



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/10
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

INFLUÊNCIA DAS VARIAÇÕES CLIMÁTICAS NA ENERGIA ASSEGURADA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

José W. Marangon Lima^(*) **Luciana A. Scianni** **Anderson R. Queiroz** **Luana M.M. Lima** **João Carlos O. Mello**
UNIFEI **MC&E** **MC&E** **MC&E** **Thymos**

RESUMO

Este artigo apresenta a metodologia de trabalho do Projeto Estratégico ANEEL no. 10 e o primeiro teste realizado para avaliação da energia assegurada do SIN utilizando informações de mudanças climáticas do membro controle do modelo Eta. O estudo incorpora modelos chuva-vazão que simulam as principais bacias do país. O objetivo é avaliar, usando um novo “histórico” de vazões, o impacto nos montantes de geração do sistema. Dado que a energia assegurada é o ponto de partida para a comercialização no mercado de energia, se espera com este projeto quantificar os efeitos das mudanças climáticas no parque gerador.

PALAVRAS-CHAVE

Mudanças Climáticas, Otimização do Despacho Hidrotérmico, Energia Assegurada, Energia Renovável

1.0 - INTRODUÇÃO

A energia renovável tem sido um tópico de destaque do setor elétrico ao redor do mundo, pois representa uma opção para a solução parcial dos problemas gerados pela queima de combustível fóssil que provoca o aquecimento global. A geração hidrelétrica é um bom exemplo de geração renovável junto com outras como eólica, solar, biomassa, etc. Todas estas fontes são não controláveis e dependem basicamente das condições climáticas de tal forma que no caso de usinas eólicas, por exemplo, se o vento sopra há geração de energia e se não sopra não há geração. Apesar de ser possível armazenar parte desta energia quando utilizamos reservatórios nas hidrelétricas ou a palha nas termelétricas, estes estoques são normalmente pequenos principalmente por restrições ambientais. No caso das hidrelétricas, para se ter grandes estoques de água é necessário alagar grandes áreas o que tem tido restrições de ambientalistas. O governo brasileiro tem colocado restrições a estes alagamentos fazendo com que as novas hidrelétricas tenham um comportamento de usinas a fio d'água altamente sensíveis às variações das precipitações, ou seja, sem regularização.

Este artigo descreve a fase inicial do projeto de P&D estratégico no. 010/2008 da ANEEL denominado “Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada de aproveitamentos hidrelétricos” no que se refere principalmente ao cálculo da energia assegurada. Apresenta a estrutura utilizada para avaliar o impacto na energia assegurada das usinas hidrelétricas em função das variações no clima advindas do efeito de aquecimento global. Estas variações são representadas pelo deslocamento espacial das chuvas podendo acarretar em maior ou menor precipitação média anual em determinada bacia assim como mudança na sazonalidade podendo intensificar ou suavizar os períodos úmidos e secos. Este trabalho é vital para o planejamento da geração visto que coloca um pouco de luz sobre o comportamento do clima futuro mostrando possíveis alterações sobre o histórico hoje existente para as vazões naturais afluentes. O artigo apresenta a estrutura do projeto na Seção II mostrando o seu caráter multidisciplinar. A Seção III apresenta a metodologia

(*) Endereço Avenida BPS 1303 – Pró-reitora de Extensão - CEP 37.500-000 Itajubá, MG – Brasil
Tel: (+55 35) – 3629-1259 – Fax: (+55 35) 3623-3321 – Email: marangon@projesosm.com.br

empregada para o cálculo da energia assegurada e na Seção IV alguns resultados preliminares oriundos de alguns testes já realizados. A Seção V conclui o trabalho e apresenta o desenvolvimento futuro da pesquisa.

2.0 - ESTRUTURA DO PROJETO

O projeto foi estruturado em segmentos principais desde a previsão do clima até o cálculo da energia. A Hidrologia está no centro, pois ela irá identificar a trajetória da água nas bacias hidrográficas utilizando informações de precipitação e outras variáveis climáticas. O uso do solo e o uso consuntivo da água são também estabelecidos via cenários visto que afetam a disponibilidade de água nas bacias. Os principais segmentos do projeto encontram-se ilustrados na Figura 1.

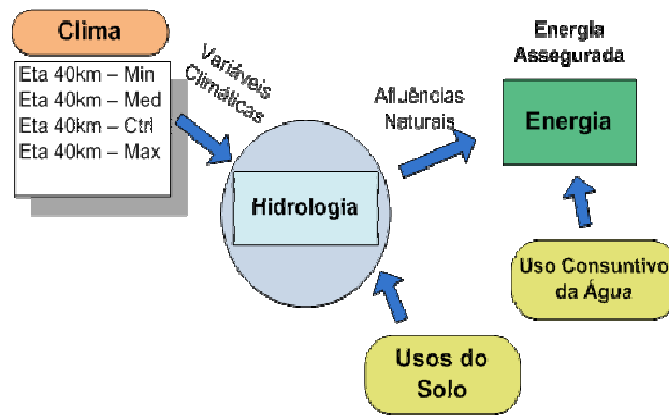


Figura 1 – Principais Segmentos do Projeto

2.1 Clima

O IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) foi estabelecido em 1988 pelo Programa o Ambiental das Nações Unidas e pela Organização Mundial de Meteorologia com o propósito de estudar o conhecimento científico atual das mudanças climáticas e os impactos ambientais e sócio-econômicos. Desde então, o IPCC tem sido uma ferramenta importante para a implementação de políticas como respostas às mudanças climáticas. O quarto relatório da estimativa do clima (AR4) que foi liberado em 2007 sob o título “Mudanças Climáticas 2007” confirma que as mudanças são uma realidade que já estão ocorrendo nos dias de hoje. Neste projeto, entre os vários cenários de emissões de gases de efeito estufa no horizonte de 2000 a 2100, foi escolhido o A1B porque representa uma média de crescimento das emissões futuras de CO₂, ou seja, não muito alto nem muito baixo [1].

Quatro membros do modelo global HadCM3 desenvolvido pelo UK Met Office Hadley Centre - United Kingdom foram construídos a partir de variações sobre o cenário A1B denominadas de alta, média, baixa e controle de temperatura. O modelo matemático global de simulação do clima é hoje a melhor ferramenta para gerar cenários confiáveis do clima. Para avaliar o impacto de mudanças climáticas nas bacias hidrográficas, maiores detalhes não disponíveis nos modelos globais são necessários. O desenvolvimento de técnicas dinâmicas de “downscaling” é necessário como aquelas utilizadas nos modelos regionais de clima RCM (Regional Climate Models) que proporcionam um melhor detalhamento espacial e temporal das variáveis disponíveis nos modelos globais [2]. O modelo regional Eta-CPTEC com 40 km de resolução consegue melhorar significativamente a precisão dos modelos globais cuja resolução é em geral de 400 km. Este modelo é aferido para a região da América do Sul utilizando o período de 1960 a 1990 e depois é feita para este projeto a simulação para os períodos futuros de 2011 a 2040, de 2041 a 2070 e 2071 a 2099 [3-4]. O modelo Eta incorpora a variação climática devido às emissões de CO₂, variação sazonal da vegetação, para 360 dias sincronizados com o calendário do modelo global HadCM3. Os quatro membros do Eta são utilizados neste projeto para gerar os dados de precipitação que representam os dados básicos para definir o comportamento das vazões naturais afluentes aos empreendimentos de geração hidrelétrica.

2.2 Hidrologia

Neste segmento do trabalho, os impactos das mudanças climáticas nas vazões naturais afluentes são simulados fazendo-se concomitantemente uma análise de tendência para as séries hidrológicas de vazões naturais e para as mudanças no uso do solo. O modelo MGB-IPH [5] é usado para fazer os cálculos das funções chuva-vazão para cada bacia hidrográfica do sistema incorporando características específicas do solo em cada região. Este modelo é baseado no modelo LARSIM [6] e o modelo VIC [7-8] com algumas adaptações. O balanço original do solo com a água do modelo LARSIM foi simplificado, mas a vaporização está incluída nesse modelo [9]. O modelo é distribuído no espaço, ou seja, cada bacia hidrográfica é separada em pequenas unidades. Na versão original do modelo de bacias, estas eram divididas em células quadradas com lados de 10 km. No atual modelo a divisão obedece a morfologia geográfica das bacias hidrográficas transformando em pequenas mini-bacias que são interconectadas pelo sistema de drenagem. O modelo é composto pelos algoritmos de balanço hídrico do solo, evaporação e

drenagem superficial, sub-superficial e subterrânea. Cada mini-bacia é decomposta em blocos denominados de unidades de resposta hídrica (URH) que são agrupados para formar as unidades agrupadas de resposta (UGR) [10]. Cada UGR é caracterizada por um conjunto de parâmetros como máxima capacidade de armazenamento aquífero do solo, área de vegetação foliar e outros. O balanço hídrico é calculado para cada URH e as afluições para cada URH são adicionadas e disseminadas na rede de drenagem. O escoamento de cada camada de solo não chega instantaneamente à rede de drenagem, ou seja, existe uma constante de tempo específica no interior de cada mini-bacia [11]. A precipitação, temperatura, umidade relativa, insolação, velocidade do vento e pressão atmosférica de cada célula são calculadas via interpolação a partir dos dados georreferenciados mais próximos.

Outro passo importante é a calibração dos parâmetros hidrológicos que precisam considerar as características físicas e históricas de bacias hidrográficas similares. Além disto, um procedimento manual baseado numa análise de sensibilidade do analista e de um procedimento estatístico automatizado são realizados [13]. Neste trabalho, o modelo MGB-IPH foi calibrado usando dados recentes (de 1960 até hoje).

O conjunto de usinas hidrelétricas escolhidas para compor o parque gerador são as definidas no PDE 2020 que em função das grandes usinas que entram em operação podem representar o parque previsto para 2025 [14]. A Figura 2 mostra as principais bacias existentes no território brasileiro com a representação de alguns aproveitamentos hidrelétricos instalados nas cascatas dessas bacias.



Figura 2 – As Bacias Hidrográficas e Usinas Hidrelétricas - Fonte: ANA

Caso haja mudanças no comportamento das chuvas e das vazões nestas bacias estas são identificadas. Os dados são então comparados com as projeções futuras do clima a fim de verificar se as tendências são coerentes com as projeções feitas. O impacto da demanda de água para a agricultura que pode competir com o uso para geração de energia elétrica é adicionado também ao modelo hidrológico. Além disto, o consumo de áreas urbanas precisa ser previsto a partir da projeção econômica de cada região para completar o modelo. Nesta fase inicial do trabalho, estas variáveis não foram incluídas no modelo.

2.3 Cálculo da energia

O objetivo deste segmento é estimar a energia assegurada das usinas do sistema interligado nacional (SIN). A energia assegurada representa o montante que as usinas hidrelétricas e termelétricas podem ofertar em contratos de venda de energia em negociações no mercado de energia elétrica [15]. Para estimar a energia assegurada, as séries hidrológicas de vazões naturais afluentes, que são as saídas do modelo hidrológico, desempenham um papel fundamental, pois representam o principal “input”, ou seja, são os parâmetros de entrada que mais impactam na definição da energia assegurada do parque hidrotérmico do SIN. A mudança no comportamento destas séries afeta sobremaneira a disponibilidade de energia das centrais hidrelétricas, o que consequentemente afeta a maior parcela do montante de geração do SIN.

As afluições obtidas pelo segmento da hidrologia são utilizadas como “input” no modelo de otimização energética que procura definir os despachos das centrais geradoras de todo SIN. O programa NEWAVE é utilizado para determinar a estratégia para minimizar o custo operacional presente e o valor esperado do custo operacional futuro. Neste trabalho, o NEWAVE é utilizado para determinar a energia disponível (bloco hidráulico e bloco térmico) a um risco de 5% de déficit e consequentemente o montante global de energia assegurada do SIN. A Seção III descreve com mais detalhes o processo de simulação a ser realizado para o cálculo da energia assegurada do SIN.

A Figura 3 apresenta a cadeia do processo de simulação com o NEWAVE utilizando as vazões naturais afluentes provenientes dos modelos Eta 40 e MGB. Note que nesse caso, 16 simulações podem ser feitas para a

determinação da energia assegurada considerando diferentes membros do modelo Eta e diferentes períodos de análise. Nesse artigo, resultados de duas simulações para obtenção da energia assegurada são apresentados. A ideia em cada simulação é desconsiderar o histórico real de vazões naturais afluentes de 1931 – 2012 e considerar os valores gerados para cada período e cada membro como novos históricos de entrada do programa NEWAVE.

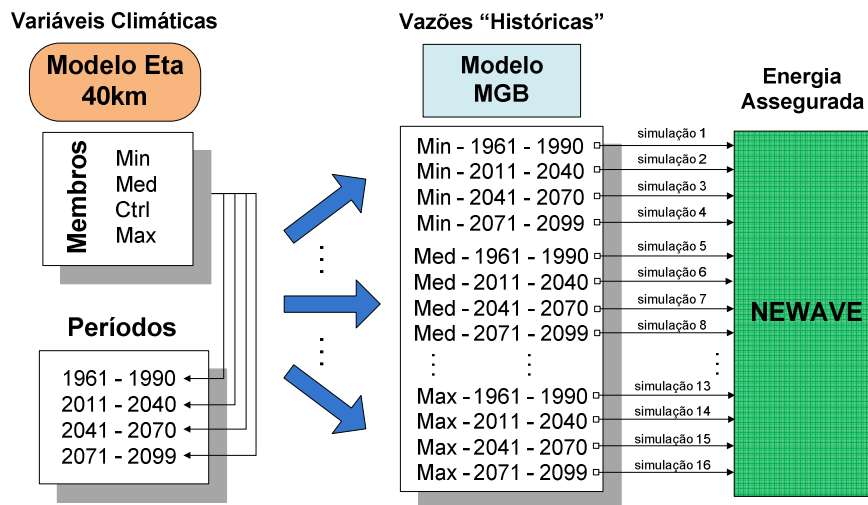


Figura 3 – Processo de Simulação com o NEWAVE Utilizando Séries de Vazões Geradas

3.0 - DESPACHO HIDROTÉRMICO E AVALIAÇÃO DA ENERGIA ASSEGURADA

O objetivo principal em um problema de coordenação hidrotérmica é a definição do despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas buscando minimizar os custos de produção de energia para suprir a demanda do sistema. No SIN, o operador nacional do sistema (ONS) pode decidir gerar energia utilizando a água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Desta forma, evita-se o custo econômico de despachar usinas térmicas, porém assume-se o risco de indisponibilidade de água em períodos futuros. A água disponível para produzir energia elétrica é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios e vazões naturais afluentes futuras nas bacias hidrográficas destes reservatórios. Na maioria das vezes a geração térmica deve ser usada para complementar o montante de energia necessária para atender a demanda do sistema. Contudo, o uso inteligente dos recursos dos sistemas térmico e hidráulico pode reduzir os custos de operação.

A capacidade de geração hidrelétrica disponível em certo período de tempo depende da quantidade de água armazenada no reservatório da usina hidrelétrica. Se esta usina faz parte de um sistema em cascata (existem usinas a montante e/ou jusante no mesmo rio) a quantidade de água armazenada é influenciada pelas decisões operativas o que acopla o problema no espaço. As vazões naturais afluentes são responsáveis por grande parte do fornecimento futuro de água que estará disponível para gerar energia. Estas afluições futuras e sua natureza estocástica complicam o resultado do modelo de despacho hidrotérmico. O problema é dinâmico porque as decisões do presente afetam o futuro, essa característica acopla o problema ao tempo.

Existem múltiplos reservatórios hidráulicos interligados no sistema que devem ser programados em vários períodos de tempo no problema do despacho otimizado. Esta combinação com afluições estocásticas significa que o problema pode ser definido como um problema de otimização estocástica de múltiplos estágios. O objetivo é determinar os montantes ótimos de energia hidráulica e térmica a serem produzidas a cada período de tempo de maneira a minimizar os custos operacionais esperados e satisfazendo as restrições do problema.

3.1 Otimização do despacho hidrotérmico no Brasil

Para fins de cálculo da energia assegurada, estamos interessados em resolver o problema do despacho hidrotérmico de longo prazo, que chamaremos a partir de agora de PDHL. O horizonte definido para o PDHL é de 20 anos com discretização mensal. No Brasil, o PDHL é modelado no programa NEWAVE considerando uma representação agregada dos reservatórios das usinas hidrelétricas, chamado de reservatório equivalente de energia (REQ) [16-17], para reduzir o tamanho do modelo.

A representação de reservatório equivalente (REQ) foi mencionada pela primeira vez por Pierre Mass em meados de 1940. Em [16] é apresentado o primeiro modelo REQ com aplicação ao sistema hidrelétrico de múltiplos reservatórios da Pacific Northwest. A representação por REQ é uma técnica de combinação usada para reduzir o tamanho do modelo de otimização matemática combinando múltiplos reservatórios de uma região específica em um único reservatório agregado. Consequentemente, o uso da REQ reduz o esforço computacional necessário para resolver o problema do despacho hidrotérmico. Este tipo de representação define a geração hidrelétrica total

de um sistema de potência ou até de uma região específica dentro do sistema como variável de decisão do modelo. A ideia principal desta abordagem é lidar com o problema em termos de energia ao invés de água.

O objetivo principal em formular um modelo de despacho hidrotérmico com representação de REQ é o mesmo que o modelo do problema com usinas hidrelétricas individualizadas, ou seja, minimizar os custos operacionais presentes e futuros sujeitos a um conjunto de restrições. A principal diferença é que, no modelo com REQ, lidamos com energia ao invés de água. Afluências futuras aos reservatórios são transformadas em energia para um REQ usando a produtividade da usina ao longo da cascata. Nesse caso, ao invés de uma solução buscando objetivos individuais para as usinas, a solução busca objetivos de geração para cada reservatório agregado durante o horizonte de planejamento.

O parâmetro estocástico do problema com representação de REQ é a energia natural afluente (ENA). A ENA é dividida em parcelas controláveis e fio d'água, sendo que ambas podem ser usados para gerar eletricidade imediatamente, porém somente a parcela controlável pode ser armazenada para produzir energia em períodos futuros. Atualmente, o modelo periódico auto-regressivo (PAR) é utilizado para gerar cenários futuros de ENA para os REQs [18]. O REQ considera perdas de energia no sistema devido à evaporação, desvio de água (i.e., para uso na agricultura) e vertimento de água. O modelo matemático a seguir mostra uma representação genérica do PDHL como um problema de programação linear estocástica de T-estágios com função recursiva.

$$\min_{x_t, \theta_t} c_1 x_1 + E_{b_2|b_1} h_2(x_1, b_2) \quad (1)$$

$$\text{s. t. } A_1 x_1 = B_1 x_0 + b_1: \quad \pi_1 \quad (2)$$

$$x_1 \geq 0 \quad (3)$$

Onde para $t = 2, \dots, T$,

$$h_t(x_{t-1}, b_t) = \min_{x_t, \theta_t} c_t x_t + E_{b_2|b_1} h_2(x_t, b_2) \quad (4)$$

$$\text{s. t. } A_t x_t = B_t x_{t-1} + b_t: \quad \pi_t \quad (5)$$

$$x_t \geq 0 \quad (6)$$

Basicamente, as variáveis de decisão de um dado estágio t são representadas pelo vetor x_t que inclui a geração hidrelétrica, geração térmica, armazenamento de energia no REQ, energia vertida, etc. O parâmetro b_t representa uma realização específica da ENA no estágio t . Uma formulação detalhada do problema pode ser encontrada em [17]. As Equações (1) e (4) representam as funções objetivo dos problemas para o estágio 1 e t respectivamente. O objetivo é minimizar o custo presente somado ao valor esperado do custo futuro. As Equações (2) e (5) representam as restrições estruturais dos modelos que incluem basicamente restrições de balanço de energia e atendimento à demanda. Associadas às restrições estruturais temos as variáveis duais π . As variáveis duais associadas às restrições de atendimento à demanda são consideradas como a base para o custo marginal de operação (CMO) que são os balizadores do preço no mercado de energia no Brasil. As Equações (3) e (6) são limites simples para as variáveis de decisão.

O NEWAVE resolve o modelo geral do PDHL descrito usando o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) desenvolvido por Pereira e Pinto e apresentado em [19]. Ao final do processo de convergência da PDDE, o NEWAVE identifica uma política que especifica as decisões a serem tomadas com as variáveis dos REQs e os despachos das centrais termelétricas para um conjunto de séries de ENA. O NEWAVE também dá informação sobre os CMOs para cada série de ENA simulada. Estas informações são utilizadas na avaliação da energia assegurada.

3.2 Avaliação da energia assegurada

A energia assegurada de cada usina hidrelétrica é entendida como uma fração da energia assegurada global do sistema de geração elétrica. O termo energia assegurada é usado para definir o montante máximo que um gerador pode negociar no mercado em contratos de venda de energia. Neste trabalho estamos interessados em analisar não a energia assegurada de cada usina, mas o montante global do SIN. A ideia é identificar possíveis variações na energia assegurada total dada as diferentes possibilidades de vazões naturais afluentes futuras resultante dos diferentes modelos e cenários que representam as mudanças climáticas. Em 2004 o Ministério de Minas e Energia estabeleceu a metodologia de cálculo da energia assegurada [20]. A energia assegurada é calculada através de simulações estáticas do parque gerador utilizando o programa NEWAVE com quatro subsistemas de energia: Sudeste – SE, Sul – S, Nordeste – NE e Norte – N representando quatro REQs.

As simulações realizadas pelo NEWAVE para avaliar a energia assegurada devem considerar um horizonte de planejamento de 20 anos com discretização mensal. O período dos primeiros 10 anos é representado para estabilizar as condições iniciais dos REQs. Do ano 11 ao 15, a energia assegurada é estabelecida, o que chamamos de período de simulação neste trabalho. São feitas simulações com o NEWAVE variando a demanda de energia dos subsistemas até atingir um critério de parada determinado. O critério de parada utilizado nesse trabalho é o critério de risco de fornecimento, pré-estabelecido em 5%, para o período de simulação [20]. O NEWAVE usa então 2000 séries sintéticas de ENA para definir as decisões operativas de cada estágio que representam os valores atribuídos às variáveis de decisão do problema para cada uma das séries. Essas informações são utilizadas para o cálculo da energia assegurada. Se o critério de risco de fornecimento estiver

acima ou abaixo dos 5% em mais de 0,1%, é necessário ajustar as demandas dos subsistemas e simular novamente o NEWAVE para obter novos resultados. Este processo continua até o critério de parada ser atendido. O fluxograma do processo para obter a energia assegurada é apresentado na Figura 4.

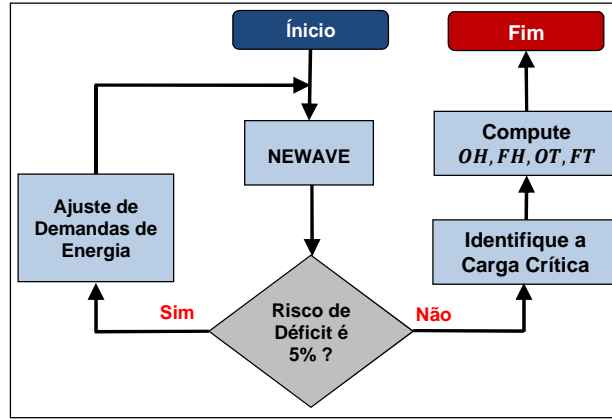


Figura 4 – Fluxograma do Cálculo da Energia Assegurada

Uma vez que o critério de risco de fornecimento é atingido, temos a informação sobre qual o montante de energia que pode ser suprida pelo sistema de geração elétrica durante o período de simulação dada uma tolerância aceitável. A demanda de energia suprida pelo sistema é chamada de carga crítica. Uma parte da carga crítica é atendida por energia produzida por usinas hidrelétricas (oferta hidrelétrica) e a outra parte é fornecida pela energia produzida por usinas termelétricas (geração térmica). Para determinar estas frações, a metodologia utiliza os CMOs para cada serie sintética de ENA. A oferta de energia hidrelétrica é então definida pela Equação (7). Onde I representa um conjunto de subsistemas, CL_i representa a carga crítica obtida para uma oferta de energia de 95% para o subsistema i e FH representa o fator hidráulico calculado usando a Equação (8).

$$OH = \sum_{i \in I} CL_i \cdot FH \quad (7)$$

$$FH = \frac{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{m \in M} gh_{ijsm} \cdot CMO_{ijsm}}{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{m \in M} [gh_{ijsm} + \sum_{n \in N} gt_{ijsm}^n] \cdot CMO_{ijsm}} \quad (8)$$

Onde, J representa um conjunto de anos (11 a 15), S representa o conjunto de séries de ENA (2000), M representa o conjunto de meses de um ano e N representa o número de usinas térmicas no sistema. A variável gh_{ijsk} representa a geração hidrelétrica total para cada REQ, gt_{ijsm}^n representa a geração térmica para cada usina termelétrica, e CMO_{ijsm} representa o custo marginal operacional do subsistema i , no ano j , para a série de ENA s , no mês m . A oferta de geração proveniente de usinas térmicas é definida pela Equação (9). Onde, FT representa o fator térmico calculado usando a Equação (10).

$$OT = \sum_{i \in I} CL_i \cdot FT \quad (9)$$

$$FT = \frac{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{m \in M} CMO_{ijsm} \cdot [\sum_{n \in N} gt_{ijsm}^n]}{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{m \in M} [gh_{ijsm} + \sum_{n \in N} gt_{ijsm}^n] \cdot CMO_{ijsm}} \quad (10)$$

A soma de OH e OT retorna a energia assegurada total do sistema. É importante mencionar que a energia assegurada pode ser definida para cada usina individualmente. Atualmente no Brasil é uma prática usual determinar a energia assegurada do sistema e então definir cada montante individual dividindo o montante global pela fração de energia firme de cada usina em relação ao montante global de energia do sistema. Mas este não é o propósito deste trabalho, o nosso interesse é definir a energia assegurada para todo o SIN usando séries de vazões naturais de afluentes geradas para o futuro, considerando influencia de variáveis climáticas. Dessa forma, com as diferentes séries de vazões é possível avaliar as variações da energia global para cada cenário considerado.

4.0 - ESTUDO DE CASO

A cadeia de tarefas é testada com as séries de vazões naturais afluentes geradas usando variáveis climáticas para dois períodos distintos, são eles: 1961-1990 e 2011-2040. O parque gerador considerado no SIN representa as usinas existentes com a adição de novas usinas que estarão disponíveis até o ano de 2025. Nessa fase inicial do

projeto é importante para validar os diversos modelos e a grande quantidade de dados que são aplicados no cálculo da energia assegurada.

Para a parte do clima, o período de 1961-1990 é escolhido para ajustar o modelo com os dados históricos atuais. Note que no caso das simulações referentes ao período de 1961-1990 não são usadas as vazões históricas desse período, mas sim vazões geradas pelo modelo hidrológico a partir das informações climáticas. O membro controle do HadCM3 associado ao do Eta para a América do Sul é usado para gerar as séries de precipitação para os ambos os períodos, de 1961-1990 e de 2011-2040. Com as variáveis de clima incluindo precipitação, temperatura e velocidade do vento, as vazões naturais afluentes futuras são calculadas usando o modelo MGB-IPH para os mesmos períodos de tempo (1961-1990 e 2011-2040). Conforme mencionado anteriormente, essas séries de vazões são utilizadas no modelo NEWAVE como o novo histórico de vazões para construção das séries de ENA e consequentemente no cálculo da energia assegurada. Simulações estáticas usando o NEWAVE com a configuração hidrotérmica do SIN e o novo “histórico” de vazões (produzidas pelo modelo MGB) são realizadas. Foram considerados quatro subsistemas interligados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). O horizonte definido é de 20 anos e o período de interesse é concentrado na janela do ano 11 ao ano 15. O critério de risco de déficit de 5% no período de simulação é usado como critério de parada. Um procedimento de ajuste simples para a demanda de energia é assumido de maneira a alcançar o critério de parada de risco médio. Para esse artigo, simulações com o NEWAVE foram feitas séries de vazões geradas a partir de variáveis climáticas provenientes do membro controle do modelo Eta para dois períodos (1961-1990 e 2011-2040). A Figura 5 fornece os principais resultados para esse estudo de caso.

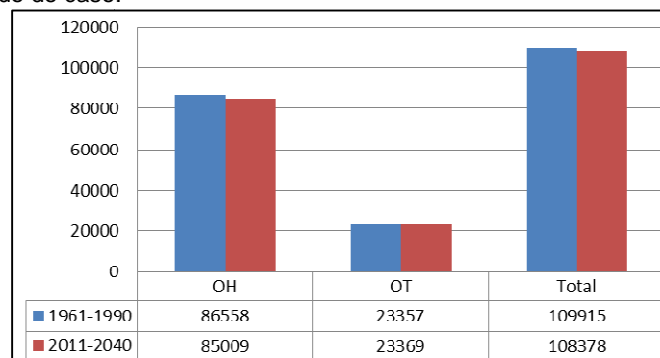
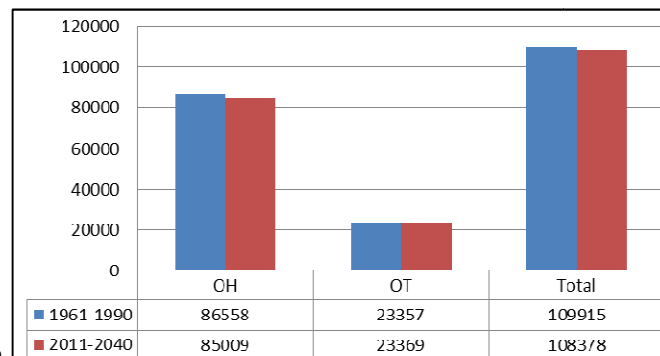


Figura 5 – Resultados da Energia Assegurada [MW médios]



É possível observar na

Figura 5 que o período 2011-2040, que corresponde ao futuro das vazões naturais afluentes, apresenta uma redução de aproximadamente 1500 [MW médios] em relação ao período de 1961-1990. Estes resultados foram obtidos com o membro controle do modelo Eta com 40 km de resolução, para gerar as variáveis climáticas, e o modelo MGB, para gerar as séries de vazões naturais afluentes para os dois períodos considerados nas simulações do NEWAVE.

5.0 - CONCLUSÃO

A avaliação do efeito das mudanças climáticas no montante de geração hidrelétrica disponível é um problema crucial para vários países no mundo, inclusive o Brasil que possui um dos maiores parque hidrelétricos. O Ministro de Minas e Energia está definindo a expansão da geração basicamente em rios localizados na região amazônica. Este artigo mostra alguns resultados preliminares de um projeto de P&D que investiga a geração hidrelétrica futura disponível, considerando não apenas o montante de afluentes que alcançam cada reservatório, mas também a sazonalidade das séries hidráulicas. O objetivo da próxima parte deste projeto será avaliar as mudanças na energia assegurada para diferentes membros do modelo Eta e também para diferentes modelos climáticos globais. Do

mesmo modo, os resultados de saída das variáveis climáticas destes modelos serão utilizados para gerar novas séries de afluições para realizar novas simulações com o NEWAVE.

Devido a restrições ambientais, as novas hidrelétricas que irão entrar no sistema elétrico brasileiro no futuro são basicamente usinas a fio d'água. Mudanças nos padrões das séries de vazões naturais afluentes são muito importantes e afetam diretamente a geração de energia das hidrelétricas, especialmente para as usinas a fio d'água. Estas mudanças nos padrões devem ser consideradas durante o processo de tomada de decisão para construção de novas usinas fio d'água com o intuito de se escolher a melhor alternativa possível para o sistema com relação ao fornecimento de energia.

Atualmente, o modelo PAR gera series sintéticas de ENA para o NEWAVE e assume estacionariedade das séries temporais. Um objeto de pesquisa futuro é usar modelos que possam considerar séries temporais não-estacionárias, e.g. modelo dinâmico linear (MDL) [21], para representar de maneira mais apurada as séries de vazões naturais influenciadas pelos os efeitos das mudanças climáticas. O processo descrito nesse trabalho pode ser aplicado para a maioria das fontes renováveis, especialmente para geração eólica e solar.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à AES-Tietê e Cooperadas pelo apoio financeiro ao projeto P&D estratégico no. 010/2008 da ANEEL denominado "Efeitos de mudanças climáticas no regime hidrológico de bacias hidrográficas e na energia assegurada de aproveitamentos hidrelétricos" cujo gerente é o Engo. Sunny Jonathan. Gostaríamos também de agradecer aos colegas pesquisadores do INPE José A. Marengo, S. C. Chou e Daniel A. Rodriguez, do IPH-UFRGS Walter Collischonn, e da iX Estudos e Projetos Benedito C. da Silva que participam deste projeto no desenvolvimento dos modelos climáticos e hidrológicos.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IPCC, <http://www.ipcc.ch/organization/organization.shtml> acessado em 14 de Fevereiro de 2013.
- [2] AMBRIZZI, T. et al. *Cenários regionalizados de clima no Brasil para o século XXI: Projeções de clima usando três modelos regionais*. Relatório 3. Ministério do Meio Ambiente (MMA), Secretaria de Biodiversidade e Florestas (SBF), Diretoria de Conservação da Biodiversidade (DCBio). Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade - Subprojeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI. Brasília, fevereiro 2007.
- [3] CHOU, S. C., MARENGO, J. A., LYRA, A. A., SUEIRO, G., PESQUERO, J. F., ALVES, L. M., KAY, G., BETTS, R., CHAGAS, D. J., GOMES, J. L., BUSTAMANTE, J. F., and TAVARES, P. Downscaling of South America present climate driven by 4-member HadCM3 runs. *Climate Dynamics*, pages 1-19, 2011.
- [4] MARENGO, J. S. C. CHOU, G. KAY, L. M. ALVES, J. F. PESQUERO, W. R. SOARES, D. C. SANTOS, A. LYRA, G. SUEIRO, R. BETTS, D. J. CHAGAS, J. L. GOMES, J. F. BUSTAMANTE and P. TAVARES (2011), Development of regional future climate change scenarios in South America using the Eta CPTC/HadCM3 climate change projections: Climatology and regional analyses for the Amazon, São Francisco and the Paraná River Basins, *Climate Dynamics*, DOI 10.1007/s00382-011-1155-5
- [5] COLLISCHONN, W., ALLASIA, D., da SILVA, B. C., TUCCI, C. E. M., "The MGB-IPH model for large-scale rainfall-runoff_modelling", *Hydrological Sciences Journal* 52 (5), 878–895, 2007.
- [6] BREMICKER, M. (1998) Construction of a water balance model for the Weser and the Baltic Sea catchment area as Block One atmospheric hydrology model. Ph.D. dissertation, Department of Geosciences, Albert-Ludwigs-University. Freiburg. Germany. (in German).
- [7] LIANG, X., LETTENMAIER, D. P., WOOD, E. F. & BURGESS, S. J. (1994) A simple hydrologically based model of land surface water and energy fluxes for general circulation models. *J. Geophys. Res.* 99(7), 14415–14428.
- [8] NIJSSEN, B., HADDELAND, I. & LETTENMAIER, D. (1997) Point evaluation of a surface hydrology model for BOREAS. *J. Geophys. Res.*, 102(29), 367–378.
- [9] WIGMOSTA, M. S., VAIL, L. W. & LETTENMAIER, D. P. (1994) A distributed hydrology-vegetation model for complex terrain. *Water Resour. Res.* 30(6), 1665–1679.
- [10] KOUWEN, N., SOULIS E. D., PIETRONIRO A., DONALD J. & HARRINGTON R. A. (1993) Grouped response units for distributed hydrologic modeling. *J. Water Resour. Plan. Manage.* 119(3), 289–305.
- [11] COLLISCHONN, W., TUCCI, C.E.M., Simulação hidrológica de grandes bacias. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 6, n. 2, 2001.
- [12] TUCCI, C. E. M., MARENGO, J. A., SILVA DIAS, P. L., COLLISCHONN, W., SILVA, B. C., CLARKE, R. T., CARDOSO, A. O., JUAREZ, R. N., SAMPAIO, G., CHOU, S. C. & TOMASELLA, J. (2005) Previsão de vazões na bacia do Rio São Francisco com base na previsão climática. Relatório técnico ANEEL/OMM/98/00. Porto Alegre: IPH-UFRGS. 385p. 2005.
- [13] YAPO, P. O., GUPTA, H. V. & SOROOSHIAN, S. (1998) Multi-objective global optimisation for hydrologic models. *J. Hydrol.* 203, 83–97.
- [14] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Energia 2020 (PDE 2020), Disponível em www.epe.gov.br, 2012.

- [15] MENDES, D.P., de SANTANA, E.A., "Regulatory and Economic Issues Regarding the Sub-Markets in the Brazilian Electricity Industry" Proceedings of the IEEE Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003.
- [16] ARVANITIDIS, N. V., & ROSING, J., "Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89, 319 - 329, 1970.
- [17] MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., & TCHEOU, M. P., "An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning". In 17th Power Systems Computation Conference. Stockholm, 2011.
- [18] MACEIRA, M.E.P. and DAMAZIO, J.M. Use of the PAR(p) model in the stochastic dual dynamic programming optimization scheme used in the operation planning of the Brazilian hydropower system. Probability in the Engineering and Informational Sciences, 20:143-156, 2006.
- [19] PEREIRA, M.V.F. and PINTO, L.M.V.G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. Mathematical Programming, 52:359 - 375, 1991.
- [20] MME/CCPE-ONS, "Nota Técnica - Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação". Ministério de Minas e Energia (MME). Brasília, outubro de 2004.
- [21] LIMA, L.M.M., POPOVA, E., DAMIEN, P., "Modeling and Forecasting of Brazilian Reservoir Inflows via Dynamic Linear Models" International Journal of Forecasting, In Press.
- [22] WEST, M., HARRISON, J., BAYESIAN Forecasting and Dynamic Models. Springer, 1997.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



José Wanderley Marangon Lima é formado em Engenharia Elétrica pelo IME/RJ (1979) e em Administração de Empresas pela UFRJ/RJ (1980). Tem Mestrado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI/MG (1991) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1994). Realizou o Pós-Doutorado na University of Texas at Austin na área de Pesquisa Operacional entre 2005 e 2006. Foi engenheiro da Eletrobrás entre 1980 e 1993 onde trabalhou em planejamento e operação de sistemas elétricos. É professor titular na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) onde atua desde 1994. É pesquisador 1C do CNPq desde 1995.



Luciana Alvim Scianni é formada em Engenharia Elétrica pela UFMG (1993), com MBA em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral (1998). Foi coordenadora de projetos na SMS Demag LTDA (2000 a 2006) na área de siderurgia. Trabalhou como engenheira master na VALE (2006 a 2008). Foi gerente de inteligência de mercado na Vale Soluções de Energia - VSE (2008 a 2010). Mestranda em Engenharia Elétrica na UNIFEI com dissertação na área de efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica.



Anderson Rodrigo de Queiroz possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, 2005 e 2007 respectivamente, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Possui o título de Ph.D. em Operations Research and Industrial Engineering com ênfase em Otimização Estocástica de Larga Escala e aplicação no problema de despacho hidrotérmico, obtido na Universidade do Texas em Austin (2011). Atua principalmente nos seguintes temas: Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos, Avaliação da Energia Assegurada, Formação de Preços e Tarifas de Energia, Programação Estocástica e Programação Matemática Avançada.



Luana Medeiros Marangon Lima possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, 2005 e 2007 respectivamente. Possui doutorado em Pesquisa Operacional e Engenharia de Produção pela University of Texas at Austin (2011) na área de previsão de afluências aos aproveitamentos hidrelétricos para planejamento da operação incorporando variáveis climáticas. Tem experiência na área de sistemas elétricos de potência, com ênfase em transmissão da energia elétrica, distribuição da energia elétrica e mercado de energia, atuando principalmente nos seguintes temas: tarifas de distribuição e tarifas de transmissão.