



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

**FGV Management
MBA do Setor Elétrico**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**

**Os Impactos dos Baixos Níveis da Energia
Armazenada nos Reservatórios para o Setor
Elétrico Brasileiro**

Elaborado por: Rafael Hentz

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

**Curitiba
Julho/2014**

Rafael Hentz

Os Impactos dos Baixos Níveis da Energia Armazenada nos Reservatórios para o Setor Elétrico Brasileiro

Avaliação dos níveis de Energia Armazenada por Reservatório do modelo DECOMP no Programa Mensal da Operação de Fevereiro de 2014

Orientadores: Diogo Mac Cord de Faria e Fabiano Coelho

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista do curso de MBA do Setor Elétrico

Curitiba – PR
2014

O Trabalho de Conclusão de Curso “Os Impactos Devidos dos Baixos Níveis da Energia Armazenada nos Reservatórios para o Setor Elétrico Brasileiro - Avaliação dos níveis de Energia Armazenada por Reservatório do modelo DECOMP no Programa Mensal da Operação de Fevereiro de 2014”

elaborado por **Rafael Hentz,**

e aprovado pela Coordenação Acadêmica do MBA do Setor Elétrico, foi aceito como requisito parcial para obtenção do certificado do curso de pós-graduação, nível de especialização, do Programa de Pós-Graduação do Instituto de Administração e Economia da Fundação Getúlio Vargas.

Curitiba, 30 de Agosto de 2014.

Fabiano Simões Coelho
Coordenador

Diogo Mac Cord de Faria
Professor orientador

Termo de Compromisso

O aluno Rafael Hentz, abaixo assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico Programa FGV Management, realizado nas dependências do Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de 01/09/2012 a 01/07/2014, declara que o conteúdo do Trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**Impactos Devidos os Recentes Níveis da Energia Armazenada dos Reservatórios para o Setor Elétrico Brasileiro Avaliação dos níveis de Energia Armazenada por Reservatório do modelo DECOMP no Programa Mensal da Operação de Fevereiro de 2014**” é autêntico, original e de sua autoria.

Curitiba, 30 de Agosto de 2014.

Rafael Hentz

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar as variáveis que influenciam na precificação do preço de curto prazo para o sistema hidrotérmico do Brasil, denominado CMO (Custo Marginal de Operação) e, será também comentado, de maneira breve, a relevância para a formação deste indicador de preço e a correlação entre este e as demais variáveis como Energia Natural Afluente - ENA, Energia Armazenada – EAR, despacho térmico e intercâmbio entre sub-mercados. Ao final, serão feitas simulações de modelos com os softwares Newave e Decomp, avaliação das variáveis no modelo de decisão de curto prazo e no impacto inserção de nova fonte inflexível em algum submercado e seu impacto no submercado Sudeste/Centro Oeste.

Palavras-Chaves: Formação de Preço, Modelos de Otimização, Operação Hidrotérmica;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	7
2. PROPOSTA METODOLÓGICA	10
3. O SETOR ELÉTRICO DO BRASIL – SEB.....	10
3.1 AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO.....	10
3.2 A COMERCIALIZAÇÃO E A OPERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	12
4. OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DO BRASIL.....	14
4.1 O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO E O CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO	14
4.2 O DESPACHO OTIMIZADO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO	16
4.3 Modelo de Despacho de Geração Hidrotérmica - NEWAVE.....	18
4.4 Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo - DECOMP.....	20
4.5 Modelo de Despacho Semanal - DESSEM.....	20
4.6 FERRAMENTA DE APOIO À OTIMIZAÇÃO (2002 a 2013) - CURVA DE AVERSÃO AO RISCO... 21	
5. redução da Capacidade de Regularização do SEB	25
5.1 PERÍODO DE JULHO 2012 A MARÇO 2013	29
5.2 OUTROS AGRAVANTES DO PERÍODO 2012 - 2013.....	33
6. IMPACTOS PERCEBIDOS DEVIDO OS RECENTES NÍVEIS DE EAR.....	34
6.1 IMPACTOS ECONÔMICOS – ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA	35
6.2 IMPACTOS REGULATÓRIOS – RESOLUÇÃO CNPE 03/2013	36
6.3 IMPACTOS na operação e despacho hidrotérmico - car 5.....	39
6.4 IMPACTOS na operação e despacho hidrotérmico – CVAR.....	40
7. AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DO EAR NO MODELO DECOMP	45
7.1 modelo de OTIMIZAÇÃO INDIVIDUALIZADA DE CURTO PRAZO DECOMP	45
7.2 MODELO GEVAZP.....	47
7.3 CASO BASE E AS PREMISSAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES	48
7.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DECOMP PMO FEVEREIRO 2014	51
8. CONCLUSÃO.....	56
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética do Brasil que abastece o setor Elétrico é constituída em sua maioria por fontes hidráulicas na forma de pequenas, médias e grandes centrais hidrelétricas correspondentes a quase 70% e, também, por fontes que utilizam combustíveis fósseis (derivados de petróleo, carvão mineral e gás natural) conhecidas como usinas termoeletricas convencionais. Estas termoeletricas chegam a corresponder a 14% da matriz energética segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o ano de 2013 e atuam na complementação da energia hidroelétrica em épocas de grande estiagem.

O maior emprego por fontes por geração hidráulica é justificado por quatro fatores: a geografia e o relevo característicos do país, o baixo custo associado à produção de energia elétrica, a baixa emissão de gases causadores do efeito estufa e a existência de reservatórios de acumulação, presentes nos quatro subsistemas do país, a saber, Sudeste-Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE), Norte (N) e Sul (S).

Com as interligações elétricas existentes entre estes subsistemas há uma complementação natural na geração de um em relação ao outro através de esquemas de intercâmbios regionais conferindo desta forma flexibilidade operacional das usinas presentes em cascatas/bacias hidrográficas distantes entre si e conectadas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). Usinas hidrelétricas com reservatórios têm capacidade para regularizar as vazões de um mês até vários anos, contudo tem-se presente no SIN usinas a fio d'água que por sua vez têm sua capacidade de regularização limitada a um regime diário ou semanal e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) que atendem a carga conforme a demanda por não possuírem reservatório e devido sua capacidade instalada limitada a 30 MW. Através da figura 1 nota-se a dependência do SIN em relação à energia elétrica despachada por estas usinas, que correspondem a quase 70% da energia total gerada durante os anos de 2012 e 2013 segundo o Balanço Energético Nacional de 2014.

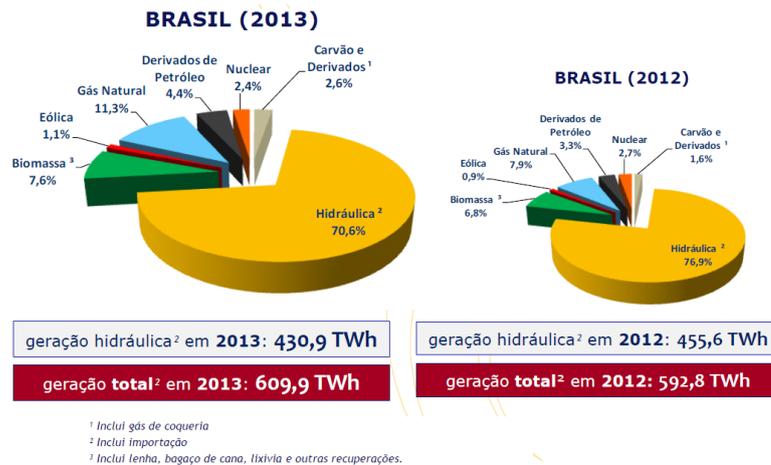


Figura 1: Geração de energia elétrica conforme fonte energética, anos de 2012 e 2013. (Fonte: BEN - EPE 2014).

Os maiores reservatórios encontram-se nas regiões Sudeste e Nordeste e os mesmos foram construídos, em sua maioria, durante os anos de 1960 a 1980 e ao longo das últimas décadas não se observam incentivos para implantação de tais empreendimentos no território nacional. Pelo contrário, do início dos anos 2000 até os atuais leilões de energia sempre se viabilizou a construção de usinas a fio d' água devido o seu baixo impacto ambiental em relação à construção de usinas com reservatórios e, também, com a oportunidade de exploração dos rios da região Norte cujos empreendimentos correspondem a cerca de 50% na expansão da geração hidrelétrica para as próximas décadas. Da mesma forma, nos últimos anos, usinas classificadas como fontes de energia renovável e alternativa, tais quais usinas biomassa, eólicas, PCHs e usinas solares foram fortemente incentivadas pelo governo através de redução de tarifas e entrega de benefícios competitivos. Contudo estas fontes de geração apresentam baixo impacto na regularização energética do SIN, ora por apresentar empreendimentos com pouca capacidade de geração frente à demanda a ser atendida, ora por não ter a complementação comprovada quando dos períodos de estiagem e redução da geração hidrelétrica. Ao avaliar os Leilões de Energia Nova (LEN) realizados após o marco regulatório de 2004, no gráfico 1, constata-se esta “priorização” do crescimento da capacidade de geração frente à capacidade de regularização energética no SIN.

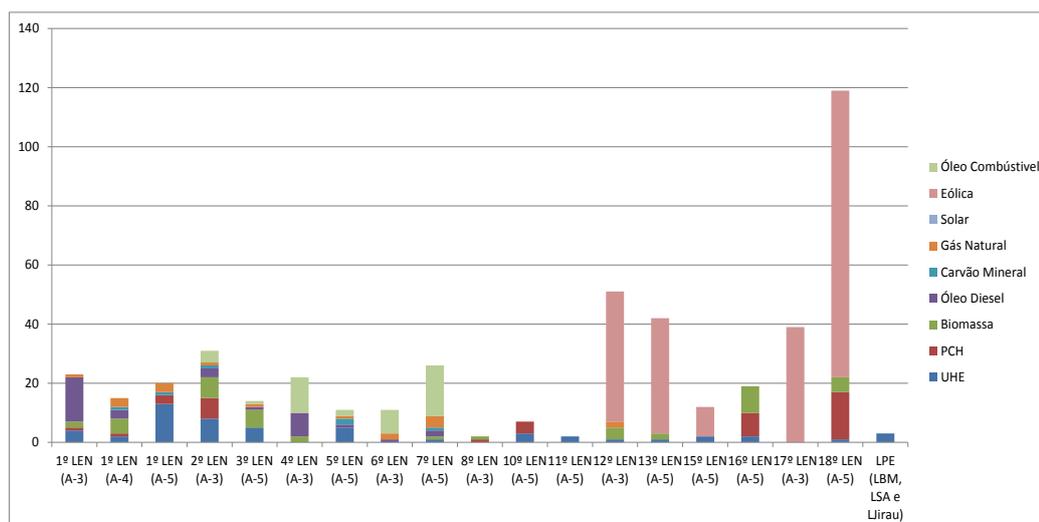


Gráfico 1: Comparativo dos resultados dos Leilões de Energia Nova por fonte (Fonte: Ministério das Minas e Energia - MME).

Associado a isto se tem observado um forte declínio da capacidade de regularização das usinas com reservatórios para o mesmo período. Segundo dados da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – FIRJAN - esta capacidade vem decaindo muito desde 2001, onde estes reservatórios possuíam energia armazenada sob a forma de água capaz de atender toda a demanda do SIN num período de até 6,27 meses sem necessidade de geração complementar das termoeletricas convencionais e, já com os dados de 2012 estes reservatórios contraíram sua capacidade de regularização para 4,91 meses, correspondendo a uma redução de 25% em 11 anos, fato que fica acentuado principalmente ao final do ano de 2012.

A redução na capacidade de regularização dos reservatórios e a necessidade de complementação termoeletrica ao final de 2012 e ao longo do ano de 2013 apresentaram impactos para o Setor Elétrico do Brasil, em consequência para o mercado de energia elétrica, traduzido na precificação dos preços de curto prazo, tornando válido levantar estes e seus agravantes através de um resgate teórico dos modelos adotados pelo setor e mercado de energia elétrica e por um histórico de eventos e variáveis tendo como foco o período de julho de 2012 a abril de 2014 e em especial para o subsistema SE/CO, onde está presente a maior carga demandada do SIN. Utilizando deste levantamento, do histórico supracitado e através das ferramentas adequadas de simulação podem-se avaliar quais seriam as mudanças para o setor se com as medidas adotadas ao longo de 2012 e 2013

2. PROPOSTA METODOLÓGICA

No 3º capítulo será realizada uma explicação do Setor Elétrico do Brasil, os agentes que o compõem, suas funções, responsabilidades e a relação entre si.

O 4º capítulo explica brevemente o planejamento da operação do parque hidrotérmico do Brasil, em especial os modelos computacionais utilizados na otimização do despacho energético e na minimização do custo total da energia.

O 5º capítulo apresenta um histórico da perda da capacidade de regularização nos reservatórios do SIN e o aumento da carga demandada no período de 2000 a 2012 bem como o decaimento dos níveis dos reservatórios ao final de 2012 e início de 2013, tendo o subsistema SE/CO como foco de estudo de forma a simplificar a análise.

No 6º capítulo são comentados os principais eventos que contribuíram para as mudanças adotadas pelo Setor Elétrico na forma do planejamento da operação, bem como os impactos causados na regularização do setor e no mercado de energia elétrica.

No 7º capítulo será demonstrado, através do resultado de simulações com o modelo computacional de otimização de curto prazo DECOMP, de qual seria a contribuição ou impacto da aplicação das vazões ocorridas no decorrer do mês de fevereiro de 2014 na evolução da Energia Armazenada dos Reservatórios e os Custos Marginais de Operação por subsistemas.

3. O SETOR ELÉTRICO DO BRASIL – SEB

3.1 AGENTES E INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO

Em 2004 foi implantado o atual modelo do setor elétrico do Brasil o qual levou a criação de novas instituições e alterou as funções de instituições existentes, segue a estrutura atual:

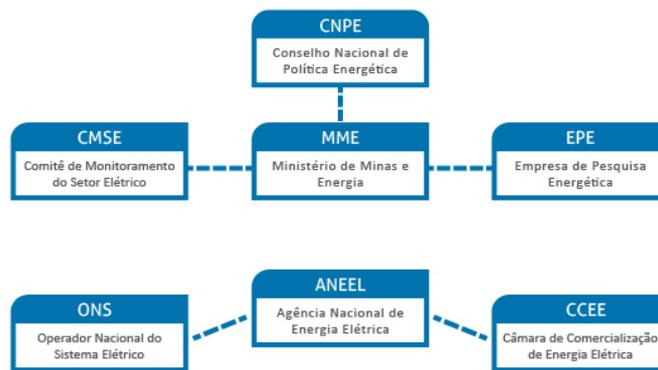


Figura 3: Estrutura do setor elétrico do Brasil com as principais instituições envolvidas (Fonte: CCEE).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: tem atribuição de regular e fiscalizar os serviços prestados pelos agentes de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica do Brasil. O CMSE é composto por representantes das principais instituições do Setor Elétrico mais um representante da Agência Nacional do Petróleo – ANP. É coordenado diretamente pelo MME.

CNPE- Conselho Nacional de Política Energética: é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que asseguram o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: instituição vinculada ao MME cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético traduzidos pelos Planos Decenais de Expansão.

MME – Ministério das Minas e Energia: é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem

a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE.

ONS – Operador Nacional do Sistema: é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Seus objetivos principais são o atendimento dos requisitos de carga, a minimização de custos da energia despachada e expressas no Custo Marginal de Operação e a garantia de confiabilidade do SIN.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: liquida e contabiliza as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando mensalmente as diferenças entre os montantes de energia contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado. Registra os contratos firmados entre compradores e vendedores, além de medir os montantes físicos de energia movimentados pelos agentes. Também determina os débitos e créditos desses agentes com base nas diferenças apuradas, realizando a liquidação financeira das operações. Para valorar tais diferenças, a instituição calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Os agentes do Setor Elétrico são todas as empresas estatais, privadas, de economia mista ou sociedades de propósito específicas, detentoras de contratos de concessão com a União sejam para geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. São também consideradas agentes do setor as empresas comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, as quais não são responsáveis por concessão entregue, porém participam do mercado de energia elétrica. Tais agentes possuem associações que os representam junto às instituições do setor elétrico.

3.2 A COMERCIALIZAÇÃO E A OPERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente o mercado de energia elétrica no Brasil é constituído por dois ambientes de contratação, são estes: o Ambiente de Contratação Regulado – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A tabela 1 comenta quais as principais diferenças entre estes ambientes e a participação dos agentes do setor elétrico em cada um.

Tabela 1: Principais diferenças ACR x ACL

(Fonte: CCEE)

Características/Ambientes	ACL	ACR
<i>Participantes do Ambiente</i>	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente – (Leilão Ajuste)
<i>Contratação de Energia</i>	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
<i>Forma de Contratação da Energia</i>	Acordo livremente estabelecido entre as partes. Contratos bilaterais.	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
<i>Preço da Energia no Longo Prazo</i>	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Conforme a tabela 1 a CCEE é a responsável direta nas negociações de contratos de energia feitos em longo prazo, esta instituição também celebra e registra a contabilização e comercialização de energia no curto prazo, tendo o preço desta valorado pela diferença liquidada dos montantes de energia contratados e consumidos, denominado Preço da Liquidação das Diferenças, ou PLD. Este preço é um *proxy*¹ do Custo Marginal de Operação (CMO) calculado no horizonte de curto prazo, pois seu cálculo utiliza das mesmas ferramentas computacionais do ONS para estipular o custo marginal de operação semanal. A principal diferença entre estes é que o cálculo do PLD não considera os limites de transmissão interna de cada subsistema e as unidades de produção que se encontra em teste. O PLD também possui valores piso e teto, sendo que o valor teto estipulado pela CCEE é de R\$ 822,73 /MW.h, o que não se aplica para o CMO, que segundo Pires (2003)

¹ Valor matemático muito próximo

possui como limite inferior o custo de operação das usinas hidrelétricas e como valor teto o custo de *déficit* de energia.

4. OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DO BRASIL

4.1 O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO E O CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Conforme Silva (2012) a característica mais pertinente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termoeletricas é a possibilidade da utilização de energia “grátis” armazenada nos reservatórios, para atender a carga demandada evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto a disponibilidade de energia hidroelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios e suas vazões de afluência, ou melhor, sua Energia Armazenada Máxima (EAR) e sua Energia Natural Afluente (ENA) respectivamente. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de turbinar ou não a energia armazenada no tempo presente e os custos operativos no futuro com possibilidade de baixos ou altos níveis de EAR deixados nestes reservatórios, se tornando um problema acoplado no tempo. A figura 3 traduz o problema da decisão de despacho para um sistema hidrotérmico:

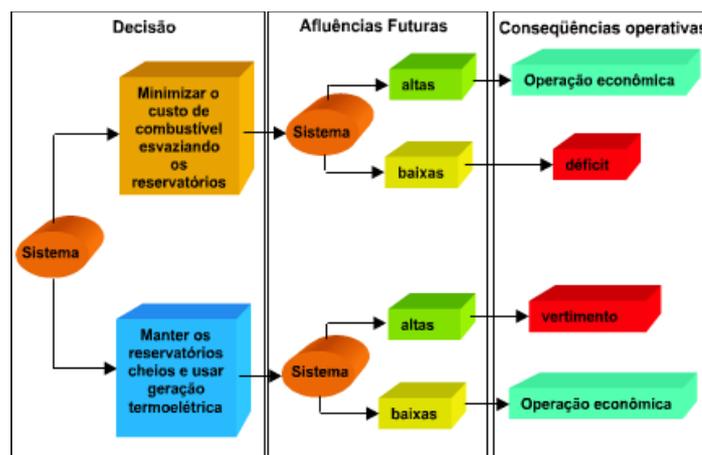


Figura 3: Processo de tomada de decisão em um sistema hidrotérmico.

Pela figura 3 conclui-se que ao deplecionar grandes volumes de energia hidrelétrica e com ocorrência de baixas afluências, as usinas hidroelétricas não são capazes de atender a demanda, sendo necessária a utilização intensiva da geração térmica, ainda com risco de não atendimento da demanda de energia. Por sua vez, mantendo o nível dos reservatórios elevados através do uso mais intenso da

geração térmica e com a ocorrência de aflúências elevadas no futuro, as capacidades dos reservatórios serão excedidas com vertimento de energia no sistema, implicando em desperdício de EAR. Ainda conforme SILVA (2012) junto a esta dificuldade no processo de despacho tem-se características intrínsecas nos sistemas hidrotérmicos que dificultam a tomada de decisão:

- (a) Impossibilidade da perfeita previsão de aflúências futuras para os reservatórios de acumulação, principalmente no instante das decisões operativas;
- (b) A quantidade existente de reservatórios e a necessidade de otimização multi-período com as usinas térmicas;
- (c) Não linearidades implícitas em função dos custos de operação das usinas térmicas complementares às usinas hidrelétricas por questões energéticas ou restrições elétricas;
- (d) A confiabilidade da Rede Básica em questão dos intercâmbios de energia entre subsistemas e a disponibilidade de unidades de produção que por vezes devem ser desconectadas do sistema para manutenções;
- (e) Uso múltiplo das águas dos reservatórios de acumulação (navegação, irrigação, saneamento, controle de cheias, etc...) em conjunto ao despacho de energia.

Em questão da característica (c): com a complementaridade das usinas térmicas convencionais mais usinas a biomassa e de cogeração, as quais têm o valor de seus Megawatt - Horas (MW.h) mensurados por seus respectivos Custos Variáveis Unitários (CVUs).

O CVU de uma usina termoelétrica pode ser expresso pela seguinte equação:

$$CVU = (CC * EfGer) + MOpex \quad [1]$$

Onde:

CC – Custo da compra de Combustível em R\$/Btu

EfGer – Eficiência da usina em BTu/MWh

MOpex – custos variáveis de Operação e Manutenção em R\$/MWh

A CCEE resume o CVU de uma usina termoelétrica em duas parcelas, são estas:



Figura 4: Composição do Custo Variável Unitário das usinas termelétricas
(Fonte: InfoPLD - CCEE).

Estas usinas possuem alto valor agregado na produção de energia elétrica, onde grande parte deste é proveniente dos custos com os combustíveis fósseis utilizados na produção de energia. Desta maneira e associado ao custo de oportunidade das usinas hidrelétricas, a maioria das usinas térmicas convencionais, principalmente as que utilizam de derivados de petróleo como combustível, são despachadas em momentos de restrição elétrica e/ou energética no SIN por uma ordem de mérito. Como o Sistema Elétrico do Brasil (SEB) adota a remuneração da geração pelo preço do último recurso despachado – modelo *tight pool* - então de forma a atender uma carga demandada e se necessário despachar a energia por uma determinada térmica o valor da adição de 1 MWh no sistema será o CVU desta usina térmica, isto é uma forma de caracterizar o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema elétrico que é o principal produto do planejamento da operação do SIN e utilizado como referência na comercialização de energia no mercado de curto prazo (mercado SPOT) pela CCEE. De forma mais ampla o CMO é formado pela soma de determinados custos, os quais são:

4.2 O DESPACHO OTMIZADO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

A operação do sistema hidrotérmico do Brasil, o qual possui dimensões continentais, está a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS) que tem como premissa para o despacho das usinas do SIN a minimização do *custo total* de produção de energia elétrica, sendo este em função de:

$$\text{Custo Total} = FCI + FCF \quad [2]$$

Onde:

FCI – Função Custo Imediato

FCF – Função Custo Futuro

Conforme a apostila de treinamento NEWAVE – DECOMP do ONS e da CCEE a *função custo imediato* é o valor a ser pago com o despacho de usinas térmicas, em um determinado estágio ou tempo t onde se aumenta ou diminui o despacho de usinas hidrelétricas e o uso da EAR de seus reservatórios mais o custo de um *déficit/não atendimento* da energia demandada. A *função custo futuro* será o valor esperado do despacho de usinas térmicas em um estágio posterior a t ou $t + n$ com aumento ou déficit da EAR dos reservatórios. Pode-se ilustrar esta ideia pela figura 5:

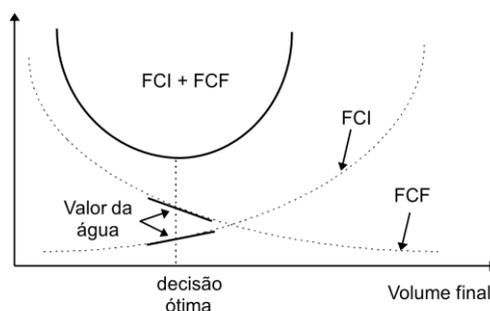


Figura 5: A decisão otimizada de geração em função dos custos imediatos x custos futuros.

Conforme a figura 5 a EAR dos reservatórios possui um valor medido pela inclinação das curvas FCI e FCF, de modo que seu valor mínimo está presente onde as derivadas destas funções se igualam em módulo, o que representa o equilíbrio dos valores imediatos e futuros do uso da água armazenada nos reservatórios. Diferente das usinas termoelétricas, cujo valor da energia gerada é calculado em função de seu respectivo CVU, o Megawatt-hora de uma usina hidroelétrica têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar recursos despachando uma usina térmica no tempo t ou em $t + n$.

Um sistema hidrotérmico com forte predominância de fontes hidráulicas, como no caso do Brasil, tem seus recursos de geração dependentes principalmente das características (a), (b), (c) e (d) o que faz com que a decisão operativa de despachar ou não um montante de geração hidrelétrica afete os recursos disponíveis no futuro traduzidos pelo valor do CMO entregue para o mercado de energia elétrica. De modo a sobrepôr este problema, caracterizado como de grande porte, são adotados modelos matemáticos *estocásticos*, dessa maneira o ONS faz uso de ferramentas de

simulação para otimizar os valores de CMO para cada tempo / estágio de tomada de decisão e, por conseguinte o valor meta de EAR dos reservatórios subdividindo o planejamento da operação em horizontes de tempo, tais quais: médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo. Para cada um destes, utiliza programas / modelos computacionais que auxiliam na tomada de decisão. São eles:

- Modelo NEWAVE, para o período de médio prazo num horizonte de estudo de até 5 anos e discretização de dados de forma mensal;
- Modelo DECOMP, para o período de curto prazo, até 1 ano, com dados discretizados semanalmente;
- Modelo DESSEM, para um horizonte diário, com discretização de dados horária. Tal programa ainda se encontra em desenvolvimento pelo ONS.

4.3 MODELO DE DESPACHO DE GERAÇÃO HIDROTÉRMICA - NEWAVE

O NEWAVE é um modelo computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) que a partir do ano de 1998 passou a ser utilizado pelo ONS para minimização do custo total do despacho hidrotérmico ao definir o quanto de geração será de origem térmica e o quanto será de origem hidráulica em determinados estágios de tempo t , $t+1$, $t+2$, ... , $t+n$, sendo cada estágio com periodicidade mensal. Segundo o Manual de Referência do Modelo NEWAVE este é subdividido em 4 módulos computacionais. São estes:

Módulo de Sistemas Equivalentes: representa os quatro subsistemas do SIN em sistemas de energia relacionados às características das cascatas/bacias e das usinas hidrelétricas que os compõem, tais quais usinas com reservatórios e usinas a fio d' água, mais as fontes térmicas presentes nestes subsistemas e a conexão elétrica entre eles.

Módulo de Energias Afluentes: utiliza de dados históricos de vazões afluentes e ENAs nos reservatórios, estima parâmetros dos modelos estocásticos e gera 2000 séries sintéticas de vazões utilizadas pelos módulos computacionais seguintes.

Módulo da Política de Operação Hidrotérmica: determina a forma de despacho mais econômica para os subsistemas tendo em conta a incerteza das afluências futuras,

os patamares de demanda e a indisponibilidade de equipamentos de geração. Este módulo é baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE.

Módulo da Simulação de Operação: “alimentado” pelos módulos anteriores, este simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento considerando: distintos cenários hidrológicos, indisponibilidades de equipamentos/componentes e variações da demanda. Calcula valores estatísticos para o Custo Marginal de Operação, os riscos de *déficit* de energia, os valores médios de intercâmbio de energia, a geração hidrelétrica e termoelétrica otimizada em função do Custo Futuro da energia, sendo que esta última, segundo Daher (2013), é um sinal econômico para os modelos de outras etapas de planejamento, como o DECOMP e o DESSEM, sendo o custo de utilização da energia armazenada nos reservatórios sob a forma de água.

A figura 6 apresenta os esquemas simplificados de módulos computacionais e dados utilizados pelo modelo NEWAVE:

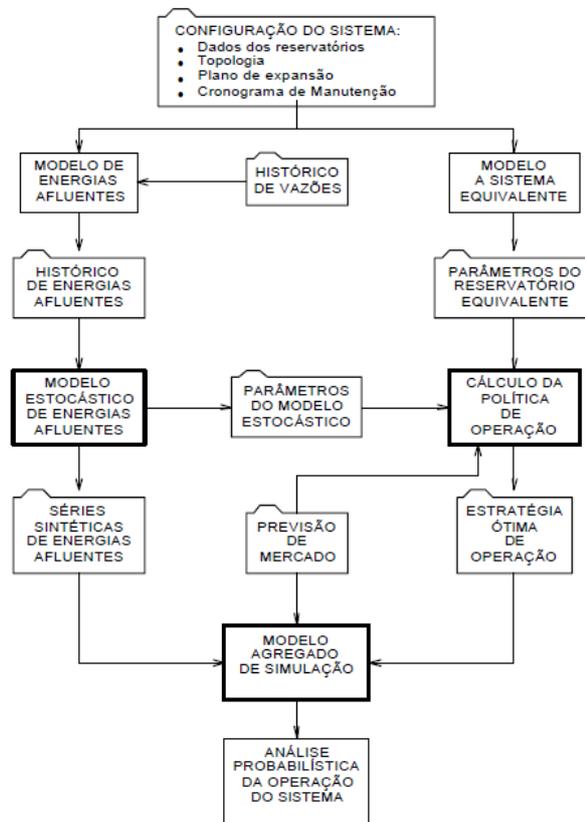


Figura 6: Esquema de relacionamento entre os módulos computacionais e dados que alimentam o modelo NEWAVE (Fonte: CEPEL)

Na definição dos Procedimentos de Rede do ONS o NEWAVE

*“... é uma ferramenta de planejamento energético da operação com representação agregada do parque hidrelétrico e cálculo da política de operação, baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)... tem como objetivo: determinar a estratégia de operação de **médio prazo**, de forma a minimizar o valor esperado do **custo total de operação** ao longo do período de planejamento da operação; analisar as condições de atendimento energético no horizonte de médio prazo; informar as condições de fronteira por meio da **função de custo futuro** para o modelo de programação de curto prazo; e calcular os CMOs mensais para cada patamar de carga.”* (submódulo 18.2. Relação dos Sistemas e Ambientes Computacionais; item 4.1. Ferramentas Computacionais para Estudos Energéticos).

4.4 MODELO DE DETERMINAÇÃO DA COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO A CURTO PRAZO - DECOMP

Segundo o submódulo 18.2 dos Procedimentos da Rede Básica escritos pelo ONS este é um modelo para otimização da operação no curto prazo com base em usinas individualizadas. Da mesma forma que o modelo NEWAVE, este software foi criado pelo CEPEL, contudo seu objetivo é oferecer uma estratégia de despacho hidrotérmico de forma a minimizar o custo da energia despachada num horizonte de até 1 ano, considerando: as usinas individualizadas que estão conectadas a Rede Básica, os intercâmbios entre os subsistemas, as demandas de carga destes e os montantes de importação e exportação e energia. As usinas consideradas no DECOMP são definidas pelo submódulo 23.4 do ONS como usinas tipo I e tipo II, usinas hidrelétricas e termoelétricas que têm seu despacho de energia operado de forma centralizada pelo ONS. A incerteza das vazões afluentes futuras é representada por meio de cenários hidrológicos para os diversos aproveitamentos hidrelétricos, isto através de PDDE. Os produtos principais formados por este modelo tratam do balanço hidráulico, o balanço da geração e os CMOs semanais, conforme patamares de carga de cada subsistema: leve, médio e pesado. Estes produtos são expressos no Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS.

4.5 MODELO DE DESPACHO SEMANAL - DESSEM

Conforme Silva (2012) e Daher (2013) este software se encontra em fase final de implementação pelo ONS, seu objetivo será a formulação de propostas de referência para a programação diária da operação – PDO. Possui as mesmas

concepções básicas do DECOMP com a vantagem de discretização horária dos dados. Através deste software podem-se avaliar os impactos elétricos, energéticos e econômicos advindos das restrições de geração por usina (manutenções programadas e indisponibilidades forçadas) e das redes de transmissão.

Na figura 7 pode-se notar, na forma de etapas, a interdependência entre os modelos computacionais descritos nos capítulos 4.3, 4.4 e 4.5 e a origem e fim dos dados entregues e trabalhados por eles validando sua pertinência para operação e planejamento de um sistema hidrotérmico como o SIN:

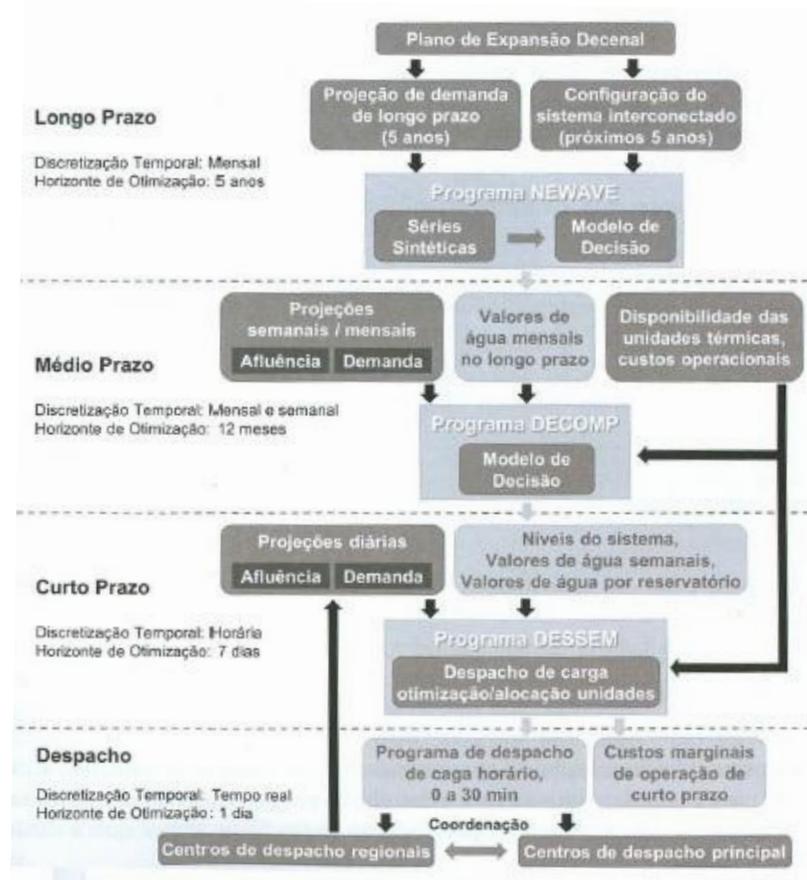


Figura 7: Etapas para planejamento e despacho da operação do sistema hidrotérmico do Brasil (Fonte: SILVA, 2012).

4.6 FERRAMENTA DE APOIO À OTIMIZAÇÃO (2002 A 2013) - CURVA DE AVERSÃO AO RISCO

Após o período de racionamento (2001 -2002) a câmara de Gestão de Crise da Energia - GCE através da Resolução nº 109 de 2002, estabeleceu como uma das primeiras medidas a criação de um mecanismo de aversão ao risco de racionamento

(CAR) e a sua incorporação nos modelos de otimização de despacho hidrotérmico. Este documento também definiu os critérios para cálculo do CMO e determinação da disponibilidade máxima das usinas hidrelétricas e termoeletricas a partir das informações provenientes dos agentes de geração para cada mês no Programa Mensal de Operação energética (PMO). A incorporação da CAR nos modelos de otimização possibilitava determinar estratégias de operação, representadas pela **função de custo futuro** da energia, subsidiando o quanto de geração térmica complementar seria necessária mediante a violação dos requisitos de armazenamento indicados pelas curvas de vazão, com um horizonte de estudo de 2 anos a frente, desta forma esta medida se denominou CAR bianual ou CAR 2

“...a CAR representa a evolução ao longo de um determinado período, dos requisitos de armazenamento mínimos de energia de um subsistema, necessários ao atendimento a plena carga, sob determinadas condições de aflúncias, características de sazonalidade, intercâmbios entre subsistemas, carga e geração térmica, de forma a garantir um nível mínimo de armazenamento ao final do período”. (Procedimentos de Rede do ONS submódulo 23.4 item 13.1. Considerações Gerais)

A figura 8 ilustra o conceito básico de determinação e uso de uma CAR, conforme formulação pela resolução GCE nº 109 onde predomina maior oferta hidrelétrica no primeiro semestre de cada ano, resultando em maiores volumes de armazenamento nesse período para garantir os níveis de segurança ao longo do biênio.

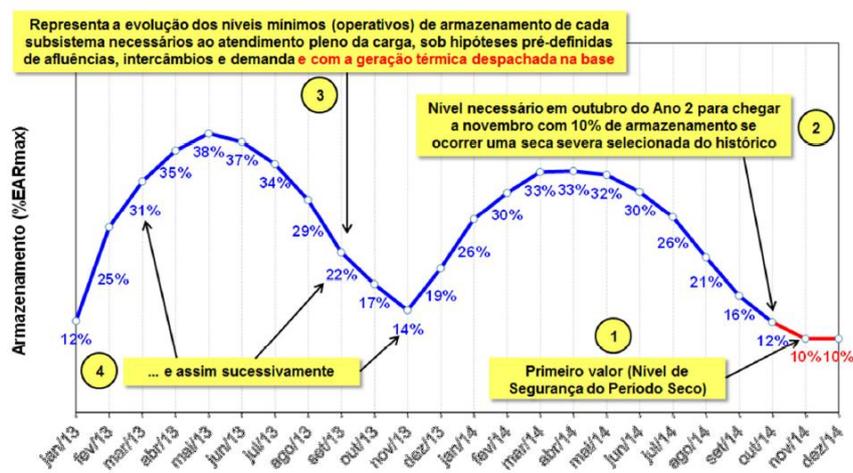


Figura 8: Determinação e uso de uma Curva de Aversão ao Risco Bianual (Fonte: ONS)

A Figura 9, a seguir, ilustra os parâmetros básicos pertinentes nos cálculos das CAR.

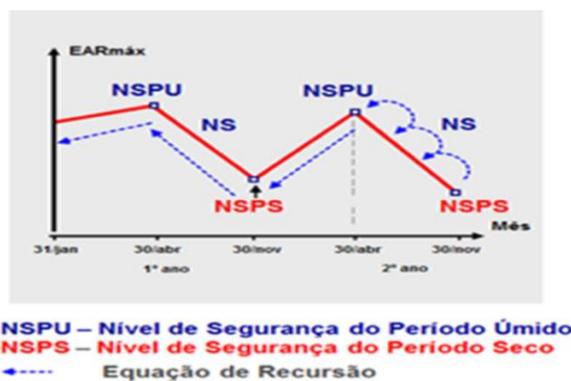


Figura 9: Parâmetros Básicos para cálculo da CAR (Fonte: ONS)

Onde:

- **Nível mínimo de segurança ao final do período seco – NSPS:** representa o nível de armazenamento de energia de um determinado subsistema ao final do respectivo período seco, para o qual valores inferiores ao mesmo resultam na operação a fio d'água em alguns aproveitamentos, em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias. O NSPS poderá ser diferente para o primeiro e segundo ano do biênio em análise;
- **Nível mínimo de segurança mensal – NS:** representa o nível de armazenamento de energia de um subsistema ao início de cada mês, abaixo do qual pode resultar a operação a fio d'água em alguns aproveitamentos, em decorrência da diversidade hidrológica entre as bacias. Este NS deverá no mínimo ser igual ao NSPS;
- **Nível mínimo de segurança ao final do período úmido – NSPU:** representa o nível de armazenamento de energia de um subsistema, ao final do período úmido. Normalmente não se estabelece valores limites para o NSPU, sendo ele decorrente da equação recursiva do balanço de atendimento à carga, segundo cenários hidrológicos considerados, limitado, evidentemente, ao valor de 100% ou, por exemplo, ao volume de espera, quando pertinente.

Posteriormente, a Resolução nº 10 do CNPE, de 16/12/2003 e a Resolução nº 686 da ANEEL, de 24/12/2003, estabeleceram que para fins de atendimento aos critérios de segurança do SIN o ONS poderá determinar, antecipadamente, o

despacho de usinas térmicas, tendo em vista a probabilidade de violação das CAR, dentro dos períodos de vigência dos PMO e suas revisões. Esse, portanto, é um princípio fundamental de construção das CAR, ou seja, considerando as premissas de expansão do SIN – carga e oferta, e o cenário hidrológico para qual se quer proteger o sistema, todos os recursos devem ser utilizados, independente da ordem de mérito.

Na prática operativa de curto prazo, se as condições hidrológicas críticas de formulação das CAR se repetem ou se aproximam das condições reais e verificadas, a tendência é de que os armazenamentos reais também se aproximem das CAR, que podem ou não ser “invadidas” pela aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP. Conforme Nota Técnica 058/2008 do ONS a violação de níveis de segurança pode implicar em se adotar medidas adicionais em relação a operação dos reservatórios e da Rede Básica, tais como o relaxamento dos critérios de segurança elétrica, de restrições ambientais e de uso múltiplo da água e até mesmo o gerenciamento da demanda. Por essa razão torna-se vantajoso antecipar, no presente, decisões operativas que possam atenuar essas medidas adicionais futuras mais rigorosas. Para isso, foi proposta a aplicação dos POCP que tinham por finalidade aumentar a garantia do atendimento energético nos dois primeiros anos de um horizonte quinquenal, considerando hipóteses conservadoras na ocorrência de afluências e de requisitos de níveis mínimos de energia armazenada de segurança ao final de cada mês do PMO, visando atingir um determinado estoque de segurança ao final do período seco, denominado Nível Meta.

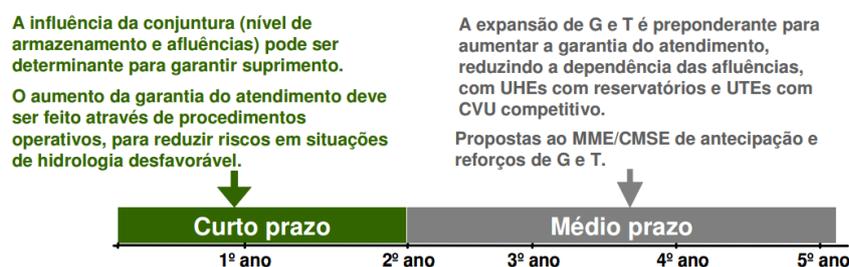


Figura 10: Horizonte de Avaliação das Condições de Atendimento

(Fonte: NT 58/2008 do ONS)

Pela figura 10 nota-se que nos dois primeiros anos existe uma influencia mais intensa das condições conjunturais do sistema, com destaque para os níveis de armazenamento dos reservatórios e as afluências, que são determinantes para a garantia de suprimento.

O Nível Meta é obtido através de cálculo recursivo, idêntico ao utilizado na elaboração da CAR, considerando como nível inicial aquele indicado pela CAR vigente ao final do período úmido subsequente, isto é, ao final de abril do segundo ano - NSPU (Nível de Segurança ao Final do Período Úmido). Partindo do nível de armazenamento NSPU, o Nível Meta desejado será em função da hidrologia crítica - escassez – no período úmido (dezembro a abril), observado no histórico, para o qual se deseja garantir a continuidade do suprimento no ano seguinte. O Nível Meta pode ser determinado para condições hidrológicas crescentemente severas, durante o período úmido subsequente, conforme ilustrado na figura 11.

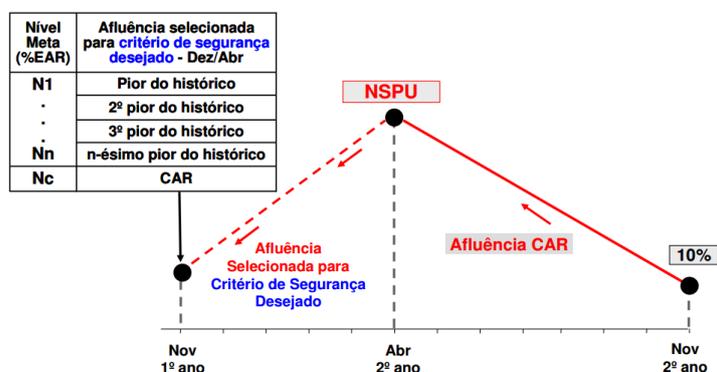


Figura 11: Estabelecimento do Nível Meta (Fonte: NT 58/2008 do ONS)

Dessa forma, uma vez escolhido o nível de segurança desejado - Nível Meta - é necessário estabelecer os procedimentos operativos que serão aplicados para identificar, a cada PMO, a possibilidade de violação do Nível Meta de algum subsistema e, se necessário, decidir, antecipadamente e complementarmente ao sinal econômico do modelo de otimização as medidas operativas pertinentes para evitar essa condição. Os POCP foram aprovados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e regulados pela ANEEL e tinham por objetivo preservar os níveis dos reservatórios, através do despacho antecipado e complementar de geração térmica ao sinal econômico dos modelos de otimização e da gestão dos intercâmbios de energia entre regiões.

5. REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SEB

A capacidade de regularização do SEB vem decaindo ao longo dos últimos 13 anos, segundo dados da FIRJAN em seu relatório de 2013 espera-se para 2021

uma perda significativa de 50% da capacidade das energias armazenadas nos reservatórios do Brasil em relação ao ano de 2001. Isso representa a autonomia de 3,35 meses sem necessidade de geração termoelétrica complementar e considerando a demanda média prevista no PDE 2021 da EPE. Segue o gráfico 7 com dados obtidos da EPE e ONS e trabalhados pela FIRJAN para descrição do declínio da capacidade de regularização dos reservatórios:

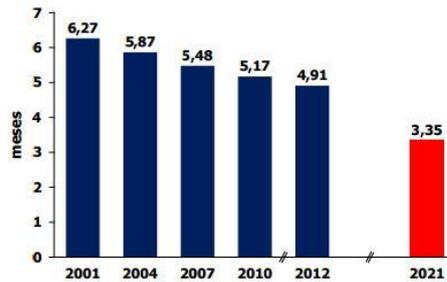


Gráfico 7: Declínio da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN descrito em meses de autonomia.

(Fonte: FIRJAN a partir de dados do ONS e EPE).

Aliado ao descrito no gráfico 7 e utilizando as informações do ONS compiladas no gráfico 8 constata-se o declínio da capacidade de regularização dos reservatórios do SEB nos últimos 13 anos utilizando como base as médias de Energia Armazenada versus o aumento da Carga Demandada.

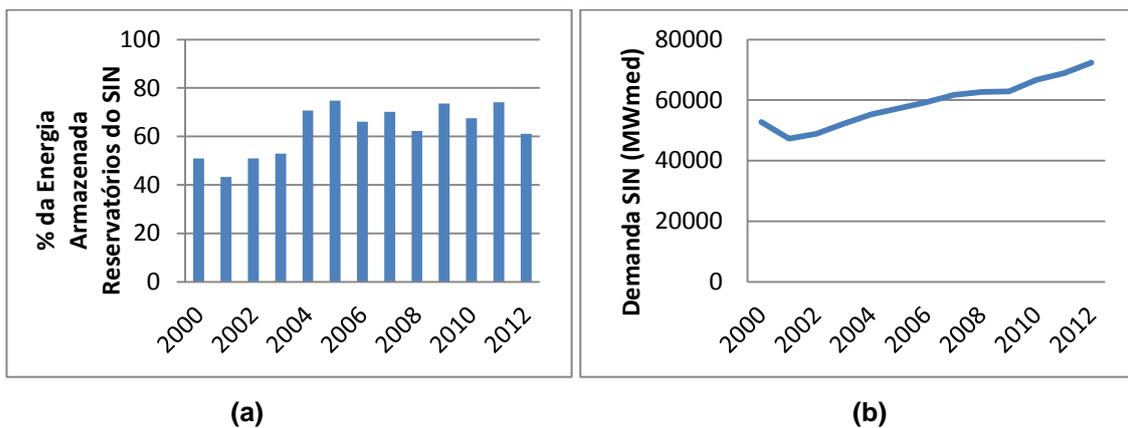


Gráfico 8: (a) Média anual de EAR dos reservatórios de 2000 a 2012; (b) Crescimento da demanda de energia no SIN de 2000 a 2012

(Fonte :ONS)

Pelo gráfico 8(b) nota-se o recuo da demanda de energia nos anos de 2001 e 2002 resultantes das medidas de racionamento acompanhando os baixos níveis de armazenamento dos reservatórios demonstrados naqueles anos. Pelo mesmo gráfico percebe-se que após este período há um crescimento linear da demanda de energia, sendo o aumento de aproximadamente 42% em relação ao registro anterior a época do racionamento, contudo a média anual dos reservatórios do SIN durante esses 13 anos não se apresentou superior a 80% da sua capacidade de armazenamento máxima e ao longo do mesmo período percebe-se uma variabilidade de até 10% no armazenamento médio, da mesma forma não há crescimento expressivo da EAR em consonância com o crescimento da demanda.

Como o planejamento do sistema hidrotérmico realizado pelo ONS considera em suas simulações o volume máximo dos reservatórios, isto é, 100% de EAR para os reservatórios, a medida da capacidade de regularização do sistema é um excelente indicador de longo e médio prazo no planejamento energético e na estratégia da operação do SIN. A tabela 2 demonstra um comparativo da capacidade de regularização para determinados períodos relevando os valores médios de níveis dos reservatórios do sistema no período de 2001 a 2012 e considerando estes valores para o ano de 2021.

Tabela 2: Capacidade de regularização efetiva para determinados anos.

Nível dos Reservatórios	Capacidade de Regularização Efetiva (meses)		
	2001	2012	2021
Mínimo (23,2%)	1,46	1,14	0,78
Médio (63,8%)	4,00	3,13	2,14
Máximo (88,8%)	5,57	4,36	2,98
Completo (100%)	6,27	4,91	3,35

Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados do ONS e da EPE.

Segundo a mesma avaliação da FIRJAN, para o ano de 2012, o SIN contava com até 60% de sua EAR média anual o que equivale a 2,8 meses de autonomia; para 2021 deve requerer níveis de armazenamentos médios acima de 85% de forma a manter esta autonomia em atender uma demanda de energia de aproximadamente 89.000 MW médios segundo o PDE 2021 da EPE. Este planejamento da expansão do SIN se traduz em aproveitamentos hidrelétricos na forma de usinas a fio d' água, em especial no subsistema N, o qual possui um potencial hidráulico grande a ser explorados em comparação aos demais subsistemas do SIN conforme a tabela 3.

Tabela 3: Participação subsistemas em potencial hidráulico do Brasil a ser explorado.

Região	Total (MW)	Participação
Norte	80.824	51,4%
Centro-Oeste	27.485	17,5%
Sudeste	18.691	11,9%
Sul	16.845	10,7%
Nordeste	13.382	8,5%
Brasil	157.226	100%

Fonte: Sistema FIRJAN a partir dados da EPE.

Apesar do grande potencial hidrelétrico oferecido pela região Norte a FIRJAN enumera aspectos que agravam esta tendência de planejamento de expansão do setor e contribuem na perda da capacidade de regularização do SIN, são estes:

- O relevo de planície característico da região Norte que limita a construção de reservatórios de acumulação, em especial no início das cascatas o que inviabiliza a regularidade de geração em épocas de estiagem daquela região;
- Linhas de Transmissão de extensões superiores a 2000 km para conexão do subsistema N com o subsistema SE/CO. A extensão destas linhas exigem investimentos vultosos e níveis altos de confiabilidade e manutenibilidade de forma que se torna um “gargalo técnico” no atendimento a demanda de energia;
- A distribuição da média da Energia Natural Afluenta das regiões Norte, Nordeste e Sudeste é muito próxima, ou seja, há pouca complementaridade hidrelétrica de um subsistema em relação ao outro em períodos de estiagem. O gráfico 9 expõem esta característica em comparação aos aproveitamentos que estão na região Sudeste do país;
- Alta variabilidade dos rios da região Norte, onde as maiores ENAs são constatadas nos primeiros cinco meses de cada ano em contraste com os fortes períodos de estiagem nos meses seguintes, esta característica tornam os aproveitamentos desta região menos favoráveis, implicando em um fator de capacidade médio de 0,49 em contraste a média de mais de 0,55 no SIN.

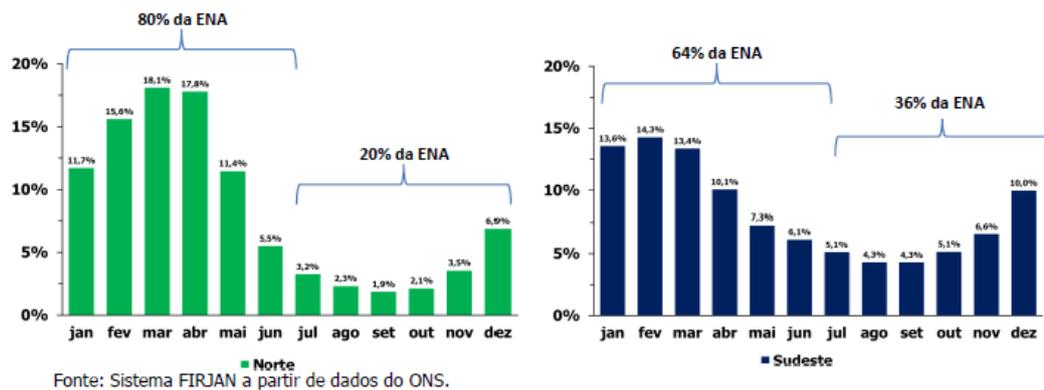


Gráfico 9: Distribuição Média Anual das ENAs das regiões Norte e Sudeste.

Conforme BRITO et al (2009) o real impacto de se priorizar usinas a fio d’água não é apenas a redução do tempo de esvaziamento dos reservatórios, mas também de aumentar o despacho termoeletrico complementar necessário em questão destas usinas. Ainda conforme a FIRJAN estima-se que o seguimento da atual forma de planejamento da expansão no setor elétrico levará a um aumento do despacho térmico convencional e caracterização de parte deste como operação na base com o objetivo de manter a operação dos reservatórios em níveis superiores a 80% de sua capacidade total, esta complementaridade a partir das térmicas convencionais incorrerá no aumento do custo da energia em virtude do CMO praticado e de uma mudança na ordem de mérito no despacho das usinas termoeletricas. A partir do capítulo seguinte pode-se constatar este aumento no valor do CMO e mudanças na sua forma de precificação como um dos impactos causados pelos baixos índices de EAR no período de 2012 a 2013.

5.1 PERÍODO DE JULHO 2012 A MARÇO 2013

A partir de julho de 2012 constata-se a mais recente redução dos níveis de EAR dos subsistemas do SEB, tornando este fato um dos principais causadores das mudanças no setor ao longo do período estudado. De forma a simplificar a análise deste trabalho será dado enfoque ao subsistema SE/CO por ser o maior dentro de carga do SIN e por sofrer intercâmbio energético dos demais subsistemas devido sua posição estratégica. O gráfico 10 demonstra um exemplo da redução do percentual de EAR para o subsistema SE/CO ao longo do 2º semestre de 2012, e o consequente aumento do Custo Marginal de Operação para aquele subsistema.

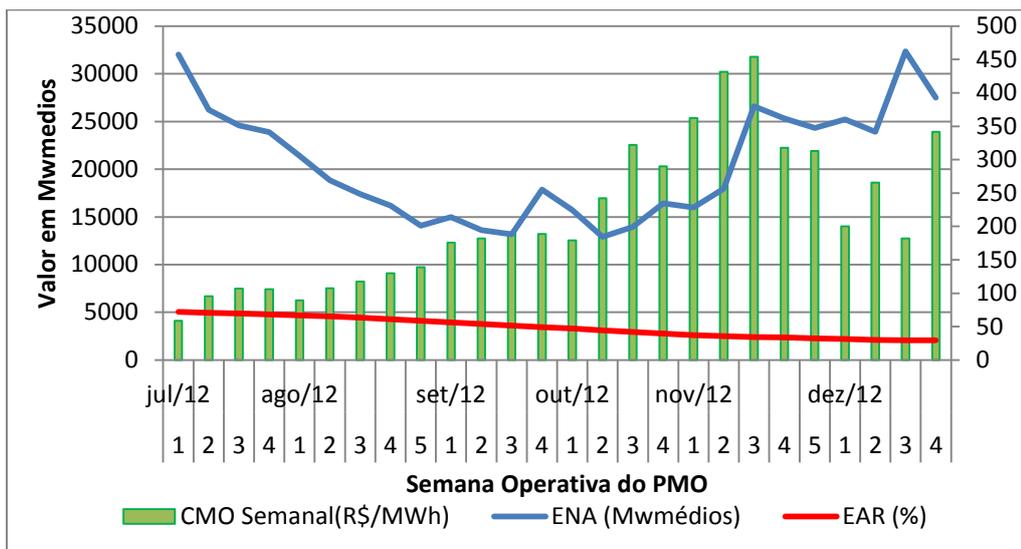


Gráfico 10: Redução dos níveis de EAR do subsistema SE/CO e o aumento do CMO.

(Fonte: Relatórios Executivos dos PMOs de julho a dezembro de 2012).

O aumento do CMO neste subsistema está relacionado à redução da EAR e da ENA dos reservatórios do SE/CO e aumento de despacho térmico bem como a política de intercâmbio de energia entre este e os demais subsistemas, como se observado nos seguintes gráficos.

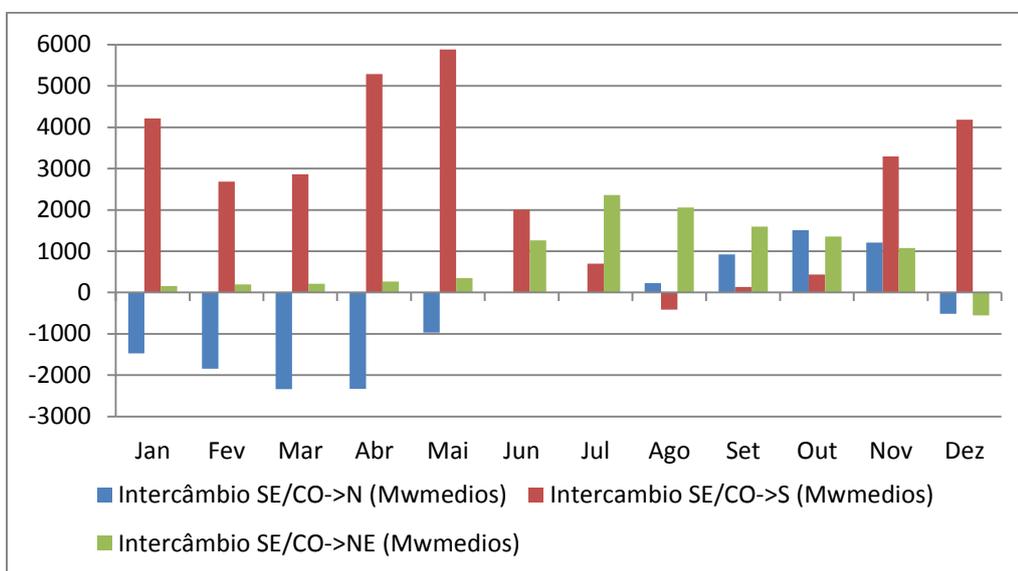


Gráfico 11: Regime de intercâmbio energético entre o subsistema SE/CO com os demais subsistemas do Sistema Interligado Nacional no ano de 2012.

(Fonte: ONS)

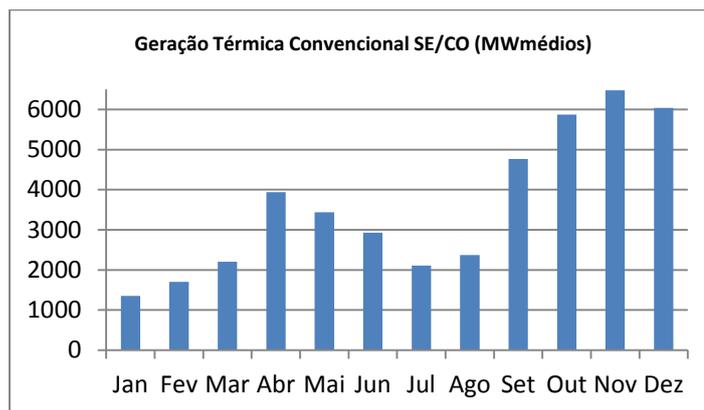


Gráfico 12: Despacho térmico convencional no subsistema SE/CO no ano de 2012 (Fonte: ONS).

Nota-se que um atraso para o aumento de despacho térmico complementar em agosto de 2012, o decaimento dos níveis de EAR a partir mês de julho, a não realização dos valores normais de ENA em novembro (início do período úmido) adicionado aos montantes de energia repassados aos demais subsistemas e a crescente demanda de energia levaram a um aumento no CMO, porém percebe-se que os dados de maior influência para a precificação do custo marginal foram os níveis do EAR e da ENA. O gráfico 14 demonstra os baixos valores de EAR para o ano de 2012 aonde chegaram próximas a ultrapassar a CAR bianual no final do ano em questão.

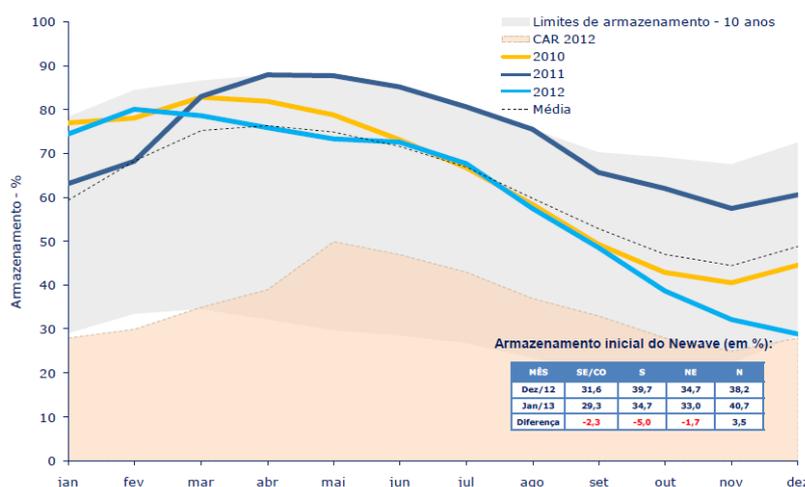


Gráfico 14: Proximidade da CAR 2012 ao final do ano em questão para o subsistema SE/CO (Fonte: InfoPLD - CCEE)

Para o primeiro trimestre de 2013 a recuperação das EARs foi lenta, o que levou a continuidade dos valores de CMO, porém os valores esperados das vazões afluentes, outrora não realizados para os meses de outubro e novembro de 2012, apresentaram recuperação ficando próximos a média histórica do subsistema SE/CO para o período de janeiro a março de 2013.

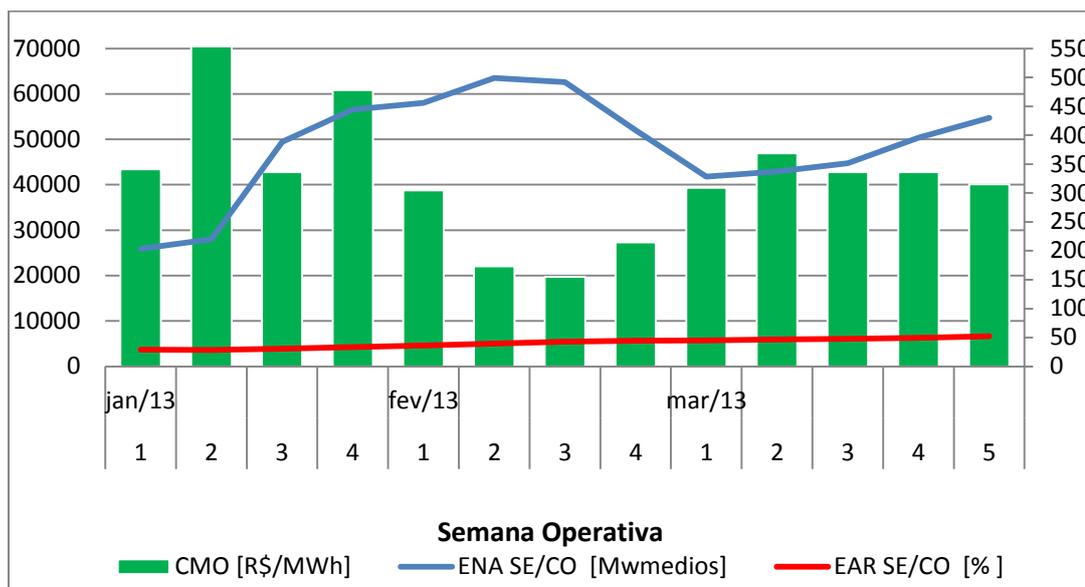


Gráfico 15: Primeiro trimestre de 2013 com aumento expressivo dos níveis de ENA e subsequente redução do CMO.

(Fonte: Relatórios Executivos do PMO janeiro a março de 2013).

Pelo gráfico 15 nota-se a influência dos valores de ENA para a precificação do CMO pelos modelos de otimização, e, por conseguinte no despacho térmico convencional, porém é notório que o valor de EAR não retorna a níveis superiores a 60% da EAR Máxima no período em questão. Outro subsistema atingido pela não realização das vazões afluentes esperadas e consequente aumento do CMO foi o subsistema NE, conforme gráfico 16.

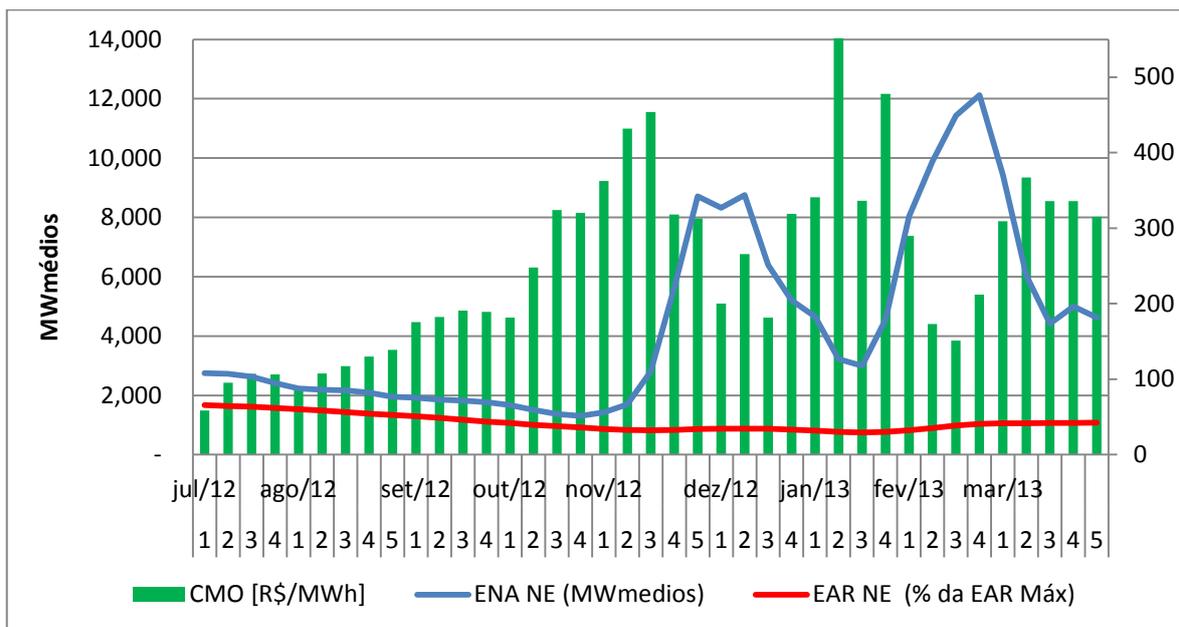


Gráfico 16: Variação do CMO precificado para o subsistema NE conforme níveis de ENA e EAR

(Fonte: Relatórios Executivos do PMO publicados de julho de 2012 a março de 2013).

O rápido deplecionamento dos principais reservatórios do SIN e as vazões afluentes esperadas e não realizadas para o período úmido de 2012 – 2013 tornaram-se um agravante para o setor elétrico, levando as instituições como CNPE e CMSE a tomarem medidas na forma da Resolução CNPE 03/2003.

5.2 OUTROS AGRAVANTES DO PERÍODO 2012 - 2013

De forma breve são citados outros fatos que atuaram em conjunto aos baixos níveis de EAR dos reservatórios e contribuíram para o aumento do despacho termoeletrico complementar, dos valores de CMOs praticados e para os impactos no setor elétrico no período de julho de 2012 a dezembro de 2013:

1. Publicação da Medida Provisória 579 /2012 e, por conseguinte Lei 12.783/2013 onde a não aderência de empresas de geração deixou descontratado o montante de 2000 MW médios pelas distribuidoras somados aos 4000 MW médios de reposição que estavam para vencer em 2012, expondo os agentes ao mercado SPOT.

2. Cancelamento do leilão A-1 de 2012 e frustrado o leilão A-0 de 2013 e A-1 de 2013 onde 6000 MW de contratos estariam vencendo, sendo contratados apenas 2500 MW (40% do montante de energia necessária).
3. Atrasos na entrada em operação de unidades geradoras, em especial das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau.
4. Atraso na entrada de operação da Linha de Transmissão Porto Velho/ Araraquara (linhão do Madeira) adiada de fevereiro de 2013 para abril de 2014.
5. Atraso na instalação de linhas de transmissão para empreendimentos eólicos no subsistema NE, os quais possuíam capacidade instalada de 682 MW.
6. Atraso na entrada em operação de 10 usinas termoelétricas que totalizavam 2107 MW de potência instalada (caso Bertin).

Tais informações foram obtidas de periódicos de instituições do setor elétrico e empresas/entidades vinculadas ao mesmo, tais como Canal Energia, Jornal da Energia, InfoPLD da CCEE e Energy Report da empresa PSR Consultoria. Da mesma forma foram compilados dados dos relatórios executivos dos PMOs para este levantamento.

6. IMPACTOS PERCEBIDOS DEVIDO OS RECENTES NÍVEIS DE EAR

Os níveis de EAR constatados de julho de 2012 a março de 2013 associados aos baixos valores da ENA realizados para o período úmido trouxeram impactos ao Setor Elétrico do Brasil sob três formas:

1. Impactos Econômicos: em vista do aumento de despacho térmico complementar e aumento do CMO e, por conseguinte seu *proxy* na comercialização de energia, o PLD;
2. Impactos Regulatórios: com a promulgação da Resolução CNPE 03 de 06 de março de 2013, em especial os artigos 2º e 3º;
3. Impactos no Planejamento Hidrotérmico: com a substituição da metodologia de Curva de Aversão ao Risco pela metodologia CVaR e incorporação desta nos modelos de otimização do despacho hidrotérmico.

6.1 IMPACTOS ECONÔMICOS – ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA

Das informações do InfoPLD de agosto de 2012 a abril de 2013, periódico da CCEE, houve um acréscimo no despacho térmico convencional fora da ordem de mérito, de modo a complementar os baixos índices de geração hidrelétrica, o que ocasionou o aumento dos Encargos de Serviços do Sistema conforme gráfico.

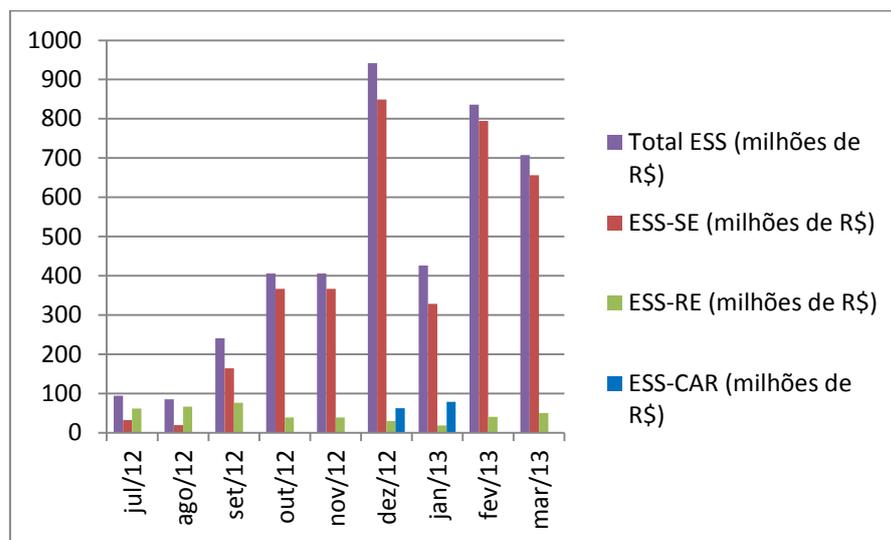


Gráfico 17: Evolução dos valores de Encargos de Serviços de Sistema por segurança energética de julho de 2012 a março de 2013.

(Fonte: InfoPLD de agosto de 2012 a abril de 2013).

Os ESS são expressos em R\$ e são pagos aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do ONS para realizar geração fora da ordem de mérito de custo, existem três tipos de encargos classificados pelo ONS conforme sua finalidade.

Restrição Elétrica (ESS-RE): ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema.

Encargo por Segurança Energética (ESS-SE): ocorre quando o CMSE determina ao ONS que solicite a geração de usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

Encargo por Ultrapassagem da CAR: utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.

Estes valores de adicional do despacho térmico convencional foram repassados aos consumidores na forma de reajuste tarifário no ano de 2013 e 2014, devido o aporte das distribuidoras, via Conta de Desenvolvimento Energético- CDE, para o pagamento do despacho das termoelétricas fora da ordem de mérito.

6.2 IMPACTOS REGULATÓRIOS – RESOLUÇÃO CNPE 03/2013

Segundo apresentação da CCEE no seu informativo InfoPLD de Março de 2013 a resolução CNPE 03 de 06 de março de 2013 estabelecia diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para otimização do despacho energético de forma a realizar os ajustes necessários nas disposições referentes: ao suprimento energético, à formação de preço e aos valores de ESS. Esta mesma resolução decretou prazo de até 31 de maio de 2013 para implantação desta metodologia pelo CEPEL e que esta seria validada pelo CPAMP até 31 de julho do mesmo ano.

Conforme o 2º artigo desta resolução o CNPE definiu que para garantir o suprimento energético do SIN entre o período transitório de março a agosto de 2013, adicionalmente ao indicado pelos programas de otimização de despacho energético e por ordens do CMSE, o ONS poderia despachar recursos energéticos sob a forma de térmicas convencionais **fora** da ordem de mérito e mudar o sentido de intercâmbio energético entre os subsistemas.

Pelo artigo 3º o despacho adicional das usinas acionadas pelo CMSE seria ressarcido, de maneira transitória, por duas formas:

I - no mês de março de 2013 seu custo seria rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia, nos últimos doze meses, por todos os agentes com medição de consumo do SIN e era cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por motivo de segurança energética;

II - a partir da primeira semana operativa de abril de 2013 e até que estivesse efetivo a metodologia proposta pelo CEPEL, ocorreria um aumento no valor do PLD,

cujo incremento, bem como o rateio do custo deste despacho adicional seriam determinados conforme os critérios seguintes.

PLD₁: Obtido conforme a ordem de mérito de despacho energético pelos modelos computacionais de otimização, relevando para cada submercado, em outras palavras o valor calculado normal para o CMO;

ΔC_{SE}: custo de um despacho adicional de usinas térmicas para garantir Suprimento Energético, calculado pelo somatório das diferenças entre CVU de cada usina e o PLD₁ e multiplicada pela geração programada de cada usina.

Tomando como exemplo: um montante de geração adicional de 10 MWh, o consumo médio de energia dos últimos 12 meses sendo 60MWh e o despacho e precificação do PLD₁ conforme o gráfico 18:

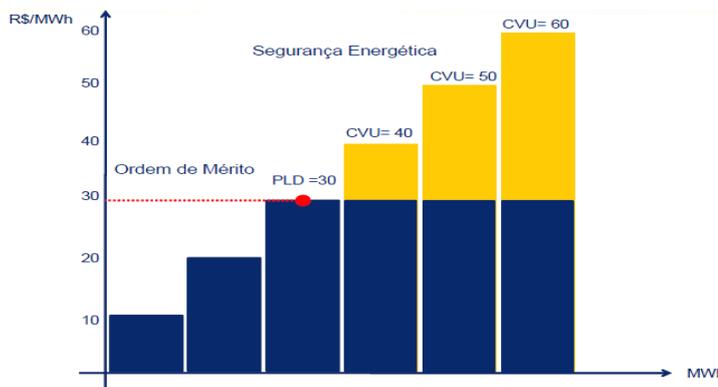


Gráfico 18: Exemplo de despacho térmico adicional com PLD₁ definido em R\$ 30,00/MWh.

O valor do ΔC_{SE} será dado em:

$$\Delta C_{SE} = 10*(40-30) + 10*(50-30) + 10*(60-30) = R\$ 600/MWh$$

Uma parcela da ΔC_{SE} é rateada (50%) entre todos os agentes do mercado de energia elétrica via ESS para segurança energética e outra parcela ΔC_{PLD} seria rateada entre os agentes compradores do mercado de curto prazo via o ΔPLD, que adicionado ao valor do PLD₁, se denominaria o PLD₂.

$\Delta C_{PLD} = 0,5 \times \Delta C_{SE} = 300$
$\Delta PLD = \Delta C_{PLD} / MCP = 5$
$PLD_2 = PLD_1 + \Delta PLD = 35$
$PLD_f = \text{Mín} (PLD_{máx}, PLD_2) = 35$

O PLD_{Final} precificado era uma função do mínimo valor entre o PLD_2 e o valor teto de PLD (R\$ 822,33/MWh). A figura 12 expressa resumidamente toda a metodologia que foi adotada de maneira a atender o mercado de energia temporariamente, antes da internalização de um novo método para aversão ao risco de racionamento.

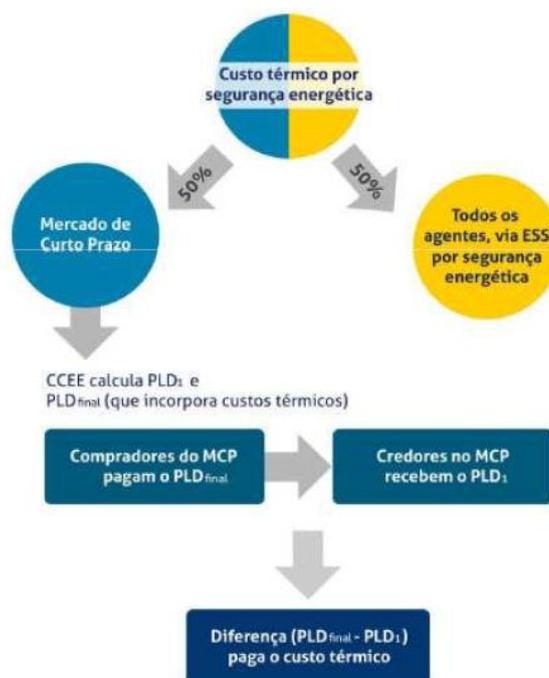


Figura 12: Metodologia transitória adotada de março a agosto de 2013.

Os agentes do setor elétrico através de suas associações se posicionaram contra as medidas decretadas nos artigos 2º e 3º da resolução. Conforme os periódicos das agências Canal Energia e Jornal da Energia de abril a junho de 2013, representantes de agentes geradores e comercializadores como ABRAGE, ABRACEEL, APINE, ABRAGEL e demais associações² se posicionaram contra o rateio dos Encargos de Serviços de Sistema por segurança energética (ESS-SE) onde muitos consideraram a medida uma falta de diálogo entre governo e representantes do setor com riscos de judicialização deste, ao mesmo tempo em que demonstraram contentamento com a internalização de um mecanismo/metodologia para aversão ao risco de racionamento de forma a tornar o PLD mais próximo da realidade. A Associação Brasileira Geradores de

² ABRAGE – Associação Brasileira de Geradores; ABRACEEL – Associação Brasileira de Agentes Comercializadores; APINE – Associação dos Produtores Independentes de Energia; ABRAGEL – Associação Brasileira de Geradores de Energia Limpa.

Termoelétricas entrou com uma liminar para suspender o rateio dos custos de ESS-SE entre as termoelétricas, tal recurso foi “derrubado” parcialmente em junho de 2013 pela Advocacia Geral da União (AGU) que consentiu que se evitasse o repasse aos consumidores dos custos de ativação de termoelétricas acionadas fora da ordem de mérito, contudo outros agentes e associações recorreram sob formas de liminares contra os artigos 2º e 3º da resolução CNP 03/2013 ao longo do período transitório até a internalização de uma nova metodologia de aversão ao risco.

6.3 IMPACTOS NA OPERAÇÃO E DESPACHO HIDROTÉRMICO - CAR 5

Na época quando se definiu o escopo da Resolução GCE nº 109 (2002), o objetivo básico era proteger os subsistemas que foram submetidos ao racionamento (SE/CO e NE) para o próximo biênio, tempo considerado suficiente para se implementar medidas emergenciais, tais como a aquisição das “térmicas emergenciais”, a construção de novas usinas termoelétricas e a entrada em operação das usinas em construção, então previstas no planejamento do setor.

Tendo em vista os resultados dos leilões de energia nova, cujo histórico mostra claramente a expansão de uma matriz de energia elétrica com perda considerável do grau de regularização do SIN, o ONS evocando os princípios de segurança operativa **defendeu** a extensão do horizonte de uso das CAR ao limite de cinco anos no Planejamento da Operação Energética (denominadas de CAR5) e no Planejamento da Expansão da Geração, no âmbito do MME/EPE, buscando-se assim, compatibilizar as estratégias de planejamento e operação do SIN.

Segundo a nota técnica 033/2013 do ONS a utilização de curvas de aversão no Modelo NEWAVE somente nos dois primeiros anos do horizonte plurianual distorce a análise da operação do sistema, na medida em que não reconhecia requisitos de armazenamentos mínimos como uma restrição operativa real do terceiro ao quinto ano do horizonte de planejamento, o que traz rebatimentos no processo decisório de curto prazo do Operador. Desta forma, a Resolução CNPE 03, de 06 de março de 2013 estendeu o horizonte da CAR de dois para cinco anos por subsistema, nos modelos computacionais para estudos energéticos e de formação de preço a partir da primeira semana operativa de Abril de 2013.

Destaca-se que a metodologia de cálculo das CAR5 corresponde a utilizar a envoltória do primeiro ano de cada biênio como objeto de cálculo em cada ano do

horizonte de planejamento de médio prazo. Assim, as CAR5 correspondem à envoltória superior de uma sequência de CAR bianuais que seriam reavaliadas para cada ano, conforme ilustrado na figura XX, a seguir, caso mantidas as premissas básicas de oferta e demanda considerada no Ciclo de Planejamento Anual em curso.

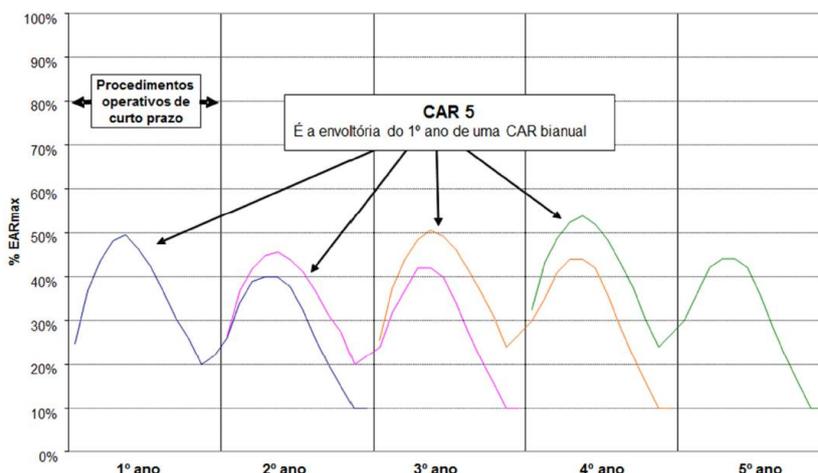


Figura 13: Curva de Aversão ao Risco Cinco Anos – CAR 5

(Fonte: NT 33/2013 do ONS).

A utilização das CAR5 permitiu que as simulações incorporassem adequadamente a política de operação nas simulações da operação, bem como as restrições que efetivamente estivessem em vigor na ocasião da elaboração dos respectivos PMOs. Assim, as decisões operativas decorrentes refletiriam o critério de aversão ao risco de déficit de energia que se estabeleceu por meio da Resolução CGE nº 109/2002.

6.4 IMPACTOS NA OPERAÇÃO E DESPACHO HIDROTÉRMICO – CVAR

Conforme descrito no capítulo anterior a metodologia até então utilizada, CAR 2, mostrava complicações na sua estrutura e com o passar do tempo mostrou-se incapaz de fornecer uma sinalização adequada para indicar um despacho térmico que proporcionasse valores operacionais mais seguros de EAR. Então o ONS passou a utilizar os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP a fim de obter um despacho térmico adicional.

A publicação da Resolução CNPE 03/2013, a qual estabeleceu em seu artigo 1º as diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos

programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, decretou ao CEPEL a implementação de uma nova metodologia de aversão ao risco nos modelos computacionais de otimização do despacho energético.

O CEPEL cumpriu o descrito no artigo 1º da Resolução e na data decretada colocou à disposição da CPAMP uma nova versão do modelo computacional NEWAVE. Nessa nova versão do Programa NEWAVE, foram desenvolvidas e implementadas internamente ao mesmo duas metodologias de aversão a risco, denominadas Superfície de Aversão a Risco – SAR e Valor Condicionado a um dado Risco – CVaR. Pelos resultados dos valores para os elementos de escolha listados anteriormente, inclusive o tempo processamento, a CPAMP concluiu que o mecanismo de aversão a risco que apresentou o melhor compromisso entre o aumento da segurança e os impactos nos custos do sistema e que, em consequência, deveria ser adotado no momento era o CVaR com parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$. O CEPEL também implementou as adaptações necessárias no Programa DECOMP para permitir que o mesmo passasse a ler a nova Função de Custo Futuro do NEWAVE, obtida com a utilização desses mecanismos de aversão ao risco e posteriormente também implementou no modelo DECOMP o mecanismo de aversão ao risco CVaR, considerando os mesmos parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$ utilizados no modelo NEWAVE.

O Mecanismo de Aversão a Risco CVaR visava dar maior peso aos cenários hidrológicos desfavoráveis e de custo mais elevado no cálculo da política de operação, da seguinte forma:

- A função objetivo, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso $(1-\lambda)$, considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso (λ) ;
- O conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro (α) , relacionado ao nível de proteção, que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo, como ilustrado em vermelho à direita na figura 14.

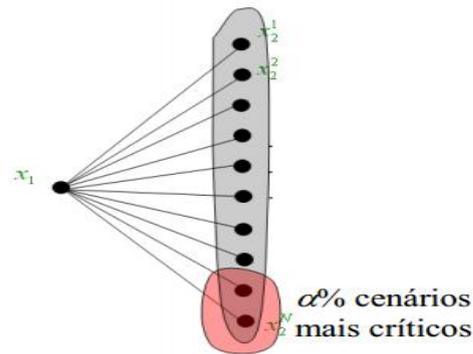


Figura 14: – Indicação dos cenários mais críticos em cada estado do modelo NEWAVE (Fonte: ANEEL).

A expressão a seguir mostra a função objetivo do problema com os termos referentes ao CVaR, considerando, para facilitar a exposição, o caso simples de um problema de dois estágios, onde $c_t x_t$ corresponde ao custo de geração térmica mais déficit no estágio t.

$$\min_{x_1} \left[c_1 x_1 + \underbrace{(1-\lambda)}_{\text{Peso para o valor esperado}} E \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] + \underbrace{\lambda}_{\text{Peso para o CVaR}} CVaR_{\underbrace{\alpha}_{\text{Nível de proteção}}} \left[\min_{x_2} c_2 x_2 \right] \right]$$

Figura 15: – Função objetivo do problema de otimização considerando os parâmetros α e λ da metodologia CVaR (Fonte: ANEEL).

No modelo NEWAVE, a ponderação mostrada acima é realizada em cada estado de cada estágio (período) na recursão *backward* do processo iterativo. A metodologia CVaR é aplicada no modelo DECOMP dando-se um peso maior para os $\alpha\%$ cenários de custo mais elevado do conjunto de cenários filhos a cada nó da árvore de cenários, como mostra a figura 16.

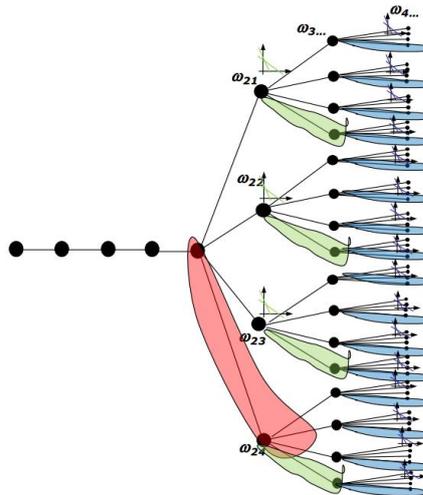


Figura 16: – Indicação dos $\alpha\%$ cenários mais críticos do conjunto de cenários filhos de cada nó da árvore de cenários, no modelo DECOMP (Fonte: ANEEL).

Uma vez definidos os valores dos parâmetros pode-se aplicar diretamente a metodologia de CVaR na PDDE para a resolução do problema multi-estágio, de acordo com o seguinte procedimento:

- Resolver os subproblemas para todos os K cenários filhos;
- Identificar os $\alpha\%$ maiores valores de custo (z_t, w);
- Construir cortes levando em consideração tanto o valor esperado como o CVaR.

A figura 17 ilustra a relação de Custo/Benefício com a parametrização das variáveis $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$ e um comparativo com as CAR.

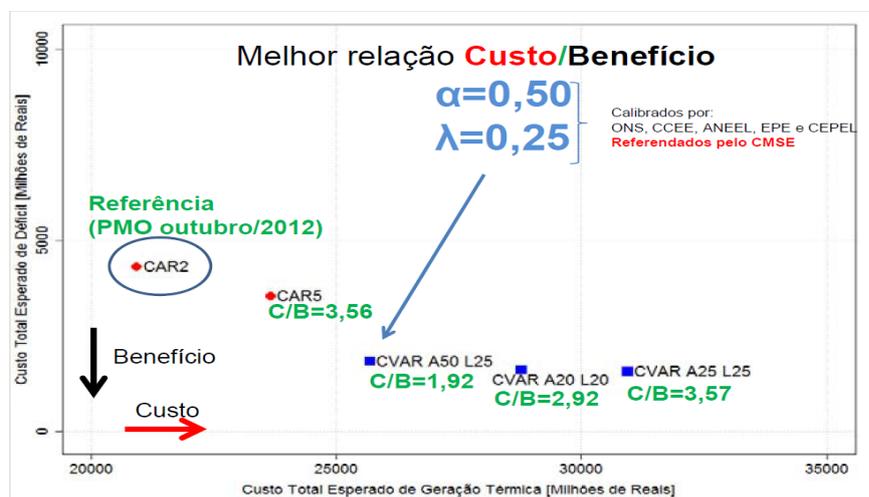


Figura 17: Comparativo Custo X Benefício CVaR e CAR (Fonte: DAHER, 2013)

Nota-se que com a utilização da metodologia CVaR, com os parâmetros $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$, ocorre um aumento da segurança operativa do SIN por intermédio de uma aversão ao risco mais apurada, ou seja, com um despacho térmico convencional mais acentuado e adiantado no sistema de forma a manter os níveis de EAR em valores que garantam o suprimento energético do setor elétrico. A figura seguinte apresenta uma simulação do montante de despacho térmico convencional utilizando CAR 2 e utilizando CVaR para o período de janeiro de 2011 a dezembro de 2012. A metodologia CVaR com os parâmetros escolhidos $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$ é a que melhor se aproxima do despacho térmico convencional realizado no período.

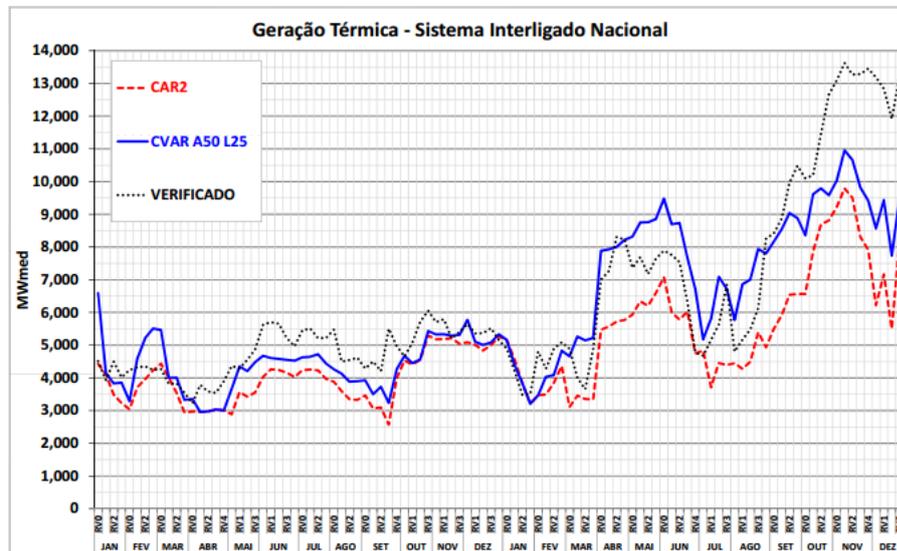


Figura 18: Comparativo CVaR e CAR 2 (Fonte: DAHER, 2013)

7. AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DO EAR NO MODELO DECOMP

7.1 ENTENDENDO O MODELO DECOMP

NO modelo DECOMP os valores calculados são as diretrizes das metas das principais variáveis da programação operativa energética. Como citado nos capítulos anteriores o modelo define as metas de geração para cada usina de forma individualizada sendo que um dos seus dados de entrada é a Função de Custo Futuro – FCF obtida pelo modelo NEWAVE. A FCF agrega todas as usinas em quatro subsistemas, sendo um dado de entrada do modelo de curto prazo onde é calculado o Curto Marginal de Operação – CMO para cada subsistema. A formação desse custo é em linhas gerais compostos pelos gastos com combustíveis das unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda.

Como citado o conceito de CMO está atrelado ao custo de atender o próximo MW de demanda em cada subsistema. Quando esse custo de demanda é atendido com a utilização de usinas térmicas, ele corresponde ao custo de geração da última térmica despachada. Caso as unidades térmicas no mérito despachadas não foram suficientes para atender toda a carga que ocasionou o despacho, o custo marginal de operação passa a ser o custo da última unidade despachada, ou seja, a denominada Ordem de Mérito para despacho. Vale ressaltar que quando o aumento da demanda é atendido somente com a geração hidroelétrica o custo corresponde ao valor da água nesse subsistema e se for atendido com o aumento de envio de energia de outro subsistema, esse custo será o custo do subsistema fornecedor.

Para a representação dos limitadores da utilização do uso da água nos subsistemas, o DECOMP possui representações das restrições físicas e operativas relacionadas ao problema, como exemplo a conservação da água, os limites de turbinamento, defluências mínimas das usinas, armazenamento dos reservatórios e atendimento à demanda. As incertezas a cerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos dos sistema são representadas através de cenários hidrológicos em cada revisão semanal.

No modelo DECOMP estão incorporadas as seguintes características para a operação do sistema.

Características específicas das usinas hidráulicas:

1. Enchimento de volume morto;
2. Cronograma de manutenção;
3. Vazão mínima de deplecionamento;
4. Representação das unidades elevatórias;
5. Representações hidroelétricas especiais;
6. Restrições de balanço hídrico por patamar porá usinas a fio d'água;
7. Volume de espera para amortecimento das cheias;
8. Produtividade variável: Função de produção energética;
9. Evaporação;
10. Retirada de água para outros usos;
11. Alteração de cadastro de usinas hidroelétricas;
12. Tempo de viagem de vazão defluente dos aproveitamentos;
13. Tratamento das bacias especiais;
14. Geração de Pequenas Usinas.

Características específicas de usinas térmicas:

1. Geração mínima de usinas térmicas;
2. Cronograma de manutenção;

Características do processo de otimização:

1. Interligação com os modelos de planejamento da operação a médio prazo (NEWAVE)
2. Penalidade para intercâmbios entre subsistemas e vertimentos de reservatórios;
3. Revisão da política do mês inicial;

O objetivo das restrições listadas do DECOMP é encontrar uma estratégia de operação que forneça as metas de geração para cada usina do sistema, para cada estágio do período de planejamento baseado no estado inicial de armazenamento informado em cada aproveitamento. Essa estratégia deve minimizar o valor

esperado do custo de operação global ao longo do período, composto do custo de combustíveis mais penalizações por eventuais falhas no atendimento a demanda.

Os níveis de armazenamento calculados pelo DECOMP estão diretamente ligados ao cenário de afluência discretizados semanalmente. Afluências otimistas com verificação de afluência acima dos estimado para a semana operativa resulta em um adicional no armazenamento equivalente e a frustração das afluências em relação ao calculado para a semana operativa em um deplecionamento do reservatório equivalente.

7.2 MODELO GEVAZP

A representação dos cenários de operação no modelo DECOMP é dado através da construção de cenários de vazões mensais afluentes das usinas do sistema. Para cada semana do primeiro mês do planejamento as afluências são consideradas determinísticas, utilizam-se as previsões obtidas pelos modelos PREVIVAZ no horizonte mensal. Para a programação de tempos maiores, a incerteza nas afluências naturais aumenta e desse modo uma única previsão não é suficiente para determinar o processo estocástico que a originou.

Como solução para esse problema, ajusta-se um modelo pelo qual acredita-se que as séries históricas tenham sido produzidas e a partir delas são geradas as séries sintéticas. E é neste âmbito que se insere o modelo gerador de cenários GEVAZP(CEPEL, 2002). O GEVAZP gera cenários para dois escopos, o de curto prazo e o de médio prazo. Partindo das previsões do modelo PREVIVAZ para o primeiro mês de planejamento, o modelo GEVAZP fornece cenários de vazões para o segundo mês a frente que é utilizado pelo DECOMP para calcular o custo futuro de curto prazo. Partindo do valor de afluência verificada do mês anterior ao primeiro mês de planejamento, o modelo GEVAZP fornece cenários de energia afluente para até cinco anos a frente que é utilizado pelo NEWAVE (CEPEL, 2006) para cálculo do custo futuro, desta forma, são gerados os cenários de vazões para o curto e médio prazo GEVAZP.

Os cenários hidrológicos podem ser representados através de uma árvore de afluências, com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo. A Figura 19 mostra uma estrutura de cenários para um horizonte de estudo de quatro meses,

onde o primeiro mês esta dividido em cinco semanas com afluições supostas conhecidas.

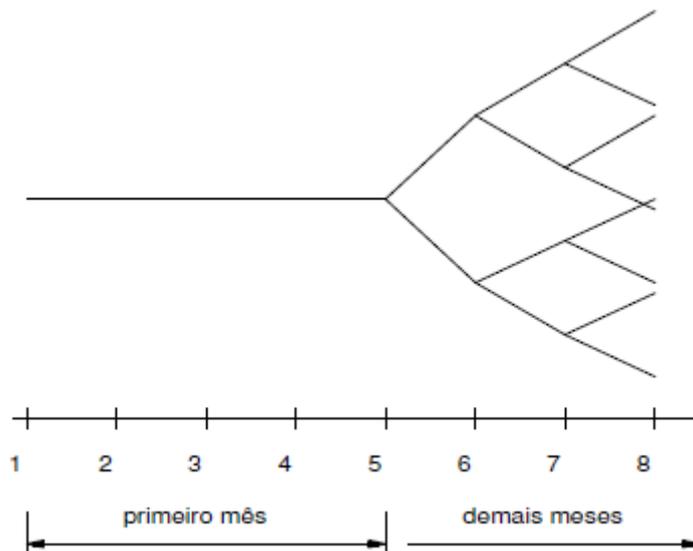


Figura 19: Esquema de representação de cenários de afluência (Fonte: CEPTEL)

Para calcular a Função de Custo Futuro no NEWAVE, é necessário um conhecimento prévio do modelo estocástico que representa as afluências. Conhecendo-se este modelo, pode-se sortear um grande número de hipóteses de afluência e acompanhar a evolução do sistema durante a os próximos cinco anos para cada trajetória sorteada, correspondente a cada hipótese de afluência e calcular o custo médio da cada cenário calculado.

O modelo estocástico que ajusta o comportamento das afluências no GEVAZP é denominado PAR (p), proposto para ser utilizado nos modelos de médio e curto prazo, NEWAVE e DECOMP. No primeiro mês (mês da previsão), os valores obtidos são calculados semanalmente pelo PREVIVAZ e a partir da média destes valores o GEVAZP gera cenários de vazão afluentes para o segundo mês onde é acoplado na FCF do NEWAVE obtendo assim a Função de Custo Futuro do curto prazo e com isso estabelecer a política e a estratégia de operação.

7.3 CASO BASE E AS PREMISSAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES

Para realizar a avaliação do impacto dos dados de entrada das afluências no resultado da otimização individualizado e no cálculo da política de operação do

DECOMP, foram utilizados os valores oficiais do programa mensal de operação do Operador Nacional do Sistema do mês de Fevereiro de 2014. As premissas adotadas da oferta hidrotérmica, termoeétrica e das usinas não simuladas individualmente podem ser encontradas no Relatório Executivo do ONS referente a semana operativa .

Os armazenamentos iniciais considerados foram de 41,1% EAR_{máx} para o sub sistema SE/CO, 59,3% EAR_{máx} para o Sul , 42,7% EAR_{máx} para o Nordeste e 60,4% EAR_{máx} para o Norte. As afluições consideradas no caso base são apresentadas na Tabela 3 e na Figura 20.

Tabela 3: Dados das afluições consideradas na primeira semana operativa de 2014

AFLUÊNCIAS CONSIDERADAS POR SUBSISTEMA E SEMANA OPERATIVA PMO FEVEREIRO 2014

Semanas Operativas		Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Sudeste	TOTAL (Mwméd)	25977.05	29296.02	33277.44	40516.75	42157.26	40612.27
	% MLT	44%	50%	56%	69%	76%	74%
Sul	TOTAL (Mwméd)	6377.76	6237.25	6804.12	6897.38	7050.40	6067.70
	% MLT	76%	74%	81%	82%	102%	88%
Nordeste	TOTAL (Mwméd)	6091.66	5162.38	5503.39	5909.78	5986.84	6032.77
	% MLT	41%	35%	37%	40%	40%	40%
Norte	TOTAL (Mwméd)	11443.58	12275.72	12923.43	13684.00	13733.15	14342.77
	% MLT	88%	94%	99%	105%	91%	95%

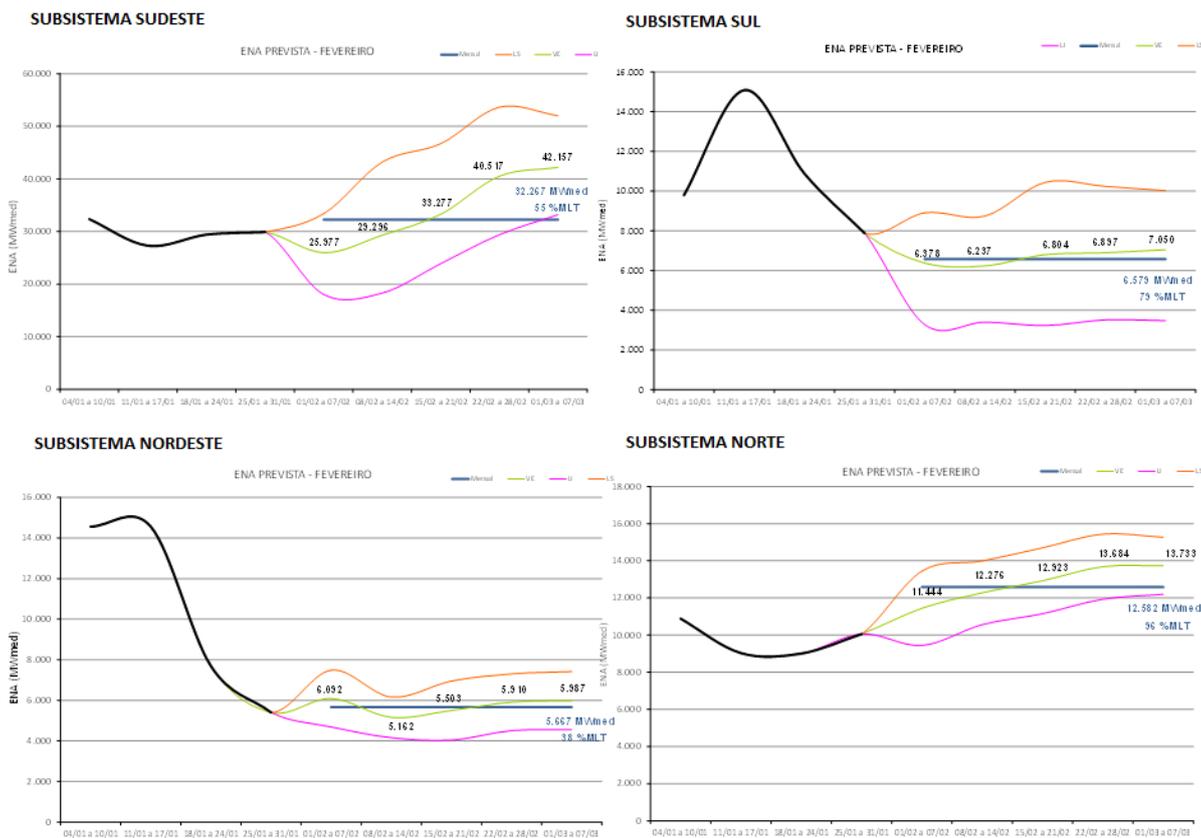


Figura 20 Dados das afliências PMO Fevereiro 2014 com limites superior e inferior de vazão

Na tabela a seguir, é apresentado os dados de carga considerada no DECOMP, já contemplado o ajuste mensal da carga do PEN.

Tabela 4 Dados de carga considerados na simulação oficial
EVOLUÇÃO DA CARGA CONSIDERADA PARA O PMO FEVEREIRO 2014

Subsistema	Carga Semanal (MWMéd)				Carga Mensal (MWMéd)
	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Fevereiro/2014 Mensal
SE	41.114	41.191	41.447	41.726	41.37
SUL	12.017	12.093	12.143	12.223	12.119
NE	10.236	10.18	10.07	10.147	10.158
NORTE	5.31	5.335	5.311	5.35	5.326
SIN	68.677	68.799	68.971	69.446	68.973

É observado nos dados realizados da operação do sistema que há uma forte correlação entre o dado previsto e verificado de afliência com a evolução dos armazenamentos. A proposta da simulação é verificar o comportamento dos dados

de saída do modelo DECOMP para a evolução dos níveis de armazenamento por subsistema e do seus custos marginais de operação para a primeira semana operativa do mês de fevereiro de 2014. Para realizar o estudo foi considerado as vazões realizadas oficiais apresentados pelo Operador Nacional do Sistema no decorrer de cada revisão semanal apresentadas na Tabela 5. Os demais dados do deck foram os valores oficiais do PMO de fevereiro de 2014.

Tabela 5: Dados realizados de vazão em cada revisão semanal

AFLUÊNCIAS REALIZADAS POR SUBSISTEMA E SEMANA OPERATIVA PMO FEVEREIRO 2014

Semanas Operativas		Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Sudeste	TOTAL (Mwméd)	21143.52	17200.31	22450.95	30206.92	32446.73	40612.27
	% MLT	36%	29%	38%	51%	59%	74%
Sul	TOTAL (Mwméd)	4664.95	3852.00	4902.82	7280.28	7909.48	6067.70
	% MLT	56%	46%	59%	87%	114%	88%
Nordeste	TOTAL (Mwméd)	5752.17	4423.15	2927.30	2829.05	2917.28	6032.77
	% MLT	38%	30%	20%	19%	20%	40%
Norte	TOTAL (Mwméd)	11572.56	10896.47	12714.68	13792.23	13640.50	14342.77
	% MLT	89%	83%	97%	106%	90%	95%

A apresentação na Tabela 7.3 de tabela por subsistema equivalente considera a produtividade média a 65% para cálculo da energia natural afluenta – ENA em MWmédio para cada posto. Com os dados verificados de vazão, foi executado o modelo GEVAZP obtendo-se assim a árvore de vazões necessárias para o cálculo da política de operação.

7.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DECOMP PMO FEVEREIRO 2014

No de fevereiro de 2014 ocorreu quatro semanas operativas e consequentemente quatro revisões dos dados da operação de curto prazo. Nos resultados obtidos foi observado que devido as variações consideráveis das vazões previstas e realizadas, alguns limites de vazão de defluência mínima, restrições elétricas e de engolimento das máquinas foram violadas inviabilizando a convergência de três revisões. Para fins de avaliação do custo marginal de operação e a evolução dos níveis de armazenamento foi utilizado apenas os dados da simulação convergida da primeira revisão, a revisão zero.

Na figura abaixo é apresentado graficamente os valores de previsão de aflluência de cada revisão e os dados verificados durante o mês de fevereiro.

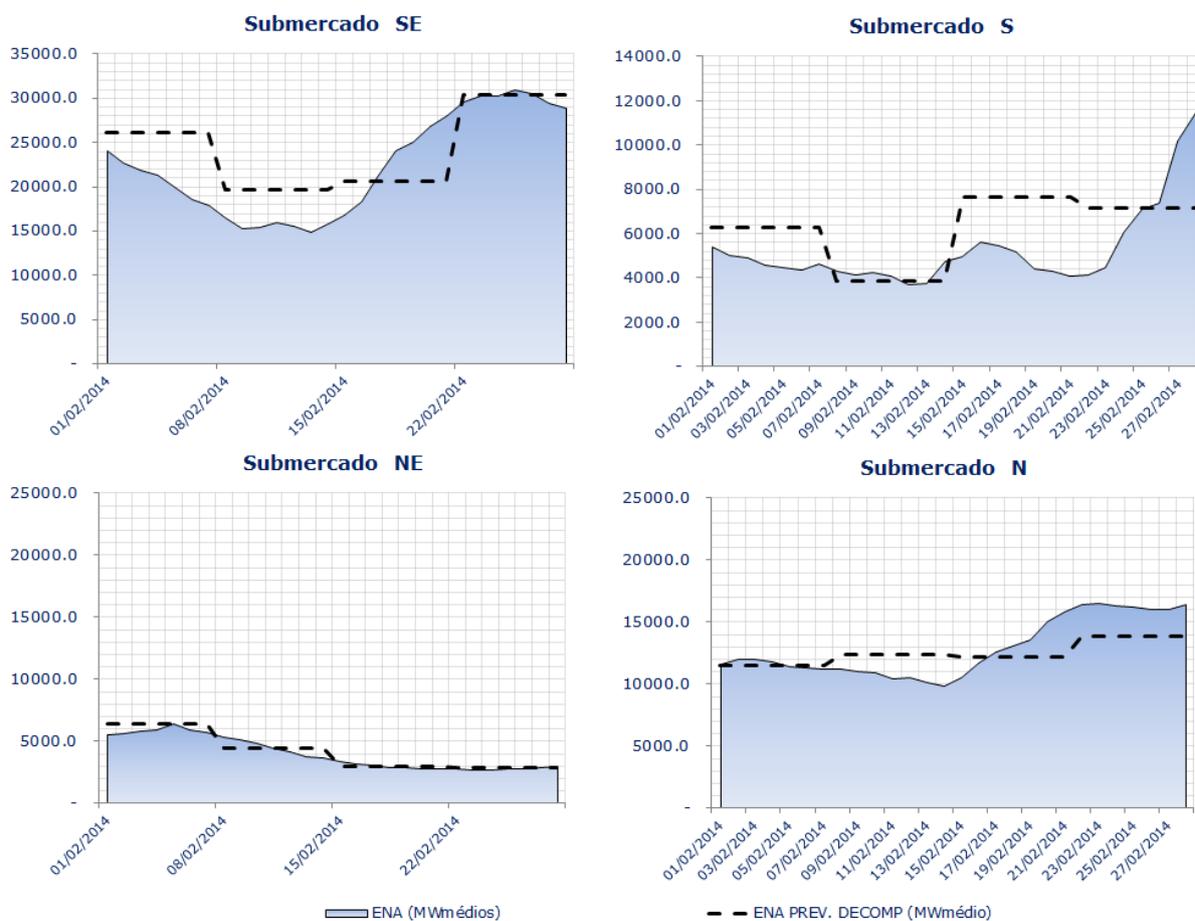


Figura 21 Dados de ENA realizado e a previsão semanal da semana operativa

Na revisão referente a semana operativa do dia primeiro ao dia oito de fevereiro, é observado uma considerável redução nas afluições em relação ao estimado pelo DECOMP. Esta frustração principalmente no subsistema sudeste e sul impactando diretamente no nível de partida para a próxima semana da energia armazenada e no custo marginal de operação. A decisão operativa para as próximas semanas das metas dos armazenamentos é calculada com base nos dados de previsão de vazão imputados no modelo. Valores superestimados de vazão produzem uma realidade muito otimista, indicando para o operador que a evolução semanal dos reservatórios é ascendente distorcendo assim a realidade na simulação. Os gráficos da figura 7.5 mostram de maneira esquematizada essa relação e o impacto da afluência prevista, energia armazenada semanal calculada na revisão e a realizada.

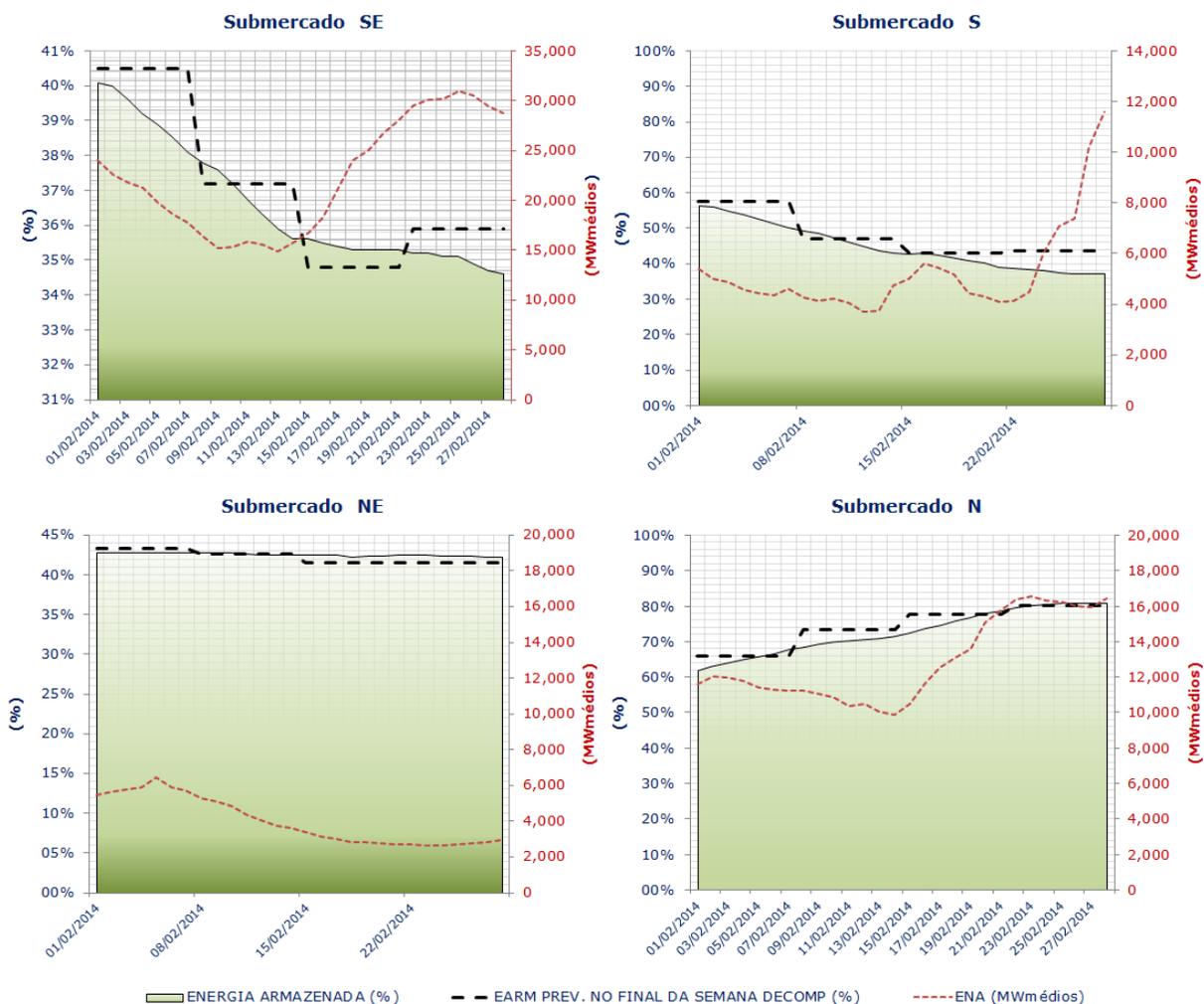


Figura 22 Dados do EAR estimado para a semana operativa, EAR realizado e ENA verificada

O resultado das simulações considerando as afluições ocorridas durante o mês de fevereiro de 2014 para a revisão zero são apresentadas nos gráficos a seguir. Na figura 23 nota-se que os valores oficiais da evolução do nível de armazenamento de todos os subsistemas é superior se comparado com valores calculados com a vazão que realmente ocorreu no sistema.



Figura 23 Dados da evolução dos níveis de armazenamento das revisões do mês de fevereiro e a evolução do caso simulado com as vazões verificadas

Os valores calculados por subsistemas discretizados semanalmente têm uma pequena variação percentual se comparado os valores oficiais e os simulados. É importante retomar a teoria na avaliação desses dados, as usinas são simuladas individualmente e cada aproveitamento possui uma representatividade na bacia que faz parte e a sua contribuição no Sistema Interligado Nacional. O impacto na decisão da regularização das usinas pode ser considerável dependendo da previsão de afluência que foi considerada para a cascata. Outra variável representativa na simulação é o custo marginal de operação final com os valores verificados de vazão que são representados na figura 24.

CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO OFICIAL E SIMULADO PMO FEVEREIRO 2014

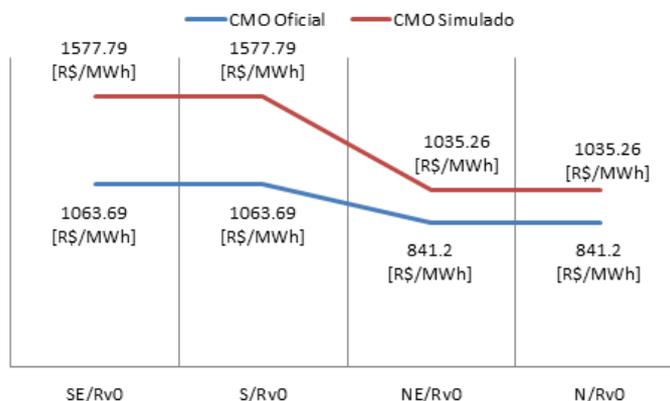


Figura 24 Custos marginais de operação oficial e simulado com as vazões realizadas

Os custos marginais de operação calculados com as vazões verificadas no decorrer do mês apresentam uma considerável elevação se comparado aos valores oficiais publicados. Na simulação proposta foi aplicada a vazão real do sistema e a resposta do modelo está coerente com o esperado, os custos marginais de operação se elevam e a evolução dos armazenamentos são inferiores aos previstos inicialmente.

8. CONCLUSÃO

Os níveis de armazenamento dos principais reservatórios do setor elétrico, registrados entre julho de 2012 a dezembro de 2013, estão diretamente relacionados com o aumento dos encargos de serviços de sistema por segurança energética, da judicialização do setor e da mudança na metodologia de aversão ao risco adotada nos modelos de otimização energética, a saber NEWAVE e DECOMP. Essas mudanças refletem a forma de planejamento que o setor vem adotando há mais de 10 anos, por não considerar a importância de aumento da capacidade de regularização frente a crescente demanda de energia.

Os modelos de incorporação da previsão de cenários de vazão para os próximos meses e semanas operativas devem ser discutidos e aprimorados. As diferenças verificadas entre os dados estimados de vazão e consequentemente os valores calculados para a evolução semanal dos armazenamentos impactam diretamente a tomada de decisão e o custo marginal de operação. A decisão econômica para a entrada no mérito de uma térmica e o excedente que irá compor o encargo de serviço do sistema é impactada consideravelmente pelas variáveis estudadas.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Balço Energético Nacional (BEM-2013) – Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 2013.** Disponível em https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf (acesso em 01/05/2014).
2. **Plano Decenal de Energia (PDE-2022) – Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014.** Disponível em <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Decenal%20de%20Energia%20%E2%80%93%20PDE/PlanoDecenaldeExpans%C3%A3odeEnergia%E2%80%93PDE2022%C3%A9colocadoemConsultaP%C3%ABblica.aspx?CategorialD=345> (acesso em 01/05/2014).
3. **Regras de Comercialização - Formação do Preço de Liquidação de Diferenças 2013.2.1.** http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras. (acesso em 25/11/2013).
4. **Resolução CNPE 03.** www.mme.gov.br/mme/.../resolucao.../Resolucao_CNPE_3_2013.pdf (acesso em 25/11/2013).
5. SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** 2ª edição. Florianópolis, 2012.
6. MIGUEL, Franklin. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.** Curitiba, 2012.
7. MONTEIRO, Gisele. **Comercialização de Energia Elétrica e Leilões.** Curitiba, 2012.
8. CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Manual de Referência – Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – MODELO GEVAZP,** Rio de Janeiro, jun. 2002.
9. CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Manual de Referência do Modelo NEWAVE,** Rio de Janeiro, 2006.
10. CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Modelo DECOMP – Manual de Referência Versão 16.3,** Rio de Janeiro, 2006.