendedor de energia deverá comprovar ter 100% de recursos, próprios ou de terceiros, como lastro da energia vendida. Além disso, o mercado comprador de energia (distribuidoras e consumidores livres) também deve possuir contratos que atendam a 100% de seu consumo de energia esperado. Com essa necessidade de contratação por parte do mercado consumidor, e comprovação de lastro de recursos para venda, procura-se indicar uma necessidade de expansão do SIN diminuindo assim o risco de déficit de energia no país.

A quantificação da oferta de energia elétrica também é balizada pela definição do risco de déficit estabelecido na resolução 001/2004 do CNPE. Para o cálculo da quantidade de energia que pode ser comercializada por cada empreendimento, é utilizada a metodologia descrita na portaria 303/2004 do Ministério de Minas e Energia – MME. Esta metodologia descreve como deve ser calculada a garantia física⁴ de todas as usinas (hidroelétricas e termelétricas) despachadas centralizadamente pelo ONS. Segundo o sub-módulo 7.5 dos Procedimentos de rede do ONS, as usinas despachadas centralizadamente são todas aquelas que possuem potência líquida disponibilizada para o SIN, no barramento de saída, superior a 30 MW.

2.0 - METODOLOGIA UTILIZADA

2.1 Diretrizes Básicas

Para o cálculo das garantias físicas, determinado na portaria MME 303/2004, é utilizado o modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes - NEWAVE. Para a utilização deste modelo, algumas diretrizes básicas devem ser aplicadas na metodologia de cálculo para se obter a energia assegurada das usinas:

- Configuração do sistema gerador compreendendo as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes e previstas no horizonte de estudo, com seus dados característicos do dimensionamento físico e série histórica de aflúências médias mensais, compreendendo o período histórico de janeiro de 1931 até a última atualização disponível, compatibilizada com as demais séries conhecidas;

- Risco de déficit de energia de, no máximo, 5% ao ano, compatível com o critério de garantia de suprimento definido na resolução 001/2004 do CNPE;

¹ ACR – Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

² ACL – Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específico.

³ Agente – Cada uma das partes envolvidas em regulamentação, planejamento, acesso, expansão e operação do sistema elétrico, bem como em comercialização e consumo de energia elétrica.

⁴ Garantia Física – Quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluindo importação, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

- Lastro físico das usinas termelétricas da configuração obtido da mesma configuração que serviu de base para determinação das energias asseguradas das UHEs, compatível com o critério de operação otimizada do sistema hidro-térmico;
- Rateio da energia assegurada do conjunto das UHEs da configuração com base nas energias firmes⁵ dessas usinas, tendo como referência o período crítico⁶ que vem sendo adotado no dimensionamento desses empreendimentos (junho de 1949 a novembro de 1956);
- Rateio da energia assegurada do conjunto de UTEs da configuração levando em conta a inflexibilidade operativa de cada uma e o respectivo preço do combustível utilizado na geração;
- Dados referentes ao fator de capacidade máximo, às taxas de indisponibilidade programada e de saída forçada das unidades geradoras, ao nível de inflexibilidade média anual e ao custo variável de operação das UTEs conforme declaração dos agentes ao ONS;
- Limites de transferências de energia entre subsistemas compatíveis com as capacidades de transmissão das interligações inter-regionais, de acordo com o critério de segurança vigente (n-1)⁷.

2.2 Energia Assegurada

A determinação da oferta global de energia, correspondente à energia assegurada do sistema, se faz por meio da simulação estática da configuração hidro-térmica, com quatro subsistemas interligados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste), empregando-se o modelo NEWAVE.

Esse modelo determina, dentre outras informações, as seguintes informações para cada mês/ano do período de simulação:

- Valores de geração hidrelétrica dos subsistemas equivalentes;
- Valores de geração das usinas termelétricas;
- Intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados;
- Custos marginais de operação;
- Índices de probabilidade de risco de déficit de energia.

O objetivo do modelo é determinar uma estratégia ótima de operação do sistema que minimize o custo total de sua operação (este custo total da operação corresponde ao valor presente dos gastos com combustível e dos custos referentes à energia não suprida, computados ao longo do período de simulação. Esse custo é composto por duas parcelas: custo imediato⁸ e custo futuro⁹. O custo final está sujeito, principalmente, às restrições operativas relacionadas ao balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinagem, limites na geração térmica e atendimento à carga de energia).

Essa simulação é realizada com uma configuração estática (não leva em consideração nenhum tipo de expansão no sistema) em um horizonte de 5 anos, com períodos estáticos de estabilização inicial (10 anos, de forma a amortecer a influência das condições iniciais de armazenamento e afluições) e final (5 anos, de forma a amortecer a influência das condições de fechamento de horizonte simulado).

No processo de ajuste para se obter a média de 5% para o risco prefixado durante os cinco anos da simulação com a configuração estática, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como nas ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste. Há uma variação livre, no entanto, da oferta conjunta dos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um dos dois subsistemas de cada sistema (Sul/Sudeste e Norte/Nordeste) simultaneamente atinge o risco médio de 5% nos cinco anos de estudo (11^o ao 15^o ano), admitida uma tolerância.

⁵ Energia Firme - Energia média gerada no período crítico do Sistema Interligado Nacional, que inicia-se em junho de 1949 e termina em novembro de 1956.

⁶ Período Crítico - Maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua carga crítica.

⁷ Critério n-1 – Critério de segurança no qual o SIN deve suportar a perda de um elemento da rede sem que ocorra perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de frequência, tensão, sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações e, conseqüentemente, sem que ocorra nenhum desligamento de carga.

⁸ Custo Imediato - custos da geração térmica e do déficit de energia no estágio t.

⁹ Custo Futuro - associado ao valor esperado do custo de geração termelétrica e racionamento desde o final do estágio t até o final do período de simulação estudo.

Como resultado do processo inicial desta metodologia, é obtido um bloco de energia assegurada que representa a energia assegurada total do SIN. O rateio da energia assegurada do SIN entre os blocos de UHEs e UTEs é baseado na ponderação, das gerações térmicas e hidráulicas pelo Custo Marginal de Operação – CMO obtidos na simulação para cada série sintética de energias afluentes. Assim é possível separar a energia assegurada total em dois grandes blocos de energia: energia assegurada das UHEs e energia assegurada das UTEs.

Para o caso das UTEs, a garantia física de cada usina é determinada diretamente deste bloco de energia assegurada calculada anteriormente usando como índice de rateio a ponderação da geração de cada usina pelos CMOs.

No caso das UHEs, como mencionado no item 2.1, é feito um rateio com base nas energias firmes calculadas anteriormente. Para o cálculo desta energia firme é utilizado o Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas – MSUI.

3.0 - ESTUDO DE CASO

Como caso base para o estudo foi utilizado o deck¹⁰ do NEWAVE que foi utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para calcular a garantia física das usinas que participaram do primeiro leilão de energia nova realizado em dezembro de 2005. Nesta configuração de referência, temos a proporção aproximada de 84% de potência instalada em UHEs (84.578 MW) e 16% (aproximadamente 15.750 MW) de potência instalada em UTEs. A partir deste deck, foram feitas modificações na potência instalada total das UTEs.

Para este estudo, além da proporção de 15% de potência instalada de UTEs, foram utilizadas as proporções 0%, 30%, 45% e 60%, sempre mantendo constante o valor de potência instalada das UHEs em 84.578 MW. Para estas configurações, a potência instalada total do sistema foram de 84.578 MW, 120.828 MW, 153.793 MW e 211.446 MW respectivamente.

Pela configuração de referência (caso base), os 15.750 MW de potência instalada em UTEs possui aproximadamente a seguinte distribuição nos subsistemas: 54% no Sudeste, 32% no Sul e 14% no Nordeste. A região Norte não possui térmicas despachadas centralizadamente. Para este estudo foi mantida esta mesma distribuição proporcional entre os subsistemas e foram adicionadas novas UTEs até se obter a potência instalada desejada.

Para a simulação destas novas configurações também foram relaxados os limites de intercâmbio entre as regiões. Isto foi necessário, pois a ordem de grandeza da potência instalada nas três últimas configurações é muito superior à ordem de grandeza dos intercâmbios que constam na configuração de referência. Este relaxamento se fez necessário pois esta grande diferença iria gerar um estrangulamento nos intercâmbios reais dos subsistemas.

Além do relaxamento do limite de intercâmbio, foi feita uma análise de sensibilidade alterando-se a geração mínima das UTEs. Em uma situação normal, algumas UTEs declaram uma inflexibilidade operativa que pode estar relacionada com contratos de combustível, restrições estruturais, restrições elétricas, dentre outros. Para todas as configurações estudadas, foram utilizados dois parâmetros de inflexibilidade:

- 0% inflexíveis: Qualquer geração térmica só será despachada por ordem de mérito;
- 100% inflexíveis: Toda disponibilidade das UTEs será despachada no máximo em todo período de estudo.

Para esse estudo as variáveis de saída que serão estudadas são a energia assegurada de todo o sistema, energia assegurada hidráulica, vertimento médio esperado, geração hidrelétrica média esperada, fator de capacidade e expectativa de energia não suprida. A Tabela 1 apresenta alguns resultados obtidos nos casos simulados.

Pelos resultados mostrados na Tabela 1, pode-se perceber que os casos em que é aplicada a inflexibilidade máxima das UTEs a Energia Assegurada Total do sistema foi quase sempre maior do que nos casos sem inflexibilidade. Esta constatação só não é verificada na configuração 60%. Porém, para a energia assegurada do bloco hidráulico a constatação é exatamente oposta, ela é sempre maior nos casos onde não é aplicada nenhuma inflexibilidade. A geração hidráulica esperada também é significativamente maior nos casos onde não é aplicada nenhuma inflexibilidade, isto é confirmado pela redução do vertimento médio esperado nestes mesmos casos.

3.1 Gráficos comparativos das configurações

Conforme o item anterior, os casos em que a inflexibilidade das UTEs é declarada pelos agentes, se mostraram ser um ponto intermediário aos outros dois casos. Desta maneira, os gráficos a seguir procuram comparar as principais diferenças entre os dois casos extremos, sem nenhuma inflexibilidade e com inflexibilidade máxima, e descrever a possível causa destes resultados encontrados.

¹⁰ DECK – Conjunto de arquivos que formam um caso base dos modelos de simulação/otimização energética.

Tabela 1 – Resultados das Configurações

CONFIGURAÇÕES	0%		15%		30%		45%		60%	
	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Inflexibilidade	-									
Potência Instalada (MW)	84.578		100.328		120.828		153.793		211.446	
UHes	84.578		84.578		84.578		84.578		84.578	
UTEs	0		15.750		36.250		36.250		126.868	
Energia Assegurada Total (MW-médios) - EAT	46.282	59.170	60.192	77.753	78.700	107.483	108.308	159.050	157.591	
Energia Assegurada – UHes (MW-médios)	46.282	46.150	45.606	47.338	45.186	47.238	44.698	47.111	41.803	
Fator de Capacidade	55%	59%	60%	64%	65%	70%	70%	75%	75%	
Geração Hidrelétrica Média Esperada (MW-médios)	46.136	51.048	46.112	52.194	46.166	52.209	46.384	52.189	45.189	
Vertimento Médio Esperado (MW-médios)	10.297	5.147	10.333	3.790	10.266	3.769	9.532	3.758	10.687	
Expectativa de Energia não Suprida (MW-médios)	227	200	223	201	227	207	234	187	210	
Expectativa de Energia não Suprida (EENS/EAT)	0,80%	0,60%	0,60%	0,40%	0,50%	0,30%	0,30%	0,20%	0,20%	

A Figura 1 mostra a evolução da potência instalada total do sistema e a relação entre a potência instalada térmica e hidráulica, destacando a participação térmica no sistema. Essa figura também mostra o comportamento de outro ponto importante de se destacar nestes casos, que é o fator de capacidade do sistema. O fator de capacidade teve um comportamento uniforme em ambos os casos e apresentou uma tendência de crescimento à medida que se aumentou a potência instalada em UTEs do SIN. Esse efeito era esperado por conta da alteração da composição do parque gerador devido à elevada relação entre energia/capacidade das UTEs, mostrando que o aumento da participação térmica na geração de energia do SIN vai indicar a necessidade de um acompanhamento mais preciso com relação à capacidade de atendimento a ponta do sistema.

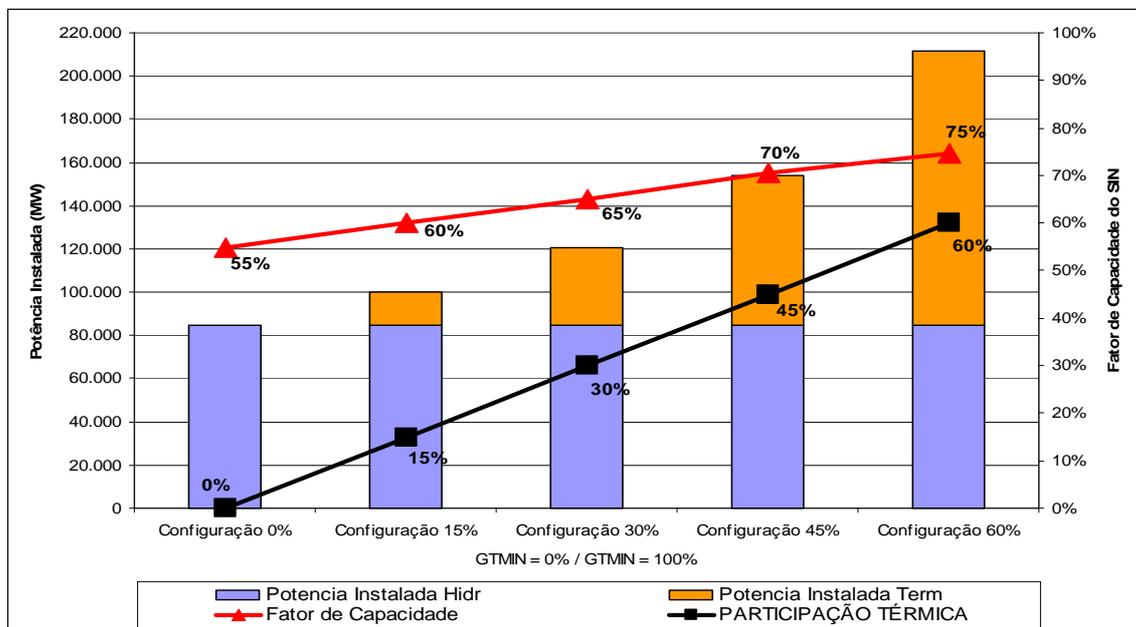


Figura 1 – Evolução da Potência Instalada e do Fator de Capacidade nas 4 Configurações estudadas

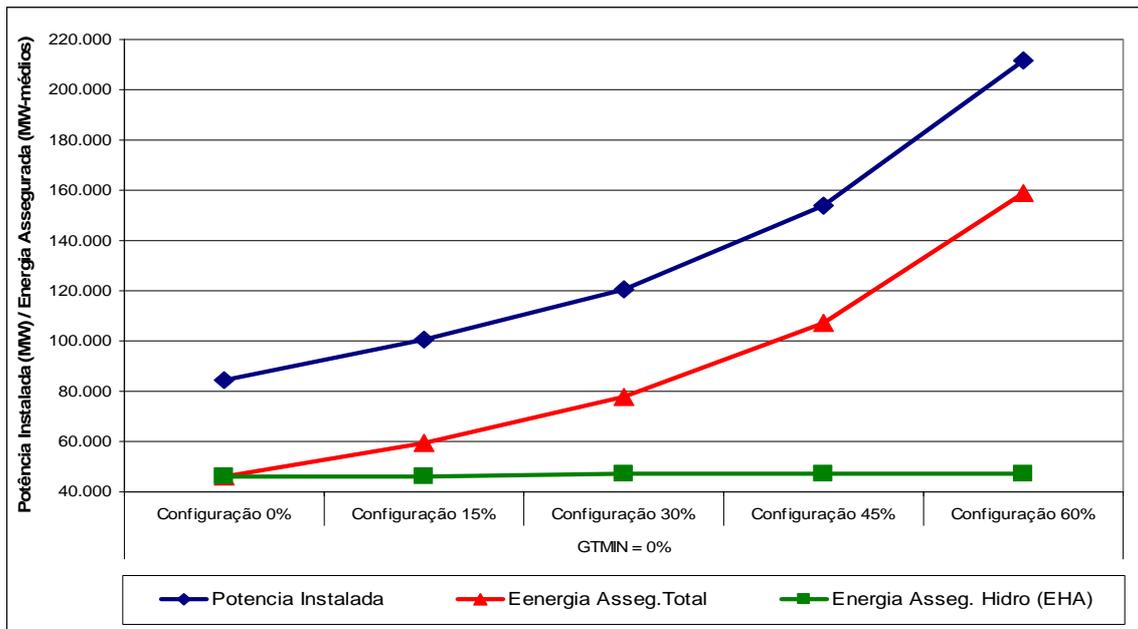


Figura 2 – Evolução da Energia Assegurada com relação à evolução da Potência Instalada nos casos das UTEs com Inflexibilidade Mínima

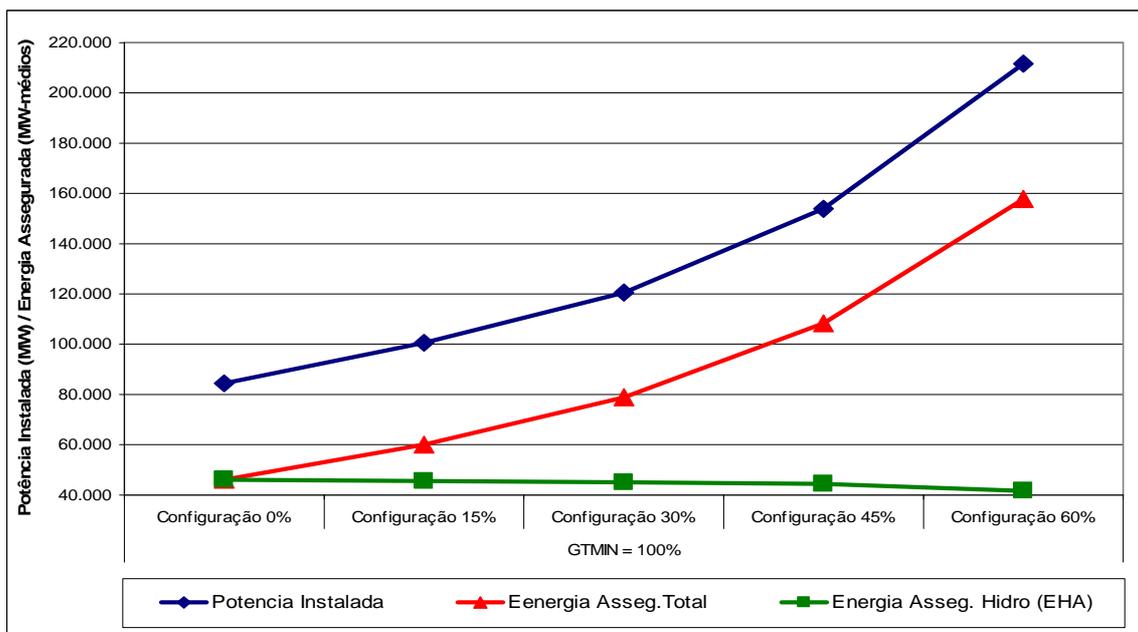


Figura 3 – Evolução da Energia Assegurada com relação à evolução da Potência Instalada nos casos das UTEs com Inflexibilidade Máxima

Os gráficos anteriores (Figuras 2 e 3) mostram a diferença entre as energias asseguradas dos dois casos para todas as configurações. Como era de se esperar, à medida que a potência instalada total do SIN aumenta, sua energia assegurada total também aumenta, porém para os casos de inflexibilidade máxima, a energia assegurada das UHEs tem uma tendência de queda à medida que se aumenta a participação térmica no SIN. Este fato pode ser justificado pela diminuição da geração de energia nas UHEs e pela elevada Energia vertida nestes mesmos casos em relação aos casos de inflexibilidade mínima. Esta energia vertida, nos casos de inflexibilidade máxima, representa cerca de 25% de toda energia assegurada do bloco hidráulico. Também se pode observar um ligeiro pico na energia assegurada hidráulica na configuração 30% para o caso de inflexibilidade mínima podendo indicar que esta é a configuração em que melhor se aproveita o parque hidráulico do SIN.

A comparação dos valores de geração hidráulica média esperada e de vertimento médio esperado estão representadas nos gráficos das Figuras 4 e 5 a seguir.

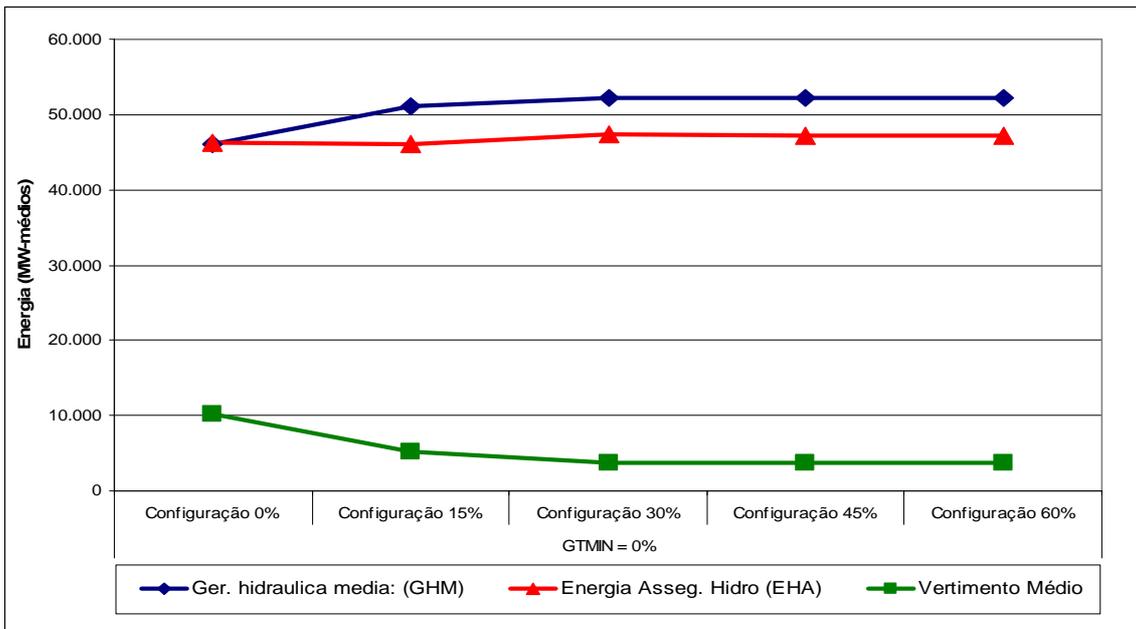


Figura 4 – Evolução da Geração Média e do Vertimento Médio em relação à Energia Assegurada do bloco Hidráulico para o caso com Inflexibilidade Mínima

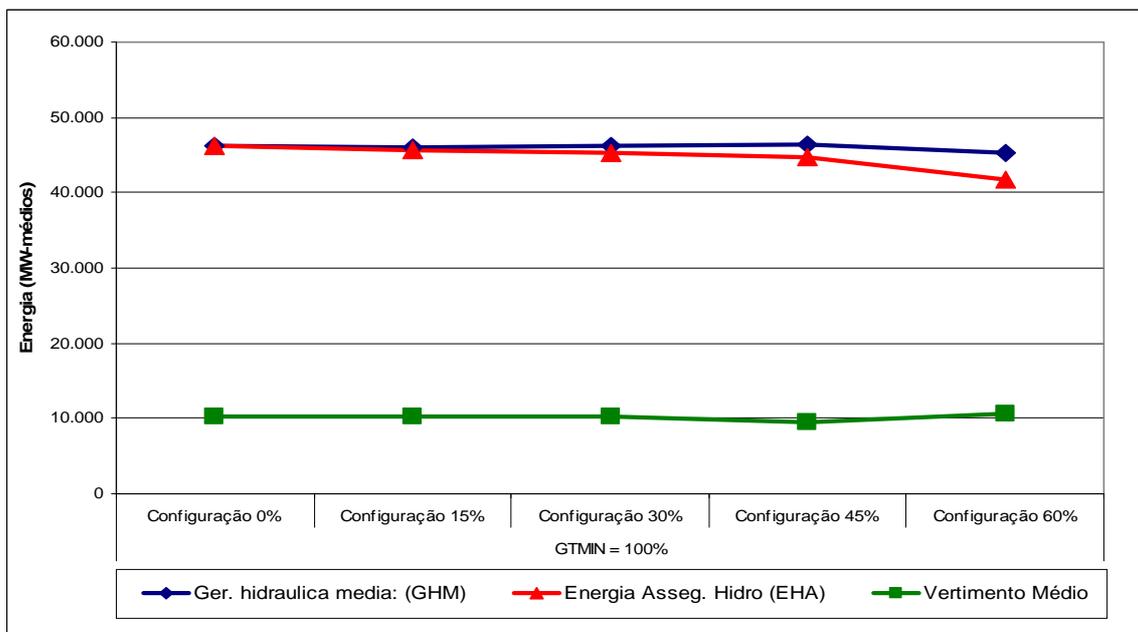


Figura 5 – Evolução da Geração Média e do Vertimento Médio em relação a Energia Assegurada do bloco Hidráulico para o caso com Inflexibilidade Máxima

4.0 - CONCLUSÃO

Conforme mostrado nos casos estudados, o aumento da participação de UTEs no parque gerador do SIN pode otimizar a oferta de energia hidrelétrica, devido à redução do valor esperado de vertimento do sistema, ao aumento do valor esperado de geração hidrelétrica, e à redução da expectativa de energia não suprida inerente à configuração hidrelétrica, para os casos de flexibilidade operativa máxima das UTEs.

Para esses casos de flexibilidade operativa máxima, a otimização da oferta de energia da configuração hidrelétrica cresce até o nível de participação térmica de 30% na capacidade instalada total do sistema, e esse ganho é preservado nos casos posteriores de 45% e 60% de participação térmica. Nos casos de inflexibilidade operativa máxima das UTEs, esse efeito de otimização da configuração hidrelétrica não é verificado, com os valores esperados de geração hidrelétrica e vertimento praticamente inalterados em todos os casos, e além disso, pode-

se verificar até mesmo uma diminuição da energia assegurada hidráulica em todos os casos, devido à ponderação das energias hidráulica e térmica pelos custos marginais de operação do processo de rateio da energia assegurada total.

Assim, considerando que o aumento da participação térmica na capacidade instalada de geração de energia do SIN é um processo inevitável no futuro, após a utilização das fontes de geração hidráulica disponíveis e que puderem ser aproveitadas, devido principalmente aos impactos ambientais e sociais, além das demais fontes alternativas de geração não termelétricas, podemos ponderar que a configuração hidrelétrica poderá ser beneficiada com essa diversificação da matriz energética de geração de energia, caso a participação das usinas termelétricas totalmente flexíveis sejam preponderantes na composição do parque gerador de energia do SIN.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Fortunato, L.A.M., Araripe Neto, T.A., Albuquerque, J.C.R., Pereira, M.V.F., "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", Niterói, Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- (2) CEPEL, Manual de Referência do Modelo NEWAVE.
- (3) Ministério de Minas e Energia, Nota Técnica MME/SPD/05 - Outubro/2004.
- (4) Ministério de Minas e Energia, Portaria 303/2004.
- (5) Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, Resolução 001/2004.
- (6) Empresa de Planejamento Energético – EPE, Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2005-R3, Estudos para Licitação da Expansão da Geração, Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos – Premissas e Procedimentos de Cálculo, Dezembro/2005.