



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

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

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

IMPACTO DA EVOLUÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA NA MODELAGEM DA OPERAÇÃO EM ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO

M.L.V.Lisboa^{1,2}

L.G.B.Marzano¹

C.H.M.Saboia¹

T.C. Justino¹

M.E.P.Maceira^{1,2}

¹ CEPEL

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

² UERJ

Universidade do Estado do Rio de Janeiro

RESUMO

Mantida a tendência de se evitar a construção de grandes reservatórios na exploração do potencial hidroelétrico da Amazônia, não será possível mitigar a característica altamente sazonal das afluições dos rios dessa região. Como consequência, a correspondente produção de energia elétrica também apresentará um perfil sazonal semelhante ao das afluições, e nestas condições, a análise da operação em base anual adotada em estudos de planejamento de longo prazo pode se tornar pouco adequada.

Além disso, com a expansão prevista do etanol na matriz energética brasileira, as termelétricas a bagaço de cana de açúcar devem apresentar uma expansão significativa, assim como as usinas eólicas, que têm se mostrado cada vez mais competitivas economicamente e com um potencial expressivo a ser explorado. Estas duas tecnologias também apresentam um comportamento sazonal. A mudança da composição das fontes geradoras do sistema elétrico brasileiro pode alterar o modo de operação das usinas termelétricas, o que requer uma avaliação das premissas atualmente adotadas nos estudos de planejamento de longo prazo.

Neste trabalho será apresentada uma análise compreensiva das condições operativas do parque gerador brasileiro com um número crescente de usinas hidrelétricas com menor capacidade de regularização e uma maior penetração de usinas eólicas e de usinas termelétricas movidas a bagaço de cana de açúcar. Os fatores de participação térmicos adotados no modelo MELP são parâmetros utilizados para definição dos limites de geração média anual de usinas termelétricas nas condições de hidrologia média e crítica. Estes parâmetros são função da configuração do sistema e de dados econômicos como o custo de operação de usinas termelétricas. Será feita uma análise das possíveis alterações dos valores destes fatores ao longo do horizonte de planejamento. Resultados de simulações obtidos com o modelo MELP levando em consideração a característica sazonal da geração serão mostrados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Palavra-Chave: Planejamento da expansão da geração, perfil sazonal de geração, matriz elétrica brasileira.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Brasil é um país com dimensões continentais que possui um parque gerador de eletricidade com predominância hidráulica. Existe ainda um enorme potencial hidrelétrico economicamente viável na região amazônica que deverá ser explorado para atender à demanda crescente do país. Portanto, a predominância hidráulica deverá permanecer nas próximas duas décadas. Porém, devido à variação sazonal e às incertezas associadas às afluições, usinas termelétricas continuarão sendo necessárias para garantir um suprimento de energia confiável e econômico. Projetos de usinas termelétricas a gás natural podem tornar-se atrativos num futuro próximo com a possível queda de preços deste combustível com a exploração das reservas de gás natural do pré-sal. Por outro lado, a perspectiva de uma crescente produção de etanol, tanto para atendimento da demanda interna quanto para exportação, favorece projetos de usinas termelétricas a bagaço de cana. Além destas fontes geradoras, projetos de usinas eólicas estão se mostrando cada vez mais competitivos economicamente e existe no país um enorme

potencial eólico a ser explorado.

Mantida a tendência de se evitar a construção de grandes reservatórios na exploração do potencial hidroelétrico da Amazônia, não será possível mitigar a característica altamente sazonal das afluições dos rios dessa região. Portanto, o perfil de geração será semelhante ao perfil sazonal das afluições aos reservatórios, o que impactará a operação das usinas hidrelétricas das outras regiões do país e das usinas termelétricas. Usinas eólicas e termelétricas a bagaço de cana também apresentam perfil de geração sazonal, e assim, neste cenário de uma maior participação de fontes de geração sazonais na matriz elétrica brasileira, a análise da operação em base anual em estudos de planejamento de longo prazo torna-se pouco adequada.

Um modelo de planejamento da expansão da geração com análise da operação em base sazonal faz-se necessária tanto para determinar a geração adicional requerida pelo sistema elétrico no período de estiagem nos rios da Amazônia, quanto para determinar os reforços de interligação necessários para exportação da energia produzida nesta região no seu período de maiores afluições. A capacidade de operação complementar das usinas a bagaço de cana e usinas eólicas também pode ser melhor avaliada em base sazonal.

O programa MELP [1], desenvolvido pelo Cepel e utilizado em estudos oficiais do Ministério de Minas e Energia-MME e da Empresa de Pesquisa Energética-EPE, adotava uma análise da operação em base anual em sua versão original. Recentemente, a análise em base sazonal foi incluída no modelo [2], definindo-se fatores sazonais de geração que limitam a geração das usinas em cada estação do ano de acordo com seus perfis de geração. Estes fatores são calculados com base nos resultados de simulações do programa NEWAVE [3].

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma análise abrangente das mudanças do modo de operação dos diversos tipos de usinas que compõem o parque gerador brasileiro com a evolução da matriz elétrica, em que haverá uma maior participação de usinas hidrelétricas com menor capacidade de regularização, além de uma maior participação de usinas termelétricas a bagaço de cana e usinas eólicas. Será discutida a relevância dos eventuais impactos destas mudanças de modo operativo nas premissas adotadas no modelo MELP.

2.0 - O MODELO MELP

Trata-se de um modelo de otimização inteira mista que tem por objetivo determinar um cronograma de expansão de usinas geradoras e troncos de interligação capaz de atender a demanda crescente de energia elétrica, de forma econômica e confiável, em um horizonte de longo prazo. O suprimento econômico é obtido pela minimização dos custos de investimento e de operação ao longo do horizonte de planejamento. Os investimentos incluem a construção de usinas geradoras e troncos de interligação. As incertezas hidrológicas são consideradas através de restrições operativas para duas condições hidrológicas definidas como média e crítica. Para a condição de hidrologia média, a geração média anual das usinas está limitada ao seu valor médio anual de geração, e na condição de hidrologia crítica, está limitada ao seu valor de energia firme. Nesta última condição, o valor de energia firme das usinas termelétricas é definido com base no conceito de fator de participação térmico, que é a probabilidade de a usina operar em sua capacidade máxima durante o período crítico. Os fatores podem ser calculados através dos resultados de simulações com o programa NEWAVE para as duas condições de hidrologia [4].

O programa MELP encontra-se em constante desenvolvimento, tendo sido recentemente incorporada a representação do sistema de gás natural [5] e a representação da sazonalidade da geração [2] em sua formulação matemática. No último caso, a análise da operação, que originalmente era feita em base anual, é agora feita em base semestral. Em cada estação, os limites de geração em condição de hidrologia média e crítica são definidos aplicando-se fatores sazonais de geração aos valores de energia média anual e firme. Estes fatores são definidos a partir de perfis típicos de geração que também podem ser calculados a partir de resultados de simulações do programa NEWAVE.

3.0 - ANÁLISE DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA

O programa NEWAVE é a ferramenta computacional utilizada pelo setor elétrico brasileiro em estudos de planejamento da operação energética e estudos de planejamentos decenais da expansão do sistema interligado nacional (SIN). É um modelo de otimização baseado na técnica de programação dinâmica dual estocástica, que minimiza os custos de operação para uma dada configuração do parque gerador hidrotérmico. Neste trabalho ele será utilizado para analisar as possíveis mudanças do modo operativo de usinas hidráulicas e termelétricas com a participação crescente de usinas geradoras com perfil sazonal na matriz elétrica.

As simulações com o programa NEWAVE serão feitas utilizando os arquivos de dados com base naqueles associados ao Plano Decenal de Energia 2019 (PDE 2019) disponíveis no portal da EPE [6]. Para cada ano do horizonte de estudo foram feitas simulações semelhantes àquelas necessárias para o cálculo de energia garantida, ou seja, para cada ano de estudo considerou-se uma configuração estática referente ao seu último mês e simulou-se o programa NEWAVE repetidas vezes, alterando-se em cada simulação os valores de demanda até atingir o critério de convergência de igualdade dos custos marginais de expansão (CME) e operação (CMO), com risco de déficit de energia não superior a 5%. Nestas simulações foram considerados 2000 séries sintéticas de energia natural afluente, limites de intercâmbios abertos, valor de CMO igual a 113,00 R\$/MWh e período de estudo igual a 10 anos.

A análise será feita com base em valores médios mensais e anuais de algumas variáveis como a geração hidráulica e térmica, energia armazenada ao final de mês, vertimentos etc. Estas médias serão calculadas para as condições de hidrologia média e crítica – na primeira, as médias serão calculadas considerando os 2000 cenários de aflúncias, e na condição de hidrologia crítica, as médias serão calculadas considerando apenas as séries em que ocorrem um ou mais períodos críticos. A relevância da consideração ou não destas mudanças de modo de operação em estudos de planejamento de longo prazo será então avaliada através de simulações com o programa MELP.

4.0 - SISTEMA TESTE

A configuração do sistema elétrico utilizada no PDE 2019 considera 9 subsistemas elétricos: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE), Nordeste (NE), Norte (N), Norte-Madeira (MAD), Manaus (MAN), Belo-Monte (BM), Tapajós (TAP) e Itaipu binacional (IT), e os nós fictícios: Ivaiporã (100) e Itacaiunas (200).

Os subsistemas e suas interligações estão ilustrados de forma simplificada na Figura 1-(a) onde as linhas cheias representam as interligações existentes e as linhas pontilhadas as interligações a serem construídas até 2019. Na Figura 1-(b) são mostradas as expansões hidráulicas previstas para cada subsistema ao longo do horizonte.

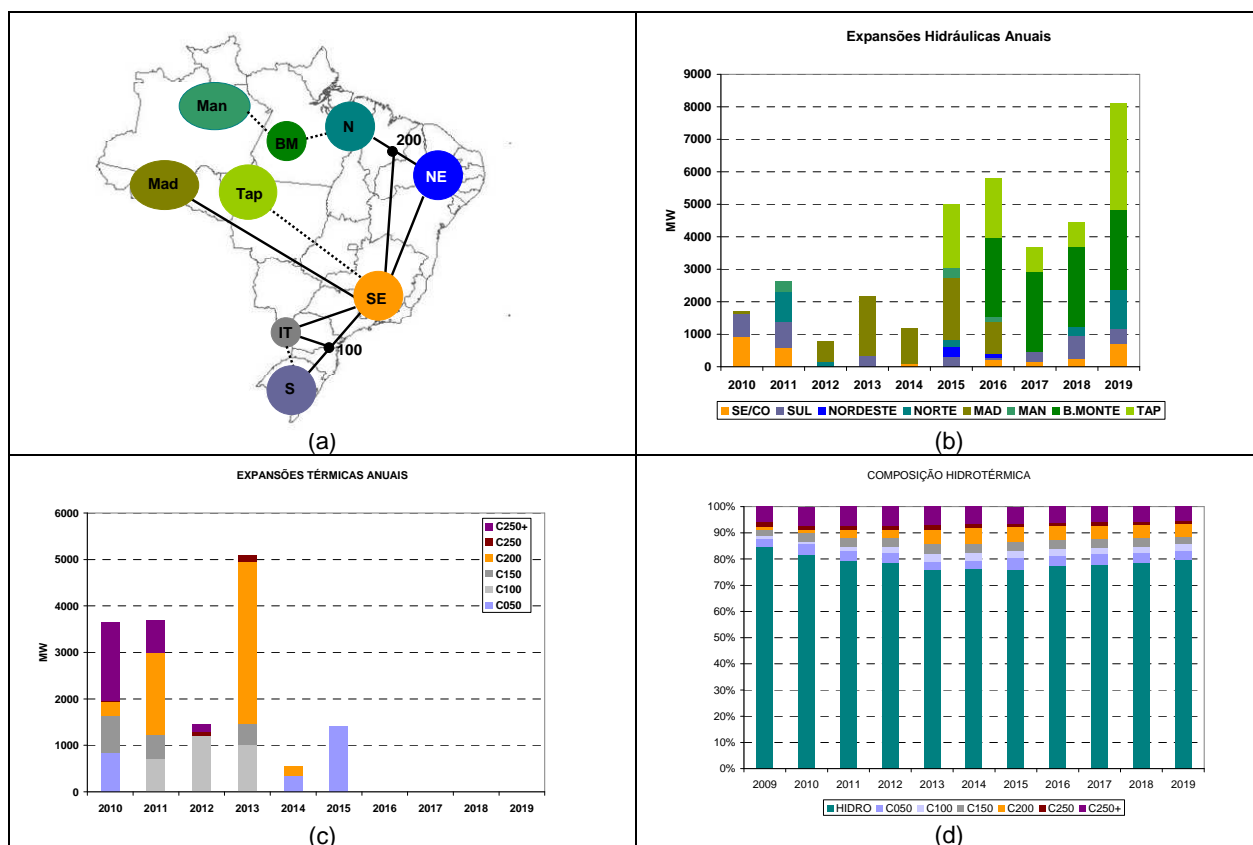


Figura 1. Configuração, expansões hidráulicas e térmicas anuais e composição hidrotérmica do sistema elétrico brasileiro

Por simplicidade, as usinas termelétricas foram agrupadas de acordo com seus custos operacionais em classes com intervalo de 50 R\$/MWh e as expansões anuais previstas para as mesmas são mostradas na Figura 1-(c). A composição da matriz elétrica resultante com as expansões previstas é mostrada, para cada ano do horizonte, na Figura 1-(d). A participação hidráulica, que inicialmente é cerca de 85% (81.128 MW) reduz para 76% em 2013, em decorrência das significativas expansões de usinas termelétricas com custos operacionais mais elevados previstas para os primeiros 4 anos do horizonte. A participação hidráulica, no entanto, volta a crescer até o valor de 80% em 2019, em função das expansões hidráulicas significativas previstas para os subsistemas da região Norte, notadamente no segundo quinquênio do horizonte. Não estão incluídos nestes percentuais as participações das fontes alternativas.

5.0 - DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados das simulações com o programa NEWAVE são aqui analisados através dos valores médios mensais e anuais das principais variáveis do problema. Na Figura 2 são mostrados, para a condição de hidrologia média, os valores médios anuais de geração hidráulica, nível de armazenamento ao final do mês e vertimentos para os diversos subsistemas, e os fatores de participação térmica para cada classe térmica e configuração, os quais são obtidos a partir dos correspondentes valores de geração térmica. As linhas cheias referem-se aos resultados

obtidos com as configurações inicial e final do horizonte, 2009 e 2019 respectivamente, e as linhas pontilhadas referem-se aos resultados obtidos com as configurações dos anos intermediários.

Pode-se observar o crescente aumento de geração hidráulica, principalmente a partir de 2012, com início da entrada em operação das usinas hidrelétricas da região Norte. Nota-se também o crescente aumento dos fatores de participação ao longo do horizonte para as usinas termelétricas de classe térmica com custo operacional inferior a 170 R\$/MWh. Este aumento se deve ao aumento da participação térmica na matriz elétrica e ao critério de garantia de suprimento adotado nas simulações. Visto que a capacidade instalada aumenta ao longo do horizonte, a convergência para cada configuração estática é obtida com valores crescentes de carga crítica. Com valores mais elevados de carga crítica e de participação térmica na matriz elétrica, será demandada uma maior geração das usinas termelétricas mais baratas.

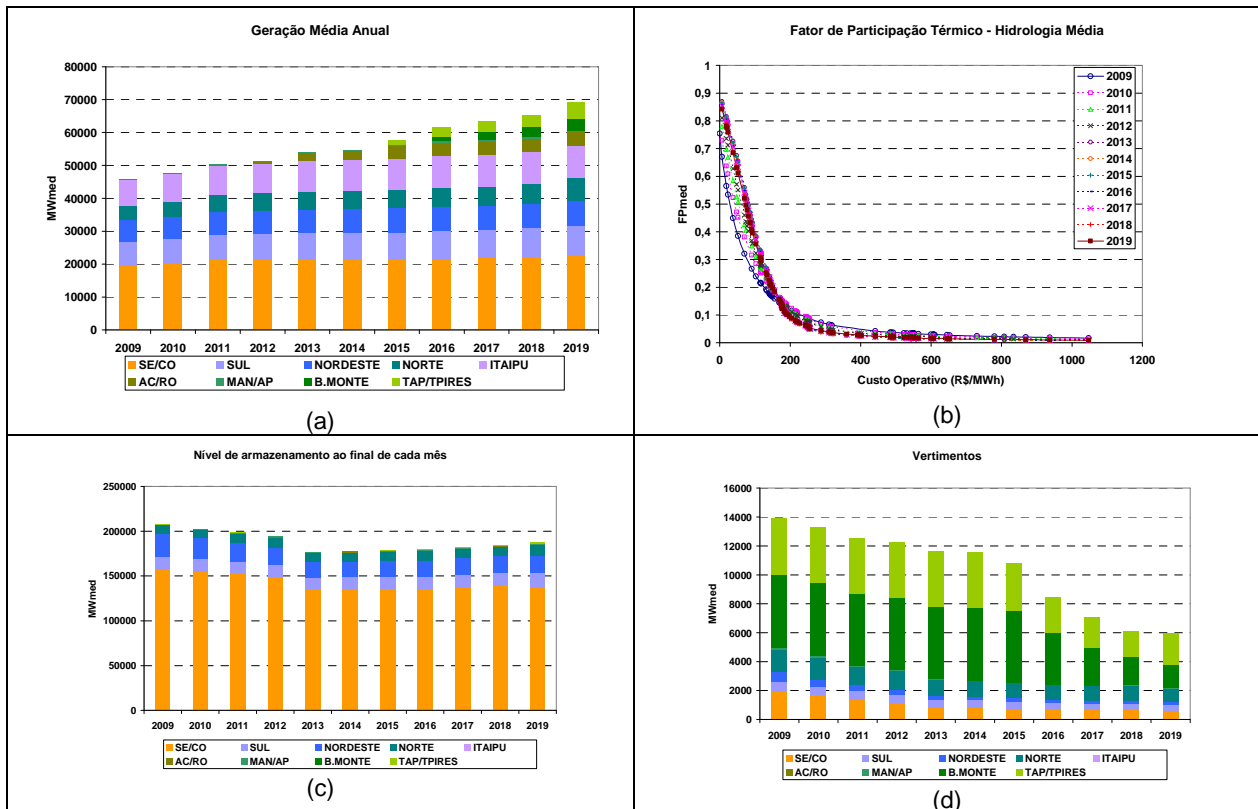


Figura 2. Médias de geração hidráulica, nível de armazenamento, vertimentos dos diversos subsistemas e fatores de participação térmicos -Condição de hidrologia média

De maneira geral, os gráficos das Figuras 2-(c-d) indicam um decréscimo dos níveis de armazenamento e vertimentos em todos os subsistemas. Estes resultados são consequência direta da construção de usinas com reservatórios de dimensões reduzidas na região Norte, onde os rios apresentam aflúências com característica altamente sazonal e distinta das aflúências dos rios das demais regiões do país. Para um melhor entendimento das mudanças verificadas, são mostrados nas Figuras 3. (a-b) os gráficos referentes aos valores médios mensais de geração hidráulica dos subsistemas Sudeste e Madeira. Apesar de a análise se restringir a estes dois subsistemas, as observações a respeito do Madeira são pertinentes aos subsistemas da região Norte, e as conclusões obtidas para o subsistema Sudeste são válidas, em menor escala, para os demais subsistemas do país (não localizados na região Norte).

As aflúências dos rios da Amazônia são significativamente mais elevadas no primeiro semestre do ano, consequentemente, a produção de energia elétrica das usinas desta região também será mais elevada neste período do ano, conforme pode-se verificar no gráfico da Figura 3-(a) referente ao subsistema Madeira. Para acomodar esta oferta de energia e otimizar a operação do sistema elétrico brasileiro, as usinas hidráulicas do Sudeste (e as dos demais subsistemas não localizados na região Norte) que possuem reservatórios com capacidade de armazenamento, irão ajustar seu perfil de geração, passando a gerar mais no segundo semestre.

Esta mudança de operação auxilia o atendimento da demanda neste semestre, quando a oferta de energia proveniente do Norte é reduzida, com consequente redução dos níveis de armazenamento de seus reservatórios (Figura 3-(c)). Assim, no primeiro semestre do ano seguinte, para recuperar o nível de armazenamento de seus reservatórios e permitir a maximização da geração das usinas do Norte, a geração das usinas do Sudeste será reduzida, conforme pode-se verificar no gráfico da Figura 3-(b). Com níveis inferiores de armazenamento em seu período de chuvas, os vertimentos serão consequentemente reduzidos (Figura 3-(d)).

Vale ressaltar que, neste cenário de operação, algumas usinas a fio d'água, como é o caso de Itaipu, passarão a ter um nível de geração mais elevado. Esta variação de geração pode ser observada no gráfico da Figura 4-(a) e na Tabela 1, que descreve os valores médios anuais de geração hidráulica de todos os subsistemas para as condições de hidrologia crítica e média. A geração média anual de Itaipu passa de 7870 MWmed em 2009 para 9782 MWmed em 2019, um acréscimo de aproximadamente 25%.

A Tabela 1 também mostra outra informação relevante, que é não a coincidência dos períodos críticos dos subsistemas Madeira, Belo Monte, Manaus e Tapajós com os dos outros subsistemas situados nas demais regiões do país, os quais definem o período crítico do sistema elétrico brasileiro. Nas séries em que ocorrem os períodos críticos, os subsistemas anteriormente citados geram em média cerca de 760 MWmed a mais do que em média nas 2000 séries de afluentes, o que pode auxiliar na recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios do Sudeste. Isto se reflete no perfil de geração deste subsistemas, que apresentam um nível de geração um pouco mais elevado na primeira metade na condição de hidrologia crítica, conforme pode ser observado no gráfico da Figura 4-(d), referente ao subsistema Madeira (perfis descritos em termos de percentuais da geração média anual).

Nestes gráficos também são mostrados os perfis de geração para a condição de hidrologia crítica. Para o subsistema Sudeste, na configuração de 2009, o perfil de geração na condição de hidrologia crítica difere daquele para a condição de hidrologia média, apresentando um nível de geração quase constante ao longo do ano. Esta diferença de perfis ocorre também para o subsistema Itaipu, que é impactado pelo modo de operação do Sudeste. No entanto, para os demais subsistemas, os perfis para as condições de hidrologia crítica e média são bastante semelhantes, conforme indicam os perfis do subsistema Sul mostrados na Figura 4-(c).

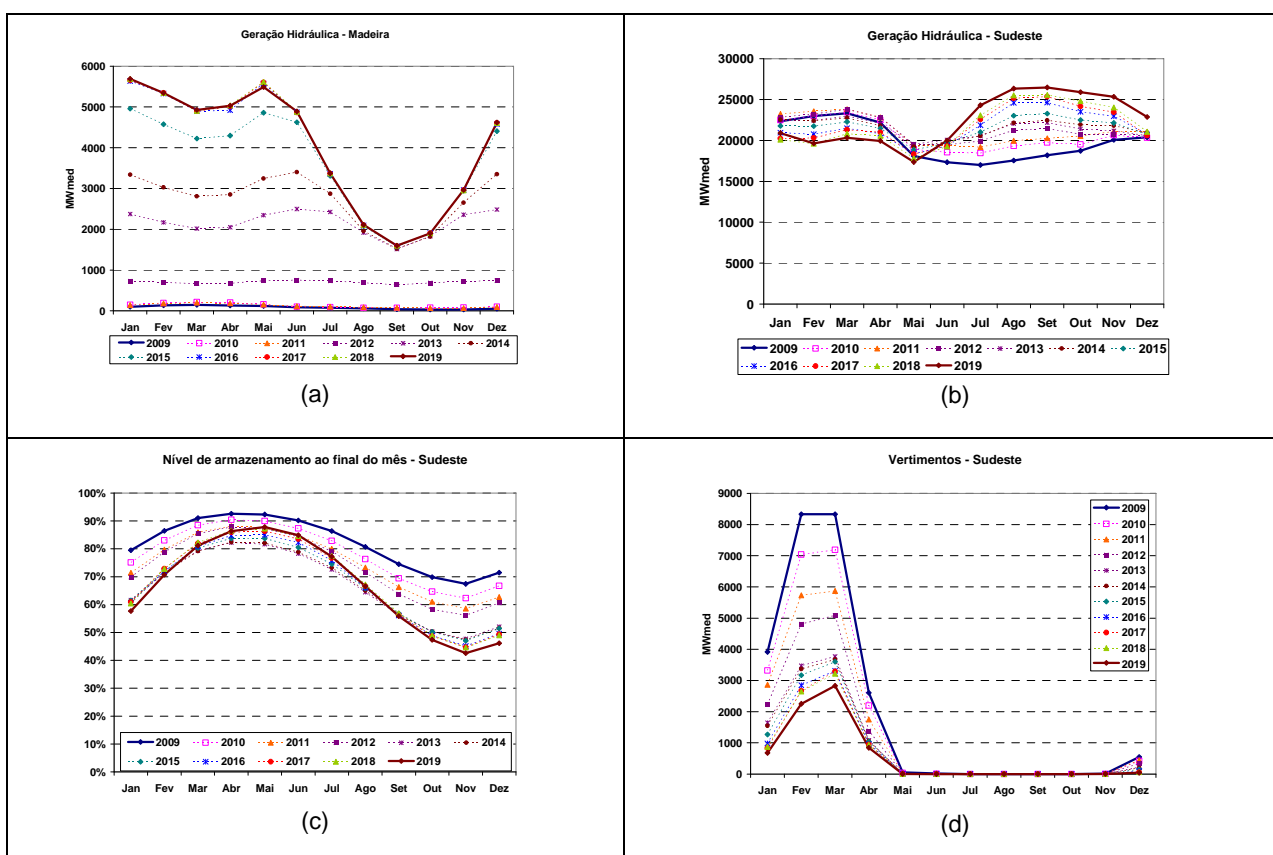


Figura 3. Médias mensais de geração hidráulica, nível de armazenamento, vertimento dos subsistema Sudeste e geração hidráulica do subsistema Madeira

Ao final do horizonte, com a entrada em operação das usinas do Norte, pode-se afirmar que os perfis de todos os subsistemas apresentam uma maior sazonalidade, e que os perfis são semelhantes para ambas as condições de hidrologia crítica e média, inclusive os perfis dos subsistemas Sudeste e Itaipu. Ainda, os perfis de geração dos subsistemas são complementares, o que resulta em um bloco de geração hidráulica com pequenas flutuações ao longo do ano. Como consequência, os perfis de geração das usinas termelétricas apresentam sazonalidade menos acentuadas.

A Figura 5 mostra os fatores de participação térmico de todas as classes térmicas para a condição de hidrologia crítica e para cada configuração considerada. Pode-se observar que, de maneira geral, as usinas termelétricas mais baratas são chamadas a operar igualmente em todas as configurações, e apresentam fatores de participação

elevados. Porém, ao final do horizonte, as usinas termelétricas mais caras operam em sua capacidade máxima menos vezes. Estes resultados são consistentes com o menor déficit de energia e períodos críticos observados na configuração de 2019 e descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Sumário de alguns resultados das simulações para as configurações de 2009 e 2019

Subsistemas	Geração hidráulica anual			
	2009		2019	
	Hidrologia média (MWmed)	Hidrologia crítica (MWmed)	Hidrologia média (MWmed)	Hidrologia crítica (MWmed)
SE	19852	17283	22452	19553
S	6829	5858	9158	8001
NE	6679	6326	7542	6949
N	4453	4447	7181	6629
IT	7870	8061	9782	8675
MAD	85	87	3994	4162
MAN	0	0	525	555
BM	0	0	3411	3778
TAP	0	0	5035	5231
Déficit de energia	14%		10%	
Número de períodos críticos	162		117	
Risco de déficit máximo -SE	1.97%		1.66%	

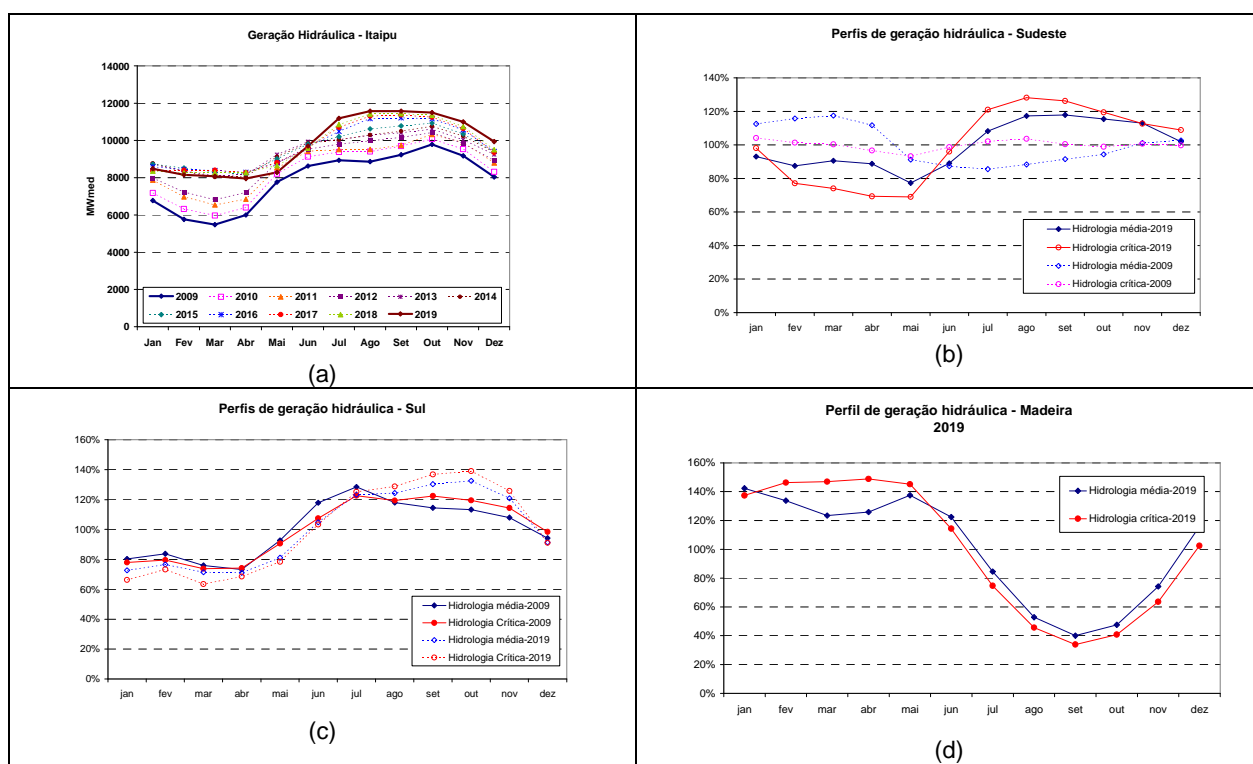


Figura 4. Geração de Itaipu, perfis de geração hidráulica do Sudeste, Sul e Madeira

De uma maneira geral, com base nos resultados com o programa NEWAVE, em um cenário com uma maior participação térmica na matriz elétrica brasileira e uma maior participação no parque gerador hidráulico de usinas com reservatórios de pequena capacidade de armazenamento, pode-se afirmar:

- A oferta significativa de energia elétrica de origem hidráulica com perfil altamente sazonal proveniente dos subsistemas da região Norte resulta em modificações nos níveis de produção e nos perfis sazonais de geração hidráulica dos outros subsistemas.
- Os perfis de geração hidráulica para as condições de hidrologia crítica e média são semelhantes para todos os subsistemas;
- Usinas termelétricas mais baratas apresentam um maior nível de produção de energia elétrica em condição de hidrologia média;
- Usinas termelétricas mais caras apresentam um menor nível de produção de energia elétrica em condição de hidrologia crítica.

A produção de energia elétrica dos subsistemas da região Norte será majoritariamente exportada para os demais subsistemas localizados a grandes distâncias. Sendo esta oferta de energia com perfil sazonal, a análise da operação em modelos de planejamento da expansão da geração de longo prazo em base anual pode tornar-se pouco adequada, principalmente no que concerne ao cálculo dos reforços de interligações necessários para escoar os grandes blocos de energia produzidos nesta região no primeiro semestre do ano. Este aspecto será avaliado na seção seguinte comparando os resultados das simulações com o programa MELP com e sem a representação da

sazonalidade. Nestas simulações serão considerados perfis de geração nas duas condições hidrológicas idênticos, tendo em vista que os mesmos serão bastante semelhantes no horizonte de longo prazo.

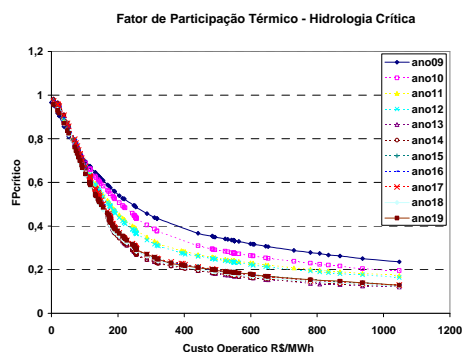


Figura 5. Fatores de participação térmico críticos

6.0 - RESULTADOS DO MELP

As simulações do MELP foram feitas utilizando o sistema teste brasileiro descrito em [4] e adotando um gap de convergência igual a 0,5%. Vale ressaltar que este subsistema teste inclui o nó fictício de Itacaiúnas e apresenta possibilidades de conexões entre subsistemas distintas daquelas do PDE 2019. Por simplicidade, o horizonte de planejamento foi mantido de 2006 a 2030.

As simulações com representação da sazonalidade foram realizadas assumindo dois semestres que se iniciam em janeiro e julho, os quais refletem os períodos de maior e menor produção de energia elétrica pelas usinas hidráulicas da região Norte. Os fatores de sazonalidade semestrais foram definidos pela relação entre a geração média semestral e a geração média anual, utilizando os resultados do NEWAVE referentes à configuração de 2019.

Os principais resultados das simulações com o MELP estão sumarizadas nas Tabelas 2 e 3. Pode-se observar que ao incluir a representação da sazonalidade, a expansão hidráulica até 2030 reduziu cerca de 6694 MW, que é compensada por um acréscimo de expansão térmica de 5000 MW. No primeiro caso, sem sazonalidade, a participação hidráulica resultante em 2030 é cerca de 77%, que reduz para 74% no resultado da simulação em que a sazonalidade é levada em consideração.

Tabela 2. Capacidade instalada em 2030 (MW)

Subsistemas	Sem sazonalidade		Com sazonalidade	
	Capacidade Instalada 2030 (MW)		Capacidade Instalada 2030 (MW)	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
SE	51705	19317	50220	22817
S	22122	13990	22122	14990
NE	13176	14879	13116	15379
N	17172	650	16101	650
IT	14000	0	14000	0
BM	16729	0	15988	0
MAD	7983	0	7935	0
MAN	8162	2035	5036	2035
TAP	17791	0	17628	0
Total	168840	50871	162146	55871
Participação (%)	77%	23%	74%	26%

Esta redução da expansão hidráulica se deve à necessidade de maiores investimentos em interligações para escoar a energia média produzida no primeiro semestre nos subsistemas da região Norte, que é bastante superior à energia média anual. Ao levar em conta estes custos, reduz-se um pouco a competitividade dos projetos de usinas hidráulicas nesta região.

Tabela 3. Expansões de intercâmbios

Sem sazonalidade			Com sazonalidade		
De	Para	Capac. Instalada (MW)	De	Para	Capac. Instalada (MW)
MAD	SE	2000	MAD	SE	1000
TAP	SE	10000	TAP	SE	11500
TAP	ALTAMIRA	1500	x	x	x
SE	ITACAIUNAS	2000	x	x	x
NE	ITACAIUNAS	4000	NE	ITACAIUNAS	2000
BM	N	11000	BM	N	6000
BM	ALTAMIRA	2500	BM	ALTAMIRA	1000
N	ITACAIUNAS	7000	N	ITACAIUNAS	2000
MAD	MAN	1000	MAD	MAN	1000

As expansões de intercâmbios determinadas nos dois casos simulados são descritas na Tabela 3. Mesmo com uma expansão hidráulica inferior nos subsistemas da região Norte no caso em que a sazonalidade é representada, as expansões de intercâmbios é superior, o que é mais consistente com os excedentes de energia a serem exportados no primeiro semestre pelos subsistemas Tapajós, Belo Monte e Madeira.

7.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho teve por objetivo fazer uma análise compreensiva das condições operativas do parque gerador brasileiro em um cenário de matriz elétrica com uma maior participação de termelétricas e com uma maior participação de usinas hidrelétricas com menor capacidade de regularização no parque gerador hidráulico. Para isto foram feitas simulações com o programa NEWAVE utilizando os dados referentes ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Neste plano, a participação térmica na matriz elétrica cresce de 15% para 20%, e a participação das usinas hidrelétricas da região Norte, que inclui as usinas dos subsistemas Norte, Belo Monte, Manaus, Madeira e Tapajós, cresce de 25% para 44% do parque gerador hidráulico. Para este cenário de matriz elétrica, os resultados das simulações realizadas indicaram que:

- A oferta significativa de energia elétrica de origem hidráulica com perfil altamente sazonal proveniente dos subsistemas da região Norte resulta em modificações dos perfis sazonais atuais de geração hidráulica dos subsistemas Sul, Sudeste e Itaipu e em menor escala, o do do subsistema Nordeste;
- O sistema interligado brasileiro opera com níveis menores de armazenamento e de vertimentos;
- A intensidade dos déficits em períodos críticos reduz a custo de uma geração térmica mais intensa;
- Os períodos críticos dos subsistemas da região Norte não são totalmente coincidentes com os da região Sul, Sudeste e Nordeste do país;
- Os perfis de geração hidráulica para as condições de hidrologia crítica e média são semelhantes para todos os subsistemas;
- Usinas termelétricas mais caras apresentam um menor nível de produção de energia elétrica em condição de hidrologia crítica;
- Usinas termelétricas mais baratas apresentam um maior nível de produção de energia elétrica em condição de hidrologia média.

Foram feitas simulações com o programa MELP para avaliar o impacto no cronograma de investimentos ao adotar uma análise da operação em base semestral na modelagem do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo do sistema elétrico brasileiro. Os resultados indicaram que, devido ao perfil sazonal de geração dos projetos de usinas hidráulicas da região Norte, o cronograma de investimentos resultante de uma simulação em que a análise da operação é feita em base semestral difere daquele resultante de uma simulação em base anual, apresentando uma redução de investimentos em projetos hidráulicos e aumento de investimentos em projetos termelétricos e projetos de intercâmbios. Estes resultados são mais consistentes com a necessidade de reforços de interligações necessários para exportar a energia dos subsistemas da região Norte produzidos essencialmente no primeiro semestre do ano, em escala bastante superior aos valores médios anuais considerados em uma análise da operação em base anual.

Verificou-se que os fatores de participação térmicos são influenciados pela composição hidrotérmica do parque gerador, em particular pela participação hidráulica. Um aprimoramento ao modelo é a possibilidade de se considerar fatores de participação térmicos distintos ao longo do horizonte. Evidentemente, a definição a priori de fatores que são função de uma composição hidrotérmica que, a princípio, deseja-se determinar, só poderá ser feita de forma aproximada, assumindo um cenário provável de evolução da matriz elétrica. Uma análise mais detalhada desta questão deve ser objeto de pesquisa futura.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) TERRY, L.A., MELO, A.C.G., LISBOA, M.L.V., MACEIRA, M.E.P., SABOIA, C.H.M., SAGASTIZABAL, C., DAHER, M.J., SALES, P.R.H., "Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System", IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica- SEPOPE, SP-006, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- (2) SABOIA, C.H.M., MARZANO, L.G.B., LISBOA, M.L.V., DAMAZIO, J.M., "An Integrated Mixed-Integer Expansion Planning Model for Natural Gas and Large Hydro-Dominated Power Systems", submetido para o 17th Power System Conference Computation, Estocolmo, Suécia, 2011.
- (3) MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMAZIO, J.M., MELO, A.C.G., "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System", 14th Power Systems Computation Conference - PSCC, Sevilha, Espanha, 2002.
- (4) LISBOA, M.L.V., MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., MARZANO, L.G.B., SABOIA, C.H.M., JUSTINO, T.C., "A Simplified Approach to Estimate The Energy Production of Thermal Plants for Long Term Generation Expansion Planning Studies", VI Congresso Latino-Americano de Geração e Transporte de Energia Elétrica - CLAGTEE, Mar del Plata, Argentina, 2005.
- (5) LISBOA, M.L.V., MARZANO, L.G.B., SABOIA, C.H.M., DAMAZIO J.M., "Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP", XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Belém, Brasil, 2008.
- (6) MME/EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2019", 2010.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Maria Luiza V Lisboa possui graduação pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), mestrado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), doutorado pela Universidade de Canterbury, Nova Zelândia, concluídos em 1982, 1987 e 1996, respectivamente, todos em Engenharia Elétrica. Desde 2001 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são planejamento da expansão energética de sistemas de potência e matriz energética.

Luiz Guilherme B. Marzano possui graduação pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), mestrado e doutorado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), concluídos em 1995, 1998 e 2004, respectivamente, todos em Engenharia Elétrica. Desde 1996 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são confiabilidade, análise financeira e planejamento da expansão e da operação energética de sistemas de potência.

Carlos Henrique M. Sabóia possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Ceará (1999), e mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ (2002), onde atualmente cursa o doutorado. Desde 2002 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são planejamento da expansão energética de sistemas de potência e matriz energética.

Thatiana C. Justino, possui graduação e mestrado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), concluídos em 2005 e 2009, respectivamente, ambos em Engenharia Elétrica. Desde 2006 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são confiabilidade e planejamento da expansão e da operação energética de sistemas de potência.

Maria Elvira P. Maceira, possui graduação, mestrado e doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), concluídos em 1983, 1989, 1994, respectivamente, todos em Engenharia Civil. Desde 1985 trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Suas áreas de atuação são planejamento da expansão e da operação energética de sistemas de potência.