



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

BR/GPL/06  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília-DF

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**INCORPORAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO ADOTADA NO MELP NA MODELAGEM INTEGRADA DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**M.L.V.Lisboa<sup>1,2</sup>  
G. S.Masili<sup>3</sup>**

**J.M. Damázio<sup>1,2</sup>**

**C.H.M.Saboia<sup>1</sup>  
G. Hollauer<sup>3</sup>**

**M.E.P.Maceira<sup>1,2</sup>**

**A.C.G.Melo<sup>1,2</sup>  
J.M. Patusco<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

<sup>2</sup> UERJ

Universidade do Estado do Rio de Janeiro

<sup>3</sup> MME

Ministério de Minas e Energia

**RESUMO**

Este trabalho descreve a incorporação da representação do risco hidrológico no modelo MATRIZ de forma análoga à representação adotada no modelo MELP, qual seja, a realização da análise da operação, para cada estágio do horizonte do planejamento, para os cenários de hidrologia média e crítica, de forma simultânea. Os custos operativos são estimados pela operação associada ao cenário de hidrologia média. A análise da operação para o cenário de hidrologia crítica tem por objetivo garantir uma capacidade instalada suficiente para o pleno atendimento à demanda de energia elétrica quanto de produção e transporte de combustível utilizado pelas usinas termelétricas.

**PALAVRAS-CHAVE**

Palavra-Chave: planejamento da expansão de sistemas energéticos, incerteza hidrológica, planejamento integrado, matriz energética.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Preocupações crescentes com segurança energética e com mudanças climáticas globais têm exigido a realização de estudos integrados de planejamento de longo prazo de sistemas energéticos nacionais ou regionais. Estudos integrados têm sido recomendados em substituição aos tradicionais estudos de planejamento setorial em função da crescente interdependência das cadeias energéticas com o desenvolvimento de novas tecnologias para atendimento às diversas demandas de energia. Por exemplo, os carros *flex*, que podem utilizar como combustível tanto a gasolina quanto o etanol, introduzindo o acoplamento da cadeia de produtos da cana à cadeia do petróleo. O uso do etanol, por sua vez, promove a cogeração de energia a bagaço de cana, o que acopla a cadeia de produtos da cana à cadeia da eletricidade. O acoplamento ainda pode ocorrer no estágio de exploração de reservas minerais, como é o caso das reservas de petróleo e gás natural: a extração do primeiro pode resultar em uma produção simultânea de óleo cru e gás natural.

De maneira geral, nesses estudos procura-se definir uma seleção racional das alternativas dos meios de produção, transporte e uso de energia, minimizando, de forma global, os custos de investimento, operação e manutenção. Vários modelos computacionais para o planejamento energético integrado já foram desenvolvidos e encontram-se em uso em diversos países. Esses modelos podem ser classificados em modelos econômico-energéticos, ou modelos *top-down*; e modelos de otimização de sistemas energéticos, ou modelos *bottom-up*. Enquanto que os modelos econômico-energéticos, ou modelos de equilíbrio geral, utilizam conceitos da macroeconomia representando as atividades econômicas agregadas através de relações matemáticas descrevendo o comportamento de agentes nos diversos mercados de bens, serviços e fatores de produção (MERGE [1] e DEMETER [2]), os modelos de otimização de sistemas energéticos utilizam uma abordagem de engenharia de sistemas, com representação de tecnologias de extração, transformação, transporte, distribuição e consumo de energia. (ex: MESSAGE [3] e MARKAL [4]). Existem ainda os modelos chamados híbridos que procuram promover

a interação entre os modelos macroeconômicos e os modelos de otimização energética, por exemplo, modelos MESSAGE-MACRO [5] e MARKAL-MACRO [6].

No Brasil, o modelo MESSAGE, do tipo *bottom-up*, desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica, foi usado em estudos recentes de planejamento de longo prazo realizados pelo Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética. Nesses estudos ficou evidenciada a necessidade do desenvolvimento de um modelo computacional doméstico que permitisse maior flexibilidade para incorporar as características específicas do sistema energético brasileiro, principalmente no que se refere aos acoplamentos das cadeias de produtos da cana e de gás natural à cadeia de eletricidade. A representação desses acoplamentos assume uma importância maior no caso brasileiro por três motivos principais: (i) opção de produção crescente de etanol para atendimento à demanda de transporte; (ii) perspectiva de maior oferta de gás natural com a exploração das reservas do pré-sal; (iii) predominância hidráulica do parque gerador de energia elétrica; que devido à variabilidade hidrológica, exige uma disponibilidade de capacidade de geração térmica (e de produção de insumo energético) para compensar a baixa geração hidráulica em períodos de hidrologia crítica.

O CEPEL vem desenvolvendo um modelo *bottom-up* denominado MATRIZ que permite uma representação detalhada das tecnologias de extração, transformação, transporte, distribuição e consumo de energia das diversas cadeias nacionais [7]. A função objetivo considerada consiste na minimização da soma dos custos de investimentos em novos equipamentos desde a extração até o consumo final, assim como os custos de operação necessários para o pleno atendimento a evoluções exógenas, ao longo do horizonte de estudo, das demandas finais de energia. Podem ainda ser incorporadas ao estudo penalizações por impactos ambientais associados tanto ao investimento quanto à operação. Restrições operativas, de vida útil dos equipamentos, de emissões de gases poluentes, de limites de exploração de reserva primária, dentre outras, são levadas em consideração. O modelo permite ainda a definição de subsistemas energéticos, conectados por tecnologias de transporte, que podem ser unidirecionais (para representação do transporte de gás natural, por exemplo) ou bidirecionais (que são mais adequadas para representação do transporte de energia elétrica). A definição de subsistemas energéticos é particularmente importante para uma adequada representação das cadeias energéticas nacionais, tendo em vista a vasta dimensão geográfica do país e a distribuição espacial de suas reservas naturais e de seus centros de consumo.

Este trabalho descreve a incorporação da representação do risco hidrológico no modelo MATRIZ de forma análoga à representação adotada no modelo MELP [8], qual seja, a realização da análise da operação, para cada estágio do horizonte do planejamento, para dois cenários de hidrologia: média e crítica. Essas análises operativas estendidas às outras cadeias energéticas permitem um planejamento global mais adequado, garantindo os investimentos necessários para o fornecimento de combustível às termelétricas nas duas condições hidrológicas. Esta preocupação se deve a problemas observados no setor elétrico brasileiro em anos recentes relacionados à falta de combustível para operação de termelétricas em períodos de escassez de chuvas.

Períodos de hidrologia crítica não são freqüentes, ocorrem em alguns poucos anos de um longo horizonte de planejamento, e sendo assim, a maior parte do tempo as termelétricas operam com baixo fator de capacidade - condição que é estendida às tecnologias que compõem a cadeia de produção e transporte dos combustíveis que suprem as usinas termelétricas. Esta condição impõe desafios ao planejamento da expansão, pois um baixo fator de capacidade pode inviabilizar o retorno do investimento em certas tecnologias, como a construção de um gasoduto, que exige investimentos elevados. Sua viabilização, contudo, pode ocorrer com a oferta do gás disponível nos períodos de hidrologia favorável para o atendimento de outras demandas, como a de transporte ou calor, se estas forem atendidas através de tecnologias *flexfuel*. Alternativamente, a demanda maior de combustíveis do setor elétrico nos períodos de hidrologia crítica pode ser atendida através de importação de combustível, por exemplo, gás natural liquefeito (GNL). Nesse caso, investimentos menores em terminais de regaseificação são necessários. Essas possibilidades devem ser analisadas de forma integrada, considerando todas as possibilidades de oferta e de transporte de energia, assim como as múltiplas tecnologias existentes de atendimento às diversas demandas energéticas. Ainda, é essencial que os cenários hidrológicos e a variabilidade sazonal de produção de energia sejam considerados conjuntamente para garantir soluções adequadas. Este último aspecto diz respeito não só a produção hidráulica, mas também à produção de energia elétrica através da biomassa e parques eólicos. A formulação proposta é avaliada para um sistema teste que inclui apenas as cadeias de eletricidade e carvão, e para o sistema energético brasileiro, com representação equivalente das tecnologias e derivado com base nos fluxos energéticos e relações de transformação descritos no balanço energético nacional.

## 2.0 - MODELAGEM MATEMÁTICA

A formulação detalhada do modelo MATRIZ encontra-se descrita em [7]. Aqui, a formulação é modificada para incluir a análise da operação para os cenários de hidrologia média e crítica, podendo ser descrita de maneira simplificada pelo seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned}
\text{Min} \quad & c^T x + d^T y_m \\
\text{s.a.} \quad & Ax \leq b \quad (i) \\
& M_1 y_m \leq L_{extr} \quad (ii) \\
& M_2 [y_m \ y_c] = 0 \quad (iii) \\
& M_3 [y_m \ y_c] y \geq D \quad (iv) \\
& Ex + F [y_m \ y_c] \geq h \quad (v) \\
& x \in \mathfrak{R}_+^n, \quad [y_m \ y_c] \in \mathfrak{R}_+^q
\end{aligned}$$

Neste problema o vetor  $x$  contém as opções de expansão nas capacidades das tecnologias, e os vetores  $y_m$  e  $y_c$ , as opções de operação das mesmas, onde o subscrito  $m$  denota as opções associadas ao cenário de hidrologia média e o subscrito  $c$  as opções associadas ao cenário de hidrologia crítica. Os vetores  $c$  e  $d$  representam os custos de investimento e operação, respectivamente.

O conjunto de restrições implementado inclui:

- (i) Limitações de investimento em expansão nas capacidades das tecnologias;
  - Expansão total mínima e máxima em cada período  $k$  (opcional)
  - Expansão total mínima e máxima acumulada até o período  $k$  (opcional)
- (ii) Limites das extrações das reservas;
  - Restrições de extração anual das reservas em cada período  $k$  (opcional)
  - Restrições de extração acumulada até o período  $k$  inclusive (opcional)
  - Extração total limitada ao volume disponível no ano Base (automática)
- (iii) Balanços das formas de energia intermediárias (primárias e secundárias);
- (iv) Balanços de atendimento das demandas;
- (v) Limites operativos acoplados às decisões de expansão
  - Limites mínimo e máximo da operação de cada tecnologia  $i$  associados a sua capacidade disponível, em cada patamar  $l$ , estação  $sz$  e período  $k$  (automático)
  - Limites mínimo e máximo anuais da operação de cada tecnologia  $i$ , modo de operação  $z$ , em cada período  $k$  (opcional)

### 3.0 - SISTEMAS TESTES

#### 3.1 Sistema Teste 01

Para o primeiro teste de análise do impacto da incorporação da análise operativa para o cenário de hidrologia crítica no modelo MATRIZ, simplificou-se o sistema energético brasileiro considerando apenas as cadeias de eletricidade e de carvão, e o parque gerador constituído apenas de usinas hidrelétricas e termelétricas a carvão. A escolha da cadeia do carvão foi feita por ser a mais simples e pelo seu acoplamento à cadeia da eletricidade através das suas usinas termelétricas. Neste trabalho, a cadeia do carvão é constituída por tecnologias de extração (carvão vapor e carvão metalúrgico), importação (carvão vapor e coque) e coqueria, além das termelétricas.

Como a representação individualizada dos projetos de investimentos adotada na formulação do MELP não é utilizada no modelo MATRIZ, as usinas geradoras foram agrupadas por tipo e por subsistema, de acordo com a configuração adotada no PDE 2021[9] e ilustrada na Figura 1(a). A termelétrica do subsistema Sul utiliza carvão nacional enquanto que a do Nordeste utiliza carvão importado. Os dados de potencial, de custos de investimento e de operação das tecnologias de geração utilizados foram baseados naqueles descritos no PNE 2030 [10], isto é, os custos de investimentos e de operação das tecnologias de cada subsistema foram definidos pela média dos custos unitários de investimento e operação da cesta de projetos de cada subsistema, e o potencial para expansão definido pela soma das capacidades desses projetos. Os coeficientes técnicos foram baseados nos dados do BEN 2010 [11]. As projeções de demanda adotadas são aquelas estimadas pelo MME para o estudo, ora em andamento, da projeção da matriz energética brasileira até 2050, mostradas na Figura 1(b).

Por simplicidade, foram adotados para a tecnologia de extração de carvão, projeções de preços de carvão para custos de operação, e valores irrisórios para custos de investimento (neste exemplo, adotou-se valor igual a um).

Foram feitas duas simulações com programa MATRIZ utilizando: (i) a versão que considera apenas cenário de hidrologia média (Caso M) e; (ii) a versão que considera os cenários de hidrologia crítica e média (Caso C+M).

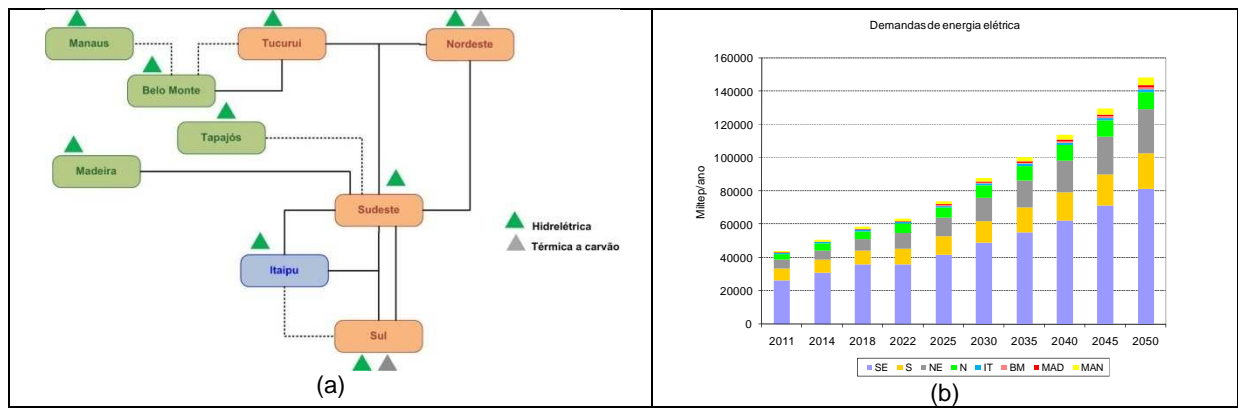


FIGURA1. (a) Diagrama esquemático dos subsistemas elétricos 2011-2050 (b) Demandas de energia elétrica

As expansões do parque gerador determinadas pelas simulações realizadas estão ilustradas nos gráficos da Figura 2, tendo sido consideradas expansões obrigatórias aquelas definidas no PDE 2021. Pode-se verificar que a expansão térmica é maior quando é incluída a análise da operação na condição de hidrologia crítica (caso C+M), cerca de 6000 Miltep/ano ao final do horizonte.

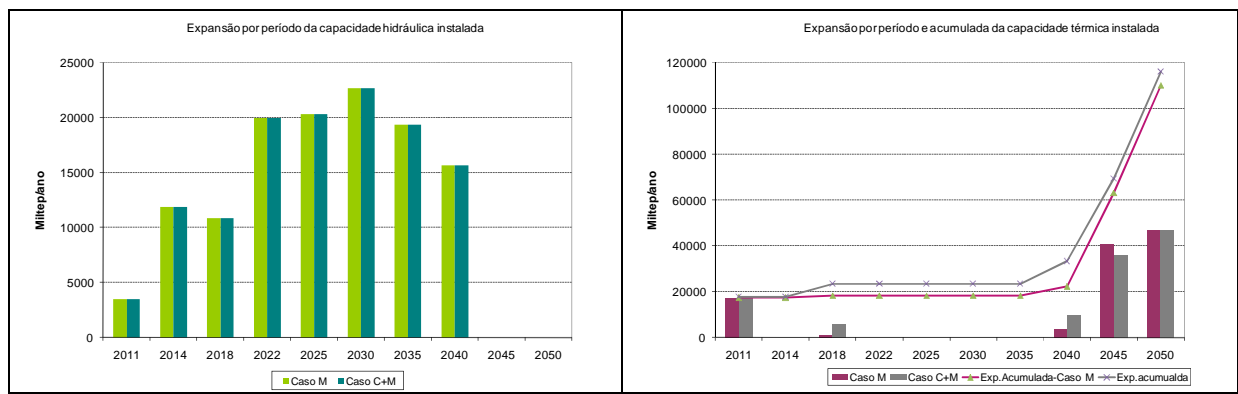


FIGURA2. Expansões do parque gerador hidráulico e térmico

As expansões térmicas adicionais do caso C+M com relação ao caso M podem ser compreendidas comparando os resultados referentes às disponibilidades de geração hidráulica e térmica nas condições de hidrologia média e crítica com a demanda. As disponibilidades de geração são determinadas pelas capacidades instaladas das tecnologias de geração multiplicadas pelos seus correspondentes fatores de capacidade em condição de hidrologia média e crítica. No caso das hidrelétricas, o fator de capacidade adotado na condição de hidrologia média é de 60%, reduzindo para 50% na condição de hidrologia crítica. As termelétricas a carvão nacional e a carvão importado operam de maneira oposta, com fatores de capacidade na condição de hidrologia média iguais a 40% e 20%, respectivamente, que aumentam na condição de hidrologia crítica para 80% e 70%, respectivamente.

Os gráficos da Figura 3 ilustram as disponibilidades de geração hidrotérmica na condição de hidrologia média do Caso M, para os quadrimestres Q1, Q2, Q3 e Q4. A disponibilidade hidráulica quadrimestral é calculada considerando os fatores de sazonalidade, que para este trabalho foram adotados os valores apresentados em [12]. Pode-se verificar que, na condição de hidrologia média, a demanda pode ser atendida em todos os períodos, sendo com folga nula no quarto quadrimestre dos períodos 2018, 2040, 2045 e 2050. Sendo a folga nula, pode-se afirmar que as expansões determinadas pelo MATRIZ nesses períodos são aquelas mínimas necessárias para o pleno atendimento da demanda na condição de hidrologia média. No atendimento à demanda no período crítico, a solução do algoritmo no Caso C+M indicou uma expansão térmica maior. Conforme pode ser verificado na Tabela I, que descreve as disponibilidades de geração no cenário de hidrologia crítica para o caso M (terceiro quadrimestre), quando esta restrição é omitida, a demanda não pode ser plenamente atendida em 2018 (quando há um déficit de 101 miltep), assim como em 2035 e 2040.

Nos períodos de 2022, 2025 e 2030, a folga de geração se deve à expansão de geração hidráulica determinada pelo programa, que embora não sendo necessária para o atendimento à demanda, são justificadas pela redução dos custos operativos obtidos pela substituição parcial da geração térmica das usinas existentes nestes períodos por geração hidráulica.

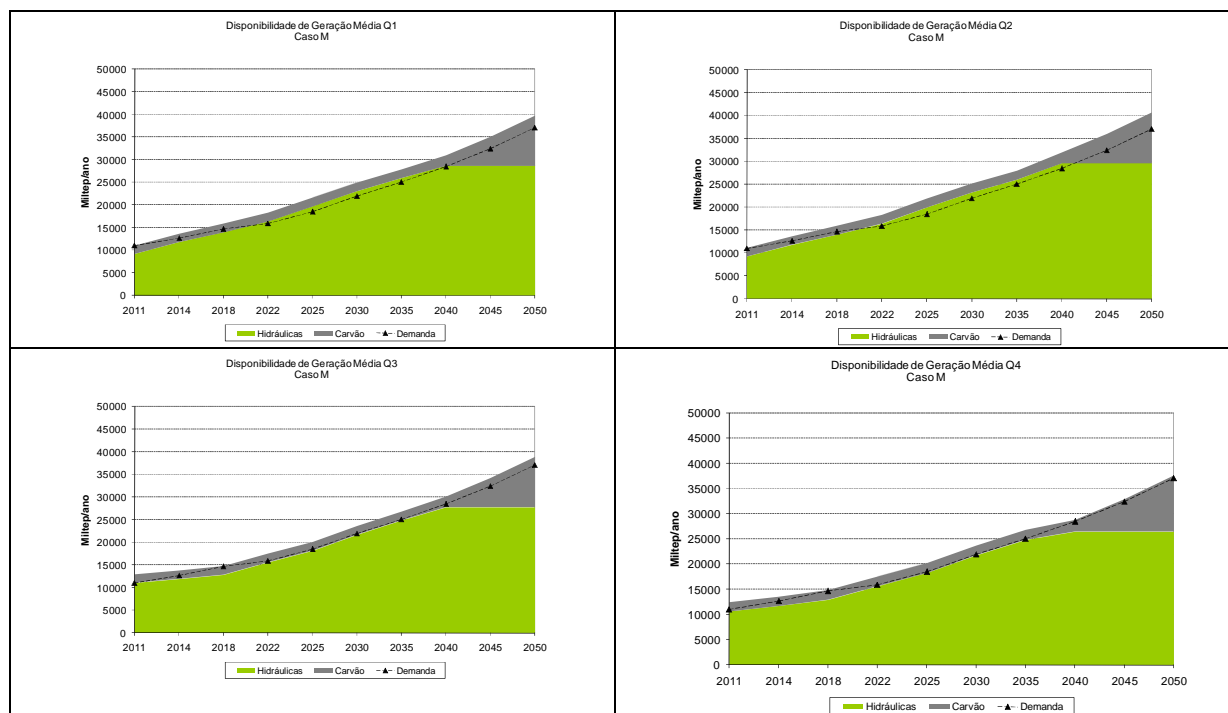


FIGURA3. Disponibilidade de geração na condição de hidrologia média – Caso M

TABELA I. Disponibilidade de geração hidrotérmica (Miltep) na condição de hidrologia crítica para o Caso M ( Q3 )

Caso	Disponibilidade de geração Hidrologia Crítica (Q3)	2011	2014	2018	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050
M	Hídrica	9198	9918	10691	13316	15473	18409	21055	23148	23148	23148
	Térmica	3680	3680	3883	3883	3883	3883	3883	4664	12829	22245
	Total	12878	13598	14575	17199	19356	22292	24939	27812	35977	45393
	Demanda	11004	12712	14676	15881	18460	21971	25108	28482	32471	37106
	Balço	1873	886	-101	1318	896	321	-169	-670	3506	8287

A solução do Caso C+M requer expansões adicionais, com relação ao Caso M, de tecnologias que compõem a cadeia do carvão de forma a garantir o suprimento deste combustível nas duas condições hidrológicas. A Figura 4 mostra as expansões determinadas para a tecnologia de extração de carvão para os Casos M e C+M. A diferença das expansões determinadas para os dois casos evidencia o impacto no planejamento de outras cadeias energéticas ao se considerar a possibilidade de ocorrência de um período hidrológico crítico. Para este sistema teste, a capacidade instalada ao final do horizonte para o Caso C+M é cerca de 30% superior à do Caso M.

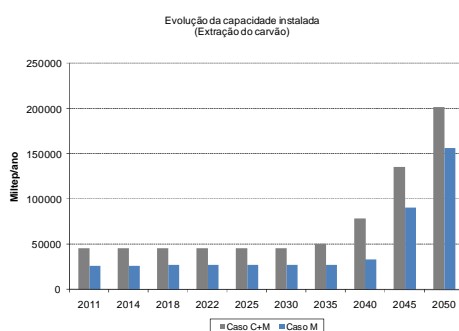


FIGURA4. Expansão da tecnologia de extração

### 3.2 Sistema Teste 02

Este sistema compreende todo o sistema energético brasileiro, o que inclui as cadeias de urânio, petróleo, gás natural e biomassa, além das cadeias de eletricidade e carvão, representadas no sistema teste anterior. Foram definidos dois subsistemas para a cadeia de produtos da cana, um para a região Sudeste e outro para a região Nordeste, e três subsistemas para a cadeia de gás natural: um para a região Sudeste, um para a região Nordeste e um para a região Norte (Manaus). Os subsistemas de gás natural Sudeste e Nordeste estão interligados pelo gasoduto GASENE, e nestes dois subsistemas há possibilidade de importação de GNL. Existe ainda a possibilidade de importação de gás natural da Bolívia pelo subsistema Sudeste via gasoduto. Os diagramas esquemáticos das

Em função da necessidade de garantir o suprimento de insumos energéticos na eventual ocorrência de um período hidrológico crítico, são determinadas, para o Caso C+M, expansões adicionais em algumas tecnologias de outras cadeias energéticas, as quais são mostradas nas Figuras 7(c-e).

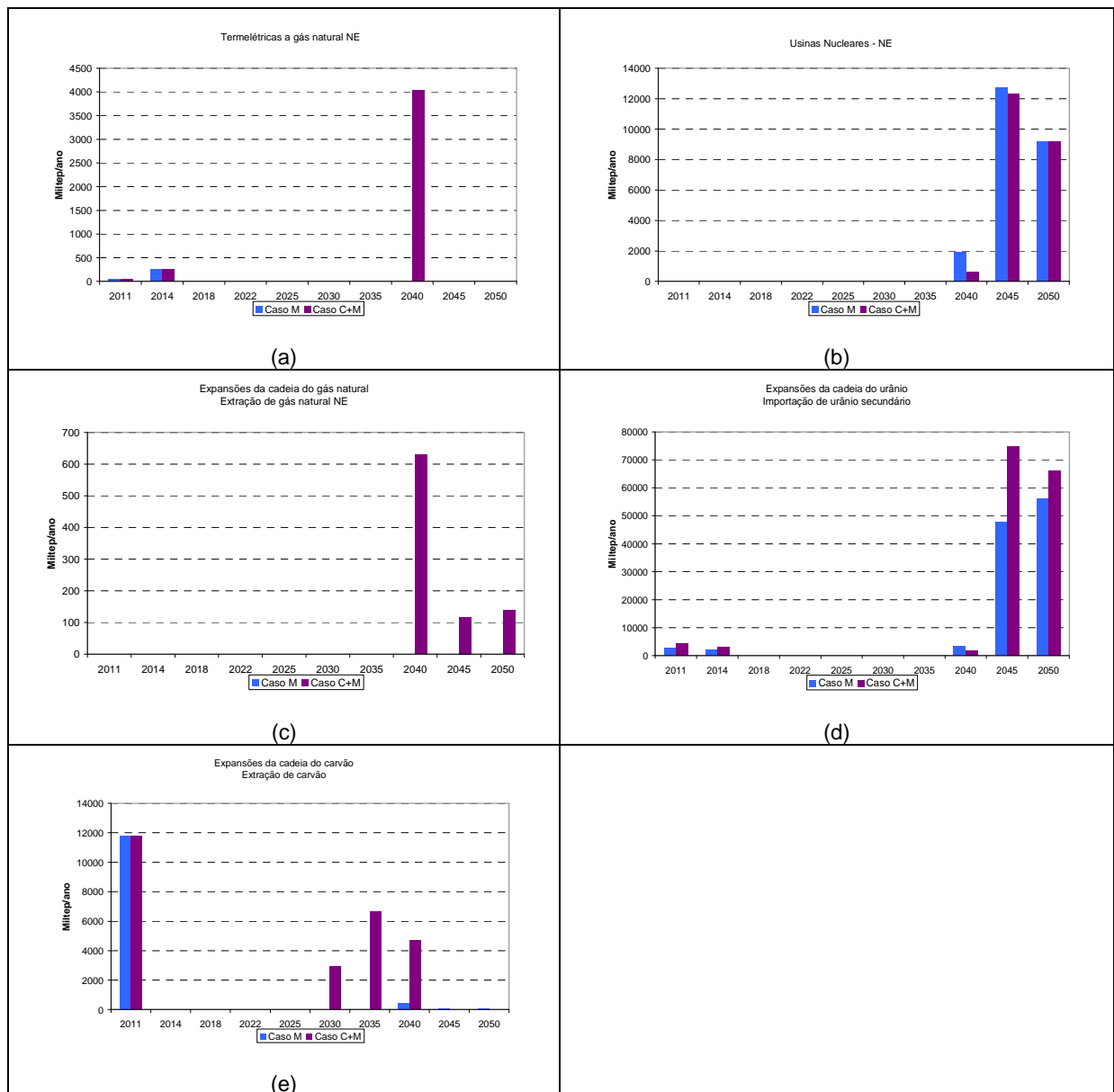


FIGURA 7. Expansões de algumas tecnologias das cadeias energéticas

#### 4.0 - CONCLUSÕES

Preocupações crescentes com segurança energética e com mudanças climáticas globais têm exigido a realização de estudos integrados de planejamento de longo prazo de sistemas energéticos nacionais. Estudos integrados têm sido recomendados em substituição aos tradicionais estudos de planejamento setorial em função da crescente interdependência das cadeias energéticas, em particular das cadeias energéticas brasileiras. Existe aqui uma opção de produção crescente de etanol para atendimento à demanda de transporte assim como uma perspectiva de maior oferta de gás natural com a exploração das reservas do pré-sal. O uso do etanol promove o acoplamento da cadeia de produtos da cana com a de petróleo e eletricidade, enquanto que a exploração do pré-sal acopla a cadeia de petróleo a de gás natural e a de eletricidade.

O sistema elétrico brasileiro possui parque gerador com predominância hidráulica; que devido à variabilidade e hidrológica, exige uma disponibilidade de capacidade de geração térmica (e de produção/importação de combustível/urânio) para compensar a baixa geração hidráulica em períodos de hidrologia crítica. Esta característica do sistema brasileiro não é bem representada nos modelos integrados internacionais como os modelos MESSAGE e MARKAL/TIMES. O CEPEL vem desenvolvendo um modelo, denominado MATRIZ, do tipo *bottom-up*, para que as especificidades do sistema energético brasileiro sejam adequadamente representadas. Este trabalho teve por objetivo descrever a incorporação da representação do risco hidrológico no modelo MATRIZ de forma análoga à representação adotada no modelo MELP, qual seja, a realização da análise da operação, para cada estágio do horizonte do planejamento, para os cenários de hidrologia média e crítica, de forma simultânea. Esta representação, além de determinar a expansão das tecnologias da cadeia da eletricidade de forma mais

adequada, com uma capacidade de geração térmica suficiente para complementar a geração hidráulica em períodos críticos, determina as expansões necessárias nas cadeias referentes aos combustíveis utilizados pelas usinas termelétricas, de forma a garantir o pleno atendimento da demanda do setor elétrico, em qualquer condição de hidrologia.

A nova versão do modelo MATRIZ foi analisada através de simulações com dois sistemas testes. O primeiro sistema incluiu apenas as cadeias de eletricidade e de carvão. Trata-se de um sistema propositalmente simples para evidenciar a melhoria da solução do problema com a incorporação da análise da operação em condição de hidrologia crítica. No segundo sistema teste foram incluídas todas as cadeias energéticas brasileiras de forma equivalente. Em ambos os sistemas, adotou-se a mesma configuração do sistema elétrico utilizada nos últimos estudos de planejamento decenal.

A melhoria dos resultados com a nova formulação do MATRIZ foi avaliada através de comparação dos resultados obtidos com a versão original deste modelo. Assim como no MELP, a inclusão da análise operativa para um cenário de hidrologia crítica resulta em expansões térmicas adicionais, necessárias para garantir um pleno atendimento à demanda de energia elétrica na eventual ocorrência de um período hidrológico crítico. Ressalta-se que a opção térmica será tão mais atrativa quanto maior for sua flexibilidade operativa, de forma a operar em regime de complementaridade com a geração hidráulica.

Embora as expansões adicionais na cadeia de eletricidade não sejam tão expressivas para os sistemas testes analisados, as expansões nas outras cadeias energéticas podem ser consideradas significativas em tecnologias que vão da extração de reservas até o processamento e transporte de combustíveis, além das expansões em tecnologias de importação (por exemplo, expansão em terminais para importação de GNL para termelétricas a gás natural). Estas expansões são decorrentes do acoplamento destas cadeias com a cadeia de eletricidade, que requer uma capacidade de produção de combustível compatível com as necessidades do setor elétrico em cenário de hidrologia crítica.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A.S. Manne, R. Mendelsohn, e R.G. Richels, "MERGE: A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies ", Energy Policy, Vol. 23 (1), pag. 17-34, 1995.
- [2] B.C.C. van der Zwaan, R. Gerlagh, G. Klaassen, L. Schrattenholzer, "Endogeneoustechnological change in climate modeling", Energy Economics, Vol. 24(1), pag. 1-19, 2002.
- [3] S. Messner, M. Strubegger, 1995, "User's Guide for MESSAGE III", WP-95-69, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 1995.
- [4] R. Loulou, G. Goldstein, K. Noble, "Documentation for the MARKAL family of models", IEA, 2004. Disponível em: <http://www.eprc.re.kr/>
- [5] S. Messner, S. e M. Strubegger, "MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively", Energy 25 (3), pag. 267-282, 2000.
- [6] D. L. Hamilton, A.G. Goldstein, J. Lee, et al., "MARKAL-MACRO: An Overview", BNL Report 483777, 1992. Disponível em: <http://www.osti.gov/energycitations/>
- [7] M.L.V.Lisboa,C.H.M.Sabóia, J.M. Damázio, , M.E.P.Maceira, A.C.G Melo, G. Hollauer, G. Masili, J.M.Patusco, "MATRIZ- Modeloparaestudosintegrados de planejamento de longoprazopara o sistemaenergéticobrasileiro", XII SEPOPE, Rio de Janeiro, 2012
- [8] M.L.V Lisboa,, M.E.P.Maceira, A.C.G. Melo, , C.H.M.Sabóia, L.G.B.Marzano, C. Sagastizábal, "Anapproach for long term generation and interconnection expansion planning of hydrothermal systems", 16<sup>th</sup> PSCC, Glasgow, 2008
- [9] EPE/MME,"Plano Decenal de Energia-PDE 2021", Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [10]EPE/MME,"Plano Nacional de Energia – PNE 2030", Disponível em: <http://www.epe.gov.br>
- [11]EPE/MME, "BalançoEnergéticoNacional", Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>
- [12]M.L.V.Lisboa,L.G.B.Marzano,C.H.M.Sabóia, T.C. Justino, M.E.P.Maceira, "Impacto da evolução da matrizelétricanamodelagem da operação de usinastermelétricasemestudos de planejamento da expansão de longoprazo", XXI SNPTEE, Florianópolis, 2011



## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Maria Luiza Viana Lisboa possui graduação pela UNIFEI, mestrado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e doutorado pela Universidade de Canterbury, Nova Zelândia, todos em engenharia elétrica. Iniciou sua carreira na Eletrobrás, na área de planejamento da operação, trabalhou por dois anos como pesquisadora na University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST) e desde 2001 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Também é professora adjunta do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Jorge Machado Damázio é engenheiro civil, mestre e doutor em ciências em engenharia civil pela UFRJ. Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel desde 1979. É também professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Carlos Henrique Medeiros de Sá é engenheiro civil pela UFCE, mestre em ciências e doutorando, ambos em engenharia de sistemas pela UFRJ. Pesquisador do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – Cepel desde 2002.

Maria Elvira Pineiro Maceira é engenheira civil, mestre e doutora em ciências em engenharia civil pela UFRJ. Pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel desde 1985, ocupando atualmente a chefia do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente. É também professora adjunta do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Albert Cordeiro Geber de Melo, engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), mestre e doutor em ciências em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio. Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel desde 1984 é autor de grande acervo de publicações técnicas a nível nacional e internacional, algumas das quais lhe renderam premiações. Participou do desenvolvimento de metodologias e programas computacionais em uso no Brasil e no exterior. No Cepel, foi Coordenador do Programa de Pesquisa em Estudos Econômico-Financeiros, Chefe do Departamento de Sistemas Elétricos, Assistente da Diretoria Geral, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento, ocupando atualmente o cargo de Diretor Geral do Centro. É também professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Gustavo Santos Masilié engenheiro mecânico pela Universidade Estadual de Campinas – Unicamp, mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas - Unicamp, mestre em Análise Econômica pela Universitat Autònoma de Barcelona - UAB e está cursando um MBA em Administração Pública (CIPAD) na FGV. Atualmente exerce o cargo de Analista de Infraestrutura na Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.