



FUNDAÇÃO  
GETULIO VARGAS

**FGV Management**  
**MBA do Setor Elétrico**

TRABALHO DE CONCLUSÃO  
DE CURSO

# **A ESCOLHA ENTRE O RISCO DE DÉFICIT DE ENERGIA E O ÔNUS DO DESPACHO POR SEGURANÇA ENERGÉTICA NA OPERAÇÃO DO SIN**

**Elaborado por:**

**Rodrigo Santana do Amaral**

Trabalho de Conclusão de Curso de  
MBA do Setor Elétrico 1/15

**Curitiba**  
**Maió/2017**

Rodrigo Santana do Amaral

**A ESCOLHA ENTRE O RISCO DE DÉFICIT DE  
ENERGIA E O ÔNUS DO DESPACHO POR  
SEGURANÇA ENERGÉTICA NA OPERAÇÃO DO SIN:  
Avaliação do Impacto Sobre uma Usina Termelétrica  
Flexível**

Coordenador: 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 TURMA  
1/2015.

Curitiba – PR  
2017

---

O Trabalho de Conclusão de Curso

**A ESCOLHA ENTRE O RISCO DE DÉFICIT DE ENERGIA E O  
ÔNUS DO DESPACHO POR SEGURANÇA ENERGÉTICA NA  
OPERAÇÃO DO SIN:  
Avaliação do Impacto Sobre uma Usina Termelétrica Flexível**

elaborado por **Rodrigo Santana do Amaral** e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA do Setor Elétrico**, Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

---

Coordenador Acadêmico  
Prof. Fabiano Coelho

---

## **Agradecimentos**

À Companhia Energética Potiguar S.A., pelo patrocínio da minha capacitação no MBA do Setor Elétrico do ISAE/FGV, no âmbito do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ANEEL intitulado "Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit", código ANEEL PD-0642-002/2015, executado pela FGV, PSR e Thymos, sob coordenação da primeira e fiscalização pelo comitê técnico das executoras, do qual faço parte.

---

## **DECLARAÇÃO**

A empresa Candeias Energia S.A., representada neste documento pelo Sr Jarbas Rodrigues Benevides, Diretor, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado "A ESCOLHA ENTRE O RISCO DE DÉFICIT DE ENERGIA E O ÔNUS DO DESPACHO POR SEGURANÇA ENERGÉTICA NA OPERAÇÃO DO SIN: Avaliação do Impacto Sobre uma Usina Termelétrica Flexível", realizado pelo aluno Rodrigo Santana do Amaral, do Curso MBA do Setor Elétrico do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Candeias – BA, 28 de abril de 2017

---

## **TERMO DE COMPROMISSO**

O aluno Rodrigo Santana do Amaral, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de junho de 2015 a abril de 2017, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado "A ESCOLHA ENTRE O RISCO DE DÉFICIT DE ENERGIA E O ÔNUS DO DESPACHO POR SEGURANÇA ENERGÉTICA NA OPERAÇÃO DO SIN: Avaliação do Impacto Sobre uma Usina Termelétrica Flexível" é autêntico, original e de sua autoria exclusiva.

\_\_\_\_\_, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Rodrigo Santana do Amaral

---

## RESUMO

Por dispor de enormes reservatórios de armazenamento em usinas hidrelétricas, a operação centralizada do sistema elétrico brasileiro requer avaliação constante da necessidade de acionar termelétricas a fim de poupar água para uso futuro. Modelos matemáticos definem o despacho ótimo por ordem de mérito ponderando, dentre outros, o risco de déficit de energia. Não obstante, em 2007 foi criada a modalidade de despacho fora da ordem de mérito (por segurança energética), levando à intensificação do despacho termelétrico, especialmente na região nordeste com o crescimento da geração intermitente eólica. Ao passo que os critérios de suprimento e aversão ao risco foram aprimorados, a Função de Custo do Déficit permanece com a concepção de mais de duas décadas. Como resultado, a necessidade de geração fora do mérito tem causado diversos impactos regulatórios e econômicos, como deslocamento da produção hidrelétrica, distorções na formação de preço e elevação exponencial da geração termelétrica. Após arcar unilateralmente com o ônus dessas mudanças por anos, geradores termelétricos e hidrelétricos buscaram a ANEEL para expor o assunto e requerer a devida compensação pelos eventos que entendem se caracterizar na área extraordinária dos riscos em torno dos contratos regulados, provocando mudanças importantes na regulação do setor.

**Palavras-chave:** Custo de Déficit. Geração Termelétrica. GFOM. Segurança Energética. Despacho Hidrotérmico.

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i>
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
FCDef	Função de Custo do Déficit de energia elétrica
FCF	Função de Custo Futuro
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
GFOM	Geração Fora da Ordem de Mérito
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna
IPDO	Informativo Preliminar Diário da Operação
MCP	Mercado de Curto Prazo
MIP	Matriz Insumo-Produto
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
POCP	Procedimentos Operativos de Curto Prazo
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

---

## Sumário

1	INTRODUÇÃO .....	10
2	A OPERAÇÃO DO SIN.....	13
2.1	Critérios de Suprimento e Aversão ao Risco .....	16
2.2	Os Modelos de Formação de Preço e Despacho Hidrotérmico.....	19
2.3	A Função de Custo do Déficit de Energia.....	20
2.3.1	Fundamentos Conceituais e Aplicações no SEB .....	20
2.3.2	Histórico .....	23
2.3.3	A Chamada Estratégica de P&D ANEEL.....	25
2.4	A Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito.....	27
2.4.1	As Decisões do CMSE .....	31
2.4.2	Impactos da GFOM na Formação de Preço .....	35
2.4.3	Impacto da GFOM nas Usinas Hidrelétricas.....	36
2.4.4	Impacto da GFOM nas Usinas Termelétricas.....	38
3	ESTUDO DE CASO .....	41
3.1.1	Apresentação da Empresa.....	41
3.1.2	Histórico de Geração das UTEs Global I e Global II.....	42
3.1.3	Os Impactos do Despacho por Segurança Energética .....	44
3.1.4	As Discussões com a Agência Reguladora .....	46
4	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	48
	REFERÊNCIAS .....	51

---

# 1 INTRODUÇÃO

O custo do déficit de energia elétrica ocupa papel fundamental para o Planejamento da Expansão e da Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo referência de valor máximo que poderia ser atribuído a um novo empreendimento de geração planejado para evitar a falta de energia elétrica, assim como do máximo custo operacional que faria sentido econômico. É também utilizado em diversos outros processos no sistema elétrico, com influência direta no cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), no contexto da otimização do despacho hidrotérmico, assim como no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) utilizado na comercialização da energia elétrica, além de servir de referência primordial para elaboração de Política Pública de Racionamento de Energia (ANEEL, 2001).

Nos modelos matemáticos de auxílio à decisão da operação, o custo do déficit aparece como uma Função de Custo do Déficit de energia elétrica (FCDef), que estabelece valores de penalização dos eventos de falta de energia segundo a profundidade de corte necessária. Ocorre que a atual FCDef foi definida em 2002, baseada na Matriz Insumo-Produto (MIP) publicada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 1996, tendo sido atualizada anualmente pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) desde então, não preservando seu significado econômico (ANEEL, 2014).

Isso posto, os modelos de formação de preço têm se baseado apenas na elasticidade do PIB com o consumo de energia elétrica – utilizando dados de mais de duas décadas – para valorar os eventos onde se projeta qualquer déficit de energia. Não surpreende então que as decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no sentido de incorporar aos modelos maior aversão ao risco, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) de permitir despacho térmico adicional por garantia de suprimento energético e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de realizar frequentes despachos fora da ordem de mérito revelem

---

clara política de evitar os déficits de energia elétrica, mesmo que os custos de prevenção se tornem maiores que o suposto valor do déficit evitado.

Somando estes eventos à severa escassez hídrica que atinge diversas regiões do país desde o período úmido de 2012, batendo novos recordes (de piores afluências) a cada ano na região nordeste, o resultado tem sido o despacho intenso das termelétricas dessa região em quase todas as semanas desde então.

Ocorre que nem sempre o CMO tem refletido a necessidade de acionamento termelétrico sob a ótica do ONS, principalmente no que se refere ao despacho das usinas a óleo combustível ou óleo diesel – que possuem Custo Variável Unitário (CVU) elevado – cujo despacho predomina sob a classificação de garantia de suprimento energético, que acontece fora da ordem de mérito econômico.

Essa geração fora da ordem de mérito (GFOM) não é prevista nos modelos de formação de preço, mas altera a evolução dos níveis de reservatórios, ocorrendo em substituição à produção hidrelétrica prevista na otimização do despacho hidrotérmico. O resultado é que as hídricas produzem menos e as térmicas, mais, com impactos econômicos em ambos os lados. Os impactos sobre as usinas hidrelétricas tem sido objeto de ações judiciais e processos administrativos junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), intensificados no final de 2014, passando por inovações legais e regulatórias quanto à repactuação do risco hidrológico e especificamente quanto à compensação às hídricas pelo deslocamento de sua produção causado pela GFOM, objeto da recente Audiência Pública (AP) nº 45/2016 (ANEEL, 2017).

Por sua vez, o impacto econômico para as usinas térmicas é menos intuitivo, porém não menos relevante, e depende particularmente da configuração técnica da usina, combustíveis utilizados e, em parte, da estratégia adotada pelo agente na formação do seu CVU, como será detalhado no desenvolvimento deste trabalho.

Nesse contexto, o presente trabalho visa estabelecer e evidenciar o nexo entre a deficiência dos modelos de otimização do despacho hidrotérmico – em especial pela desatualização da função de custo do déficit de energia elétrica – e o ônus incorrido por agentes do setor, se valendo de estudo de caso de duas

---

termelétricas a óleo combustível localizadas no nordeste brasileiro, cujo despacho foi elevado significativamente pela geração fora da ordem de mérito.

Para este fim, após esta introdução, faz-se exposição sobre a operação do SIN e seus critérios de suprimento, abordando os principais elementos presentes na formação de preço, incluindo uma abordagem mais detalhada sobre o custo do déficit, seu significado, aplicação e evolução da função. Na sequência, apresenta-se a origem da geração fora da ordem de mérito, breve histórico da geração termelétrica no SIN e no nordeste, decisões do CMSE e seus principais impactos sobre a formação de preço e geradores hidrelétricos e termelétricos. Depois é analisado o estudo de caso das usinas termelétricas da Candeias Energia S.A. (“CANDEIAS”) e a evolução de suas discussões com a agência reguladora. Por fim, conclui-se o trabalho com a recapitulação da origem do problema, síntese dos seus impactos e exposição de propostas para mitigação ou solução do problema, assim como outros estudos identificados como necessários ao longo do desenvolvimento.

---

## **2 A OPERAÇÃO DO SIN**

A matriz elétrica brasileira possui predominância da fonte hídrica, com participação de aproximadamente 65% da capacidade instalada em operação, porém responsável por fração ainda maior da energia elétrica produzida na maioria dos anos. No entanto, nas últimas décadas outras fontes apresentaram crescimento expressivo, como as termelétricas (a biomassa, gás natural, óleo combustível e óleo diesel) e as eólicas. As usinas hidrelétricas construídas nos últimos anos caracterizam-se ainda pela baixa capacidade de regularização, dadas as dificuldades para licenciamento de grandes reservatórios, em especial quando estes projetos localizam-se na região norte, com grande presença de áreas de preservação e áreas indígenas (EPE, 2015).

O SIN abrange quase a totalidade da carga do país, uma vez que o baixo custo de produção da energia hidrelétrica, sua característica de sazonalidade complementar entre bacias e sua capacidade de armazenamento de energia potencial sob a forma de água em reservatório justificam a interligação das regiões para melhor aproveitamento deste recurso. Desta forma, o SIN possui longas linhas de transmissão que conectam os subsistemas e as fontes geradoras mais distantes aos grandes centros de carga (DAHER, 2016).

O ONS é responsável pela operação do SIN, coordenando a geração e transmissão com o objetivo de garantir a segurança do atendimento eletroenergético ao mínimo custo total, do presente ao futuro. O problema da decisão de despacho em um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, consiste basicamente na escolha entre atender a carga demandada por meio de geração hidrelétrica (custo imediato mínimo) ou despender recursos com combustível para geração termelétrica (custo imediato elevado), poupando a água nos reservatórios de acumulação para uso futuro (DAHER, 2016).

---

Uma variável não gerenciável pelo ONS, porém decisiva para o custo total da operação, é a afluência futura nos reservatórios das hidrelétricas. Desta forma, a Figura 2.1-1 ilustra de forma simples o problema de decisão do Operador.

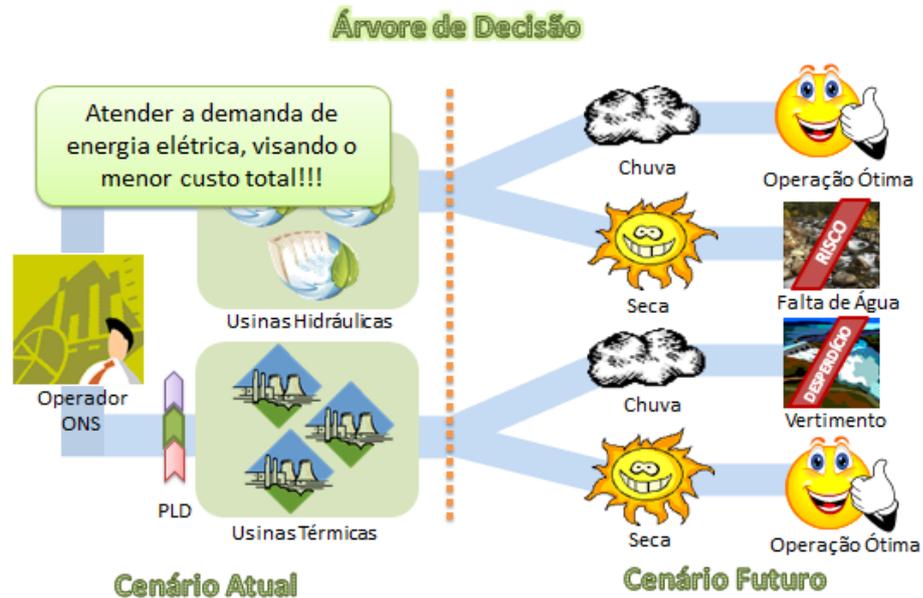


Figura 2.1-1 – Árvore de Decisão do Despacho Hidrotérmico (CCEE, 2013)

A possibilidade de armazenar água em reservatórios implica um acoplamento temporal no problema, onde as decisões operativas no estágio  $t$  influenciam a operação do estágio  $t+1$ , tornando necessária elaboração de uma política operativa para a operação do SIN.

Sendo assim, diferente das usinas termelétricas – cujo valor da energia é dado pelo seu CVU – as usinas hidrelétricas têm um custo de oportunidade que deve ser considerado no procedimento do despacho econômico. De imediato, o benefício da geração hidrelétrica é evitar o acionamento da termelétrica mais cara que seria necessária para atender à demanda. Por sua vez, o benefício futuro requer a consideração da incerteza das afluências futuras, que resultam em diferentes valores, de forma que é adotada a esperança matemática dos possíveis eventos.

Mesmo o SIN dispendo de termelétricas, que não estão sujeitas às variações de afluências, estas possuem papel complementar às hidrelétricas, de modo que há cenários onde baixas vazões afluentes podem implicar insuficiência da geração para

atendimento à demanda em determinado período, o que resulta em déficit de energia elétrica.

Sendo assim, o objetivo do despacho hidrotérmico é decidir quanto de quais recursos de geração utilizar para atender a demanda, minimizando o valor esperado do custo operativo total – incluindo as penalizações por eventual energia não suprida – ao longo do horizonte de planejamento, de cinco anos no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Para tal, o ONS se utiliza de modelos matemáticos com programação dinâmica estocástica para construção das funções de custo imediato e custo futuro, utilizadas na função objetivo da otimização do despacho. As usinas termelétricas com CVU não nulo são então despachadas em ordem de mérito econômico (da mais barata para a mais cara), conforme sinalização dos modelos matemáticos. A Figura 2.2-2 representa a Função Custo Total a ser minimizada e o comportamento das funções de custo imediato e futuro para cada decisão do ONS.

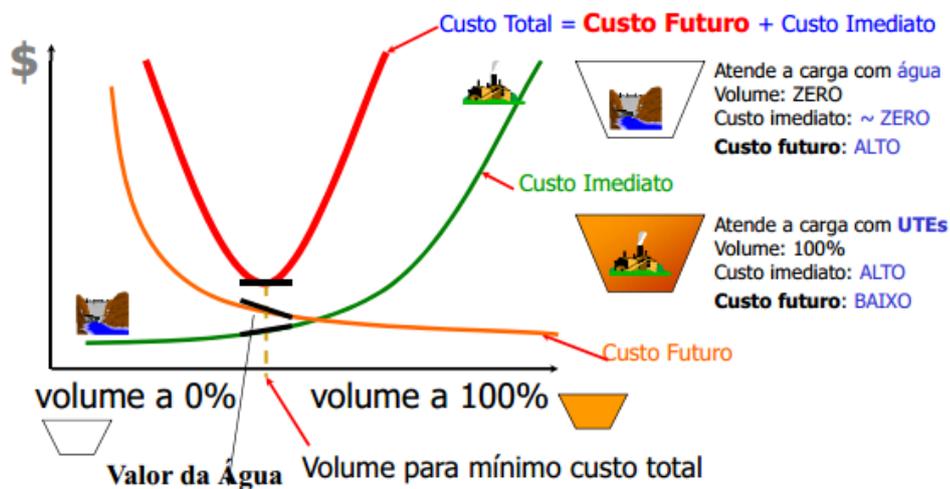


Figura 2.1-2 – Função de Custo Total (DAHER, 2016)

Importante destacar que o custo operativo total inclui as penalizações pela energia não suprida nos eventos de déficit. Ou seja, a função de custo do déficit compõe a função objetivo, em lugar de representar uma restrição do problema de otimização. O objetivo é sinalizar que a ocorrência de déficits (no modelo matemático) é indesejável e é função de sua profundidade, levando o ONS, de forma preventiva, a utilizar mais termelétricas de modo a evitar quaisquer déficits ou, pelo menos, aqueles mais profundos. Com isso, pode-se afirmar que o despacho

hidrotérmico é calculado a partir da ponderação, na função objetivo, do custo operativo termelétrico e do impacto de um déficit de energia elétrica (FGV, 2016).

## 2.1 Critérios de Suprimento e Aversão ao Risco

Um indicador comumente usado como critério de segurança em um problema de despacho hidrotérmico de natureza estocástica é o risco de déficit, dado pela proporção de cenários simulados onde há necessidade de corte de carga. Ou seja, um indicador que não considera a profundidade do déficit, mas sim sua possibilidade estatística de ocorrência.

Aqui vale a diferenciação entre o risco de déficit e a probabilidade de se decretar um racionamento no país: o risco de déficit é um mero indicador matemático utilizado no problema de otimização, representando qualquer insuficiência de geração para fazer correspondência à carga em determinado período, podendo ocorrer a qualquer tempo e ter durações diversas; por sua vez, o racionamento deve ser decretado em casos de possibilidades de déficits energéticos com duração ou profundidades significativos, somente após o término do período úmido (esgotada a possibilidade de recomposição adicional dos reservatórios), e refere-se a uma ação do Estado, que pode ainda utilizar-se de outras medidas, como campanhas de redução do consumo, de modo a afastar sua necessidade, em alguns casos (FGV, 2015).

A Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004, estabelece que “o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem”, critério este posteriormente complementado pela Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008, que prevê a expansão da oferta de energia elétrica baseada na convergência entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME).

Isso significa que o SIN é operado (e também expandido) considerando a possibilidade de eventualmente ocorrer algum déficit de energia elétrica, porém

---

dentro de limites supostamente razoáveis e cujo custo para afastar ainda mais este risco não compensaria o respectivo benefício. Simplificadamente, a cada mil séries de afluência consideradas nas simulações dos modelos matemáticos, admite-se a ocorrência de déficit (sugestão de racionamento) em cinquenta destas séries. Em outra consideração simplificada, é esperado racionamento em um a cada vinte anos.

Vale ressaltar que, diante de um sistema com predominância da fonte hidrelétrica e cuja expansão tem ocorrido por meio de fontes não despacháveis (sem flexibilidade, como hidrelétricas a fio d'água ou usinas eólicas), os cenários de afluência mais críticos simulados tendem a implicar séria restrição da oferta de energia que, para ser inteiramente substituída por outra fonte, requereria que o sistema tivesse alto nível de redundância (logo, ociosidade), além de considerável elevação da tarifa de energia.

Não bastasse o estabelecimento de critérios de suprimento bem definidos, a operação do SIN conta ainda com mecanismos de aversão ao risco, uma vez que se presume que o consumidor final estaria disposto a contratar uma espécie de seguro para evitar os eventos de déficit de energia (GCE, 2003), mesmo que a esperança matemática seja negativa (elevação de gastos totais).

Até 2001, a operação do SIN buscava minimizar o valor esperado do custo operativo total do sistema, com neutralidade ao risco. Com o evento do racionamento de energia nesse ano, a curva de aversão ao risco (CAR) integrou os critérios de segurança da operação, sendo adotada até meados de 2013, quando foi substituída pelo *Conditional Value at Risk* (CVaR) (CNPE, 2013).

A CAR consistia em definir curvas bianuais dos níveis críticos mensais de armazenamento para cada subsistema que garantiriam um valor mínimo de Energia Armazenada (EAR) ao final do período, em caso de repetição da pior seca registrada no passado. Assim, uma vez rompida pelos níveis reais de armazenamento, a CAR implicava despacho integral das termelétricas disponíveis naquele subsistema. Inicialmente este despacho térmico por segurança não foi incorporado ao modelo de otimização do despacho, o que somente ocorreu em 2005, quando passou a compor

---

os critérios operativos, de forma que o rompimento da CAR tornava o CMO igual ao da termelétrica mais cara despachada (ONS, 2003).

Em 2008 o ONS adotou um segundo critério de segurança com aversão ao risco, visando afastar ainda mais a possibilidade de falha de suprimento do sistema: o nível meta. A lógica consistia em garantir que no início de cada estação chuvosa haveria energia armazenada suficiente para, mesmo diante da pior afluência do histórico de vazões, atender plenamente o mercado no ano seguinte. Sendo assim, eram estabelecidos valores de EAR para o final de novembro a serem perseguidos ao longo do ano, permitindo despacho complementar de termelétricas fora da ordem de mérito com este objetivo (ONS, 2008).

Diferente do despacho pela violação da CAR, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) visando atingir os níveis meta não eram contemplados nos modelos matemáticos, não determinando o CMO ou PLD. Ou seja, o POCP comandava despacho de usinas termelétricas com CVU superior ao CMO e PLD vigentes, acarretando em custo de geração a ser pago por todas as distribuidoras (consumidores cativos) e consumidores livres, através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Em síntese, até meados de 2013, o ONS decidia pela solução operativa mais conservadora entre o critério econômico (modelos matemáticos) e os critérios de segurança com aversão ao risco (CAR e POCP).

A partir de setembro de 2013, a nova metodologia utilizada para incorporar aversão ao risco ao cálculo do preço da energia (CMO e PLD) foi o CVaR. Esta metodologia probabilística é aplicada sobre os custos de operação, em lugar dos níveis de EAR, atribuindo maior peso aos cenários de maior custo, tornando a média ponderada dos cenários simulados superior à média simples antes adotada para formação de preço (CNPE, 2013). Como os cenários de maior custo são associados às condições hidrológicas piores (inclusive os cenários onde há déficit), a introdução deste mecanismo antecipa o despacho das usinas térmicas no sentido de reduzir a dependência da oferta do recurso hídrico, que poderá frustrar.

---

A seguir é apresentada a evolução dos critérios de suprimento e mecanismos de aversão ao risco utilizados no despacho hidrotérmico do SIN.

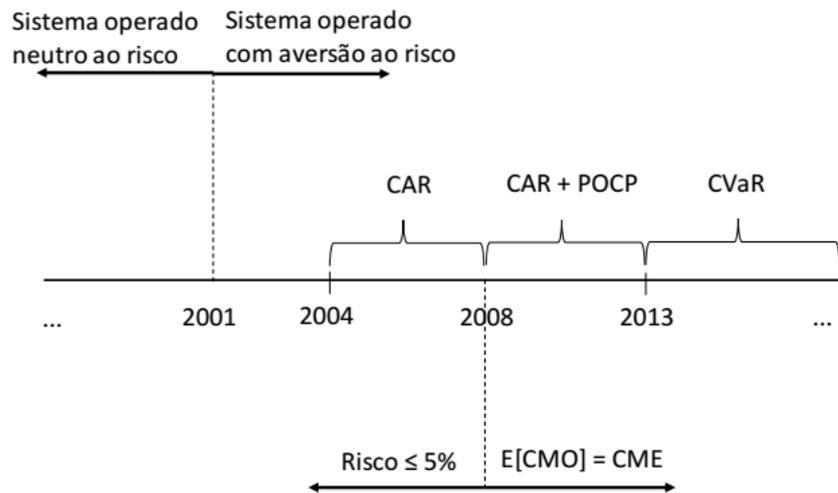


Figura 2.1-1 – Critérios de suprimento e mecanismos de aversão ao risco (FGV, 2016)

## 2.2 Os Modelos de Formação de Preço e Despacho Hidrotérmico

Como visto, o despacho do sistema hidrotérmico convive com as incertezas em relação às vazões afluentes – imprescindíveis no cálculo da função de custo futuro – o que confere um carácter estocástico para o problema de otimização, sendo necessária a modelagem a partir de cenários futuros de vazões.

Dispõe-se de histórico de registros das vazões naturais afluentes (médias mensais) desde 1931 que, por meio de modelo estocástico autorregressivo periódico de ordem  $p$  – PAR( $p$ ), é transformado em cenários de afluências. O programa utilizado para este fim no SEB é o GEVAZP, que produz as séries sintéticas de vazões naturais afluentes, supostamente equiprováveis entre si e também às próprias séries originais do histórico (PENNA, 2009).

Para o planejamento da operação do SIN e despacho hidrotérmico, o ONS faz uso das ferramentas de otimização NEWAVE e DECOMP – ambas criadas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) – que buscam minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo do período de planejamento da operação. O principal resultado das simulações é o CMO por patamar de carga,

definido *ex-ante* e correspondente ao custo ótimo para atendimento do próximo MWh em cada subsistema do SIN.

O modelo NEWAVE trabalha com horizonte de cinco anos com períodos discretizados em bases mensais, sendo utilizado para a construção da Função de Custo Futuro (FCF) e planejamento de médio prazo. Neste, trabalha-se com 2000 séries sintéticas e equiprováveis de energias afluentes (DAHER, 2016).

Por sua vez, o DECOMP é utilizado com horizonte de até um ano, com resolução semanal e representação individualizada das usinas de geração, tendo como um dos parâmetros de entrada a FCF simulada pelo NEWAVE (DAHER, 2016).

Ao passo que as afluições são tratadas de modo estocástico nos modelos, diversas outras informações compõem os dados de entrada, necessitando de revisões periódicas a fim de aproximar o máximo a representação à realidade. Dentre as principais premissas assumidas nas simulações, destacam-se: nível de partida da EAR nos reservatórios; projeções de cargas por regiões e patamar; configuração da transmissão atual e futura e limites de intercâmbio; disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão; geração das usinas inflexíveis e não despachadas centralizadamente; cronograma de entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão; CVU das usinas termelétricas; acoplamento espacial das usinas hidrelétricas e; função de custo do déficit de energia (DAHER, 2016).

## **2.3 A Função de Custo do Déficit de Energia**

### **2.3.1 Fundamentos Conceituais e Aplicações no SEB**

Um déficit de qualquer natureza é caracterizado quando a demanda supera a oferta em determinado instante ou período. O déficit de energia elétrica significa então restrição da demanda por energia elétrica, com consequências econômicas e sociais mensuráveis (Eletrobras, 1988).

---

O custo do déficit é essencialmente uma grandeza econômica, representando matematicamente o valor esperado do impacto causado à sociedade decorrente da falta de atendimento à demanda. O custo do déficit é intimamente relacionado ao perfil do consumidor afetado, além das dimensões de frequência, profundidade e duração dos eventos de falta de energia. Sendo assim, o custo de déficit econômico não tem a finalidade de capturar aversão ao risco da sociedade em relação aos racionamentos de energia, mas sim valorar os efeitos econômicos destes eventos (FGV, 2015).

No SEB, o custo do déficit (obtido por abordagem econômica) é utilizado nos modelos matemáticos como função de penalização, chamada Função de Custo de Déficit. Como apresentado no item 2.2.1, admite-se risco de déficit de até 5%, de modo que seu correspondente custo é uma importante variável no auxílio à decisão. Os déficits no SEB podem ser oriundos de falta de energia ou potência. Em caso de falhas conjunturais na transmissão, distribuição ou geração, pode ocorrer a impossibilidade de atendimento ao consumo integral do sistema, em eventos tipicamente de curta duração (até algumas horas), chamados “Déficit de Potência (ponta)”. Por sua vez, ocorrências de falta de energia com causas estruturais são definidas pela literatura como “Déficit de Energia”, quando a oferta de energia disponível é insuficiente para atender ao consumo continuamente, sem restrições de equipamentos (FGV, 2015).

No SEB, o custo do déficit de energia elétrica é considerado nos processos de Planejamento da Operação realizado pelo ONS, Planejamento da Expansão realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME), Comercialização de Energia (seja no mercado regulado ou livre, por impactar o cálculo da Garantia Física e preço de liquidação das diferenças – PLD) e Política de Racionamento.

A Figura a seguir ilustra de forma simplificada a utilidade da mensuração do risco de déficit e respectivo custo no Planejamento da Operação. Trata-se de exemplo didático, extraído do relatório da 4ª etapa do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ANEEL PD-0642/002/2015, onde o problema de decisão de despacho é apresentado diante de oito possíveis cenários hidrológicos ao longo de

---

sete meses de operação. Nos cenários onde ocorre vertimento, o valor futuro da água é nulo, ao passo que no cenário com sinalização de déficit, o valor futuro da água torna-se igual ao custo do déficit do modelo, arbitrado em 2000 R\$/MWh no exemplo.

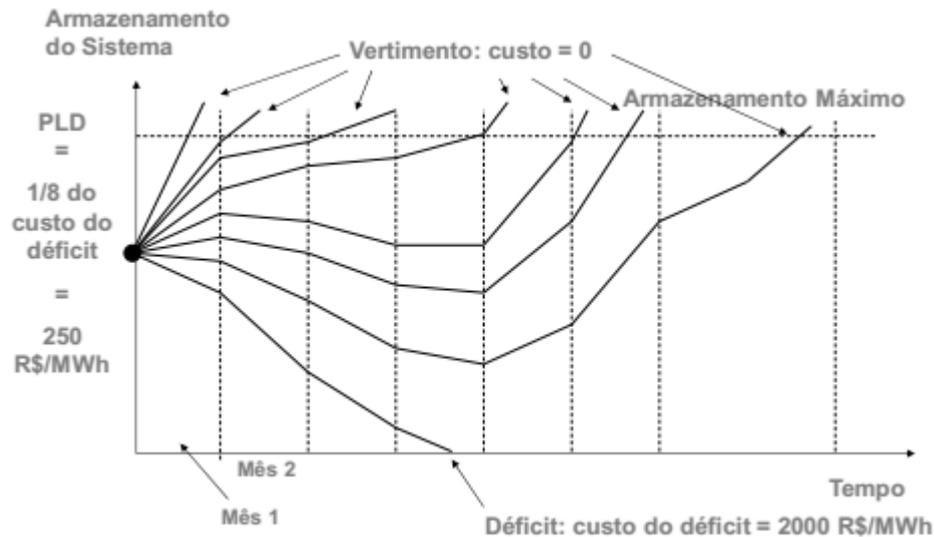


Figura 2.3-1 – Cálculo do valor esperado da água (FGV, 2016)

Neste exemplo, o risco de déficit é de 1 (um) em 8 (oito) cenários (12,5%) que, considerando o custo do déficit de 2000 R\$/MWh, implica elevação do PLD em 250 R\$/MWh.

No NEWAVE, o déficit de energia é representado como uma usina termelétrica de capacidade igual à do mercado a ser atendido e CVU igual ao custo de déficit do respectivo patamar.

Observa-se que o uso da FCDef como função de penalização no cálculo do despacho ótimo tem impacto direto na garantia de suprimento do sistema: se são esperados valores baixos para o custo do déficit, os reservatórios tendem a ser utilizados prioritariamente, pois eventual falta de energia não é interpretada como economicamente importante, resultando em maior risco de desabastecimento físico do sistema. O contrário poderá implicar em excessivo (desnecessário) despacho de usinas termelétricas seguidos de períodos com vertimento (FGV, 2016).

Vale ressaltar que, embora o enfoque aqui seja dado para o papel e a importância da função de custo do déficit, o exemplo didático anterior deixa claro

que seu impacto real na formação de preço depende também de sua perspectiva (ou probabilidade) de ocorrência, de modo que superestimar ou subestimar estas probabilidades causam os mesmos tipos de distorções e riscos.

No que tange ao planejamento da expansão, como já apresentado que a Resolução CNPE nº 9 prevê que a expansão da oferta de energia elétrica seja baseada na convergência entre CMO e CME, conclui-se que quando o valor esperado do custo de déficit aumenta, a expansão do sistema torna-se mais viável.

Apesar de ter essência econômica, a FCDef utilizada nos modelos de otimização pode ter também outra aplicação, de refletir matematicamente uma equivalência a outras restrições desejadas pelo operador do sistema, de modo a capturar sua aversão ao risco de falhas no suprimento. Neste caso, a função econômica dá lugar a uma função de penalização (matemática) aplicada a toda energia não entregue prevista nos modelos, produzindo resultados equivalentes à incorporação de novos critérios de suprimento, com tendência de elevação do despacho termelétrico. Senão veja-se:

*“O chamado “custo implícito” do déficit é aquele para o qual temos a igualdade entre o CMO e o CME, considerando-se um certo nível de risco com relação ao não atendimento de mercado (Loureiro, 2009). Já o chamado “custo explícito” do déficit é obtido exogenamente com relação aos modelos de otimização (Dutra et al, 2014) – a metodologia da Matriz Insumo-Produto (MIP) se enquadra nesta categoria, dentre outras.” (FGV, 2015)*

O conceito de custo de déficit implícito é bastante explorado no relatório da 4ª etapa do Projeto de P&D ANEEL PD-0642/002/2015, porém não se encontra aqui detalhado em função do afastamento do propósito deste trabalho.

### 2.3.2 Histórico

O primeiro estudo sobre o custo do déficit no Brasil foi publicado no relatório GCPS/CTEM/RF.001.86 do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS em 1986, que estabelecia a referência de 750 US\$/MWh para a energia não suprida, independente da profundidade do déficit. Ainda no âmbito do GCPS, em 1988, foi proposta uma FCDef formada por quatro patamares, com

---

custos crescentes com a profundidade do déficit. A base de cálculo era a Matriz Insumo-Produto (MIP) e os setores econômicos eram ordenados de forma crescente a partir daquele com o mínimo custo de racionamento, de modo a formar os patamares. Desde então foram feitas atualizações dos valores da FCDef, porém a essência metodológica permanece a mesma até hoje (ANEEL, 2014).

Mais precisamente, em 1997, uma nova FCDef passou a ser adotada com a incorporação das modificações na composição do PIB do Brasil – em especial referente à participação da produção de energia elétrica na economia – sendo mantida inalterada até 2002, mesmo diante da tentativa da ANEEL junto ao CEPEL de desenvolver metodologia alternativa em 2001, diante do racionamento de 20% da carga. Assim em 2002 a FCDef foi atualizada apenas pela variação cambial, passando então a ser corrigida anualmente pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), até os dias atuais.

Segundo especialistas, o uso da MIP em 1998 foi justificado, porém o próprio relatório do GCPS indicava ser necessário avaliar com mais propriedade os impactos sociais da energia não suprida, dado que a metodologia adotada considerava apenas o aspecto econômico (FGV, 2015).

Em resumo, a atual FCDef foi definida em 2002, baseada na MIP de 1996, utilizando metodologia “que busca valorar a perda econômica decorrente do contingenciamento do consumo de energia elétrica por meio da avaliação da elasticidade do Produto Interno Bruto (PIB) com relação ao consumo de energia elétrica” (ANEEL, 2014), e vem sofrendo atualizações anuais pelo IGP-DI, não preservando seu significado econômico, sequer contemplando os efeitos do racionamento de energia do início da década passada.

Desta forma, a trajetória da FCDef desde 2002 é ilustrada conforme segue.

---

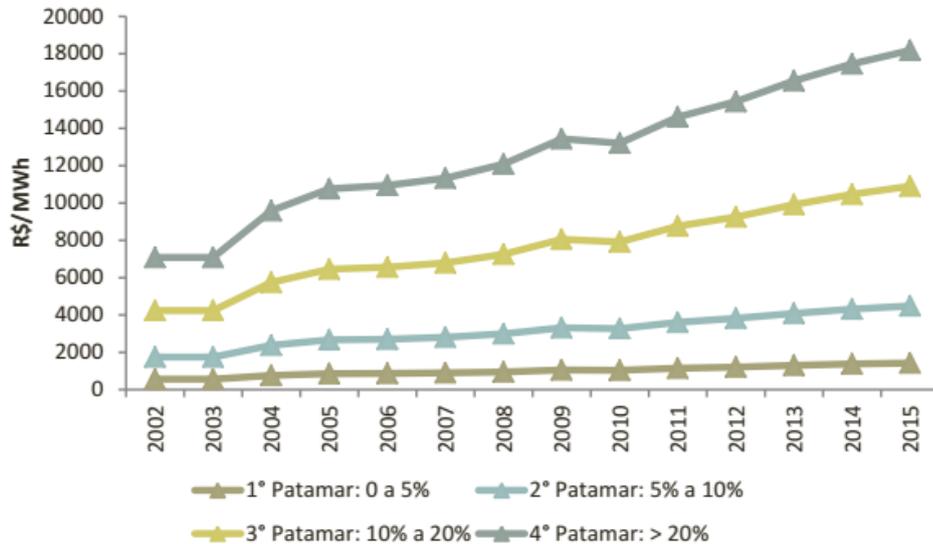


Figura 2.3-2 - Evolução da Função Custo do Déficit de Energia Elétrica no Brasil (FGV, 2015)

### 2.3.3 A Chamada Estratégica de P&D ANEEL

Diante da clara desatualização da FCDef em relação a seu sentido econômico, a ANEEL publicou em 2008 a Chamada nº 002 para o Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica (P&D) “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”, por entender se tratar de tema de grande relevância para o SEB, uma vez que o custo do déficit de energia elétrica é um importante parâmetro de entrada do modelo de otimização do despacho da geração e formação de preço, utilizado no planejamento da expansão da geração e operação do SIN. Na ocasião, as propostas apresentadas não foram aprovadas pela agência que, então, em 2 de setembro de 2014 aprovou a republicação da referida Chamada (ANEEL, 2014) em nova tentativa de obter auxílio dos agentes do setor e instituições de pesquisa para o desenvolvimento de metodologias para elaboração da Função de Custo do Déficit de energia elétrica (FCDef).

A republicação da Chamada nº 002/2008 em 2014 ocorreu em paralelo com a sinalização de área técnica da agência, por meio da Nota Técnica (NT) 86/2014-SEM, acerca da redefinição dos limites mínimo e máximo do PLD, de que conceitualmente o valor máximo do PLD poderia assumir valor igual ao primeiro

patamar da FCDef, porém sua adoção deveria ser precedida de estudo que revisasse esse parâmetro, cujo valor não mais refletia a realidade.

O projeto apresentado pela ENERCAN (empresa proponente) em parceria com mais 27 empresas (dentre elas, a Candeias Energia S.A. objeto do estudo de caso em tela) e coordenação da APINE, com orçamento próximo a R\$ 6 milhões, recebeu nota 4 e conceito “bom” na avaliação inicial da ANEEL. Carregado sob o código ANEEL PD-0642-002/2015, o projeto foi iniciado em agosto de 2015, com término estimado para junho de 2017. A execução é liderada pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, em parceria com as consultorias PSR e Thymos, sob fiscalização de comitê técnico dos pesquisadores das empresas financiadoras, do qual o autor deste trabalho é integrante.

Este projeto de P&D consiste em pesquisa sobre metodologias para a revisão do custo do déficit e sua adequação ao contexto atual do setor elétrico. O trabalho inclui a busca por uma curva de custo de déficit representativa para a sociedade, permitindo utilização de parâmetros adequados nas atividades de Planejamento da Operação e da Expansão. São oferecidos e testados aperfeiçoamentos metodológicos “capazes de refletir com maior propriedade o verdadeiro impacto da escassez de energia elétrica considerando a heterogeneidade dos consumidores em cenários de déficit.” (FGV, 2015).

Sendo assim, há a perspectiva de que a partir de 2018 o SEB possa contar com uma função de custo do déficit mais representativa para a sociedade, baseada em informações econômicas e sociais atuais e com uma definição mais clara e precisa para sua atualização futura.

A importância da credibilidade da FCDef sobre o despacho termelétrico e, em especial, sobre o estudo de caso apresentado neste trabalho será abordada nas seções seguintes.

---

## 2.4 A Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito

Desde 2008 o ONS adota Procedimentos de Operação de Curto Prazo (POCP) que permitem o despacho termelétrico fora da ordem de mérito (ou seja, não previsto nos modelos de otimização) visando garantir a segurança de abastecimento do sistema com critérios de segurança mais severos que aqueles homologados para formação de preço.

Por meio da Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007, o Poder Concedente promoveu alterações regulatórias no sentido de permitir estes despachos fora da ordem de mérito, conforme transcreve-se:

*“Art. 2º Extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.”*

Em que pese a Resolução CNPE nº 08/2007 ter sido revogada pela Resolução CNPE nº 03, de 06 de março de 2013, a nova modalidade de geração fora da ordem de mérito (GFOM) foi mantida.

Naturalmente que nos anos de aflúências acima da média de longo termo (MLT) e com altos níveis de energia armazenada, o uso deste mecanismo não ocorreu de forma tão expressiva. No entanto, o rápido deplecionamento dos reservatórios das hidrelétricas no período seco de 2012, seguido de um período chuvoso com aflúências aquém do esperado levaram ao repentino acionamento de todas as termelétricas disponíveis no sistema ainda em outubro de 2012, muito além da ordem de mérito, considerando que o maior CMO nesse mês foi de 365,11 R\$/MWh (ONS, 2012).

Segundo dados do ONS, no final de outubro de 2012 todo o parque térmico disponível no nordeste, sudeste/centro-oeste e norte estava despachado, o que incluía usinas com CVU superiores a 1.000 R\$/MWh (ONS, 2012), enquanto o custo do déficit para o primeiro patamar era de 1.206,38 R\$/MWh, aprovado pela Resolução ANEEL 1.247/2011. Ou seja, de modo a evitar um possível (muito

---

improvável, segundo os modelos matemáticos) déficit de energia com impacto econômico da ordem de 1.206,38 R\$/MWh, havia disposição do operador para comandar o despacho das usinas mais caras, ao custo garantido de mais de 1.000 R\$/MWh, ao passo que os modelos de otimização sinalizavam CMO de 365,11 R\$/MWh.

Deste então as usinas termelétricas têm sido despachadas de forma contínua (as mais baratas) ou bastante frequente (as mais caras), pois mesmo após mais de quatro anos, os reservatórios – em especial da região nordeste – não tiveram seus níveis recompostos para valores que deem conforto e permitam o desligamento destas usinas, cujo custo de operação é superior ao das hidrelétricas.

Os gráficos a seguir mostram a evolução da geração termelétrica convencional (exclui as nucleares) ao longo da última década em todo o SIN e especificamente na região nordeste, onde a GFOM tem perdurado mais tempo.

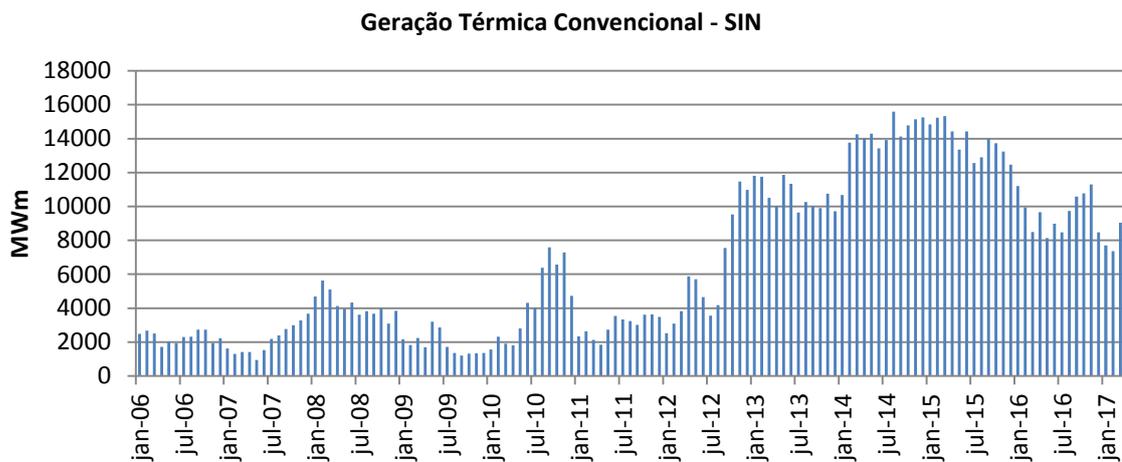


Figura 2.4-1 – Geração Térmica Convencional no SIN (ONS, 2017)

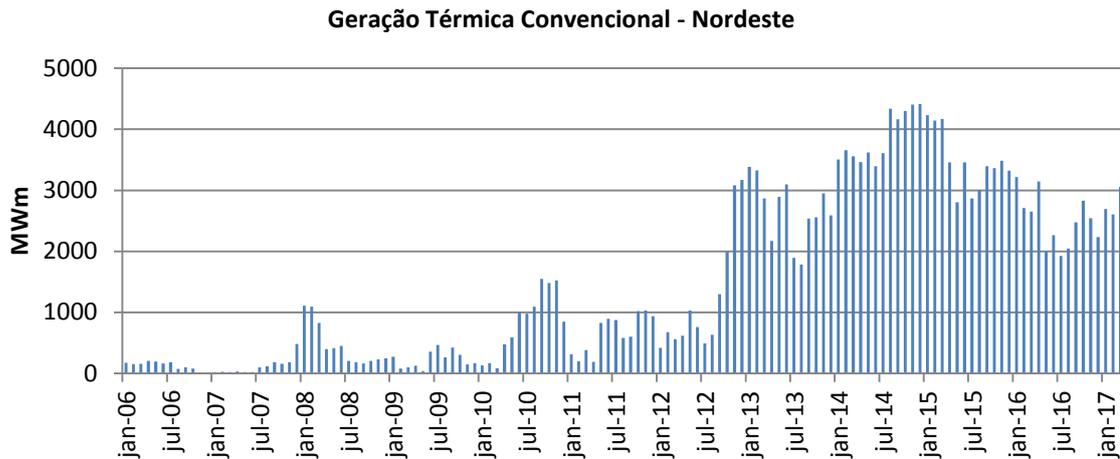


Figura 2.4-2 – Geração Térmica Convencional no Nordeste (ONS, 2017)

Ocorre que o CMO não tem sido capaz de refletir essa necessidade de acionamento integral (ou expressivo) das termelétricas comandado pelo ONS em grande parte desse período, o que levou ao acúmulo de geração classificada como Garantia de Suprimento Energético ou Segurança Energética, nos termos da Resolução CNPE 03/2013. Isso ocorre principalmente com usinas que utilizam óleo diesel ou óleo combustível (cujo custo operacional é superior ao das usinas a gás natural), que compõem o chamado “grupo GT1B”, de modo que sua GFOM é maior que a própria geração por ordem de mérito.

A expressão “GFOM” utilizada neste trabalho refere-se à geração fora da ordem de mérito, por segurança energética (ou garantia de suprimento energético), nos termos da Resolução CNPE 03/2013 e despachada por solicitação do ONS, não devendo ser confundida com a “Geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo para compensar futuras indisponibilidades por falta de combustível”, prevista na Resolução ANEEL 614/2014 e apresentada no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) sob essa sigla, mas que se refere à geração solicitada pelo próprio agente de geração para gestão do risco de falha de suprimento de combustível.

Na geração por garantia de suprimento energético, o custo incorrido (CVU das termelétricas) com a GFOM que supera a remuneração prevista pelo PLD deve ser pago pelos agentes com medição de consumo registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na proporção de seu consumo, por

meio do Encargo por Segurança Energética, um dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS) cobrados nas contabilizações da CCEE.

Como evidência da elevação expressiva da geração por segurança energética e respectivo encargo, as Figuras a seguir trazem o histórico dos ESS desde 2014, apresentados pela CCEE em reuniões mensais..

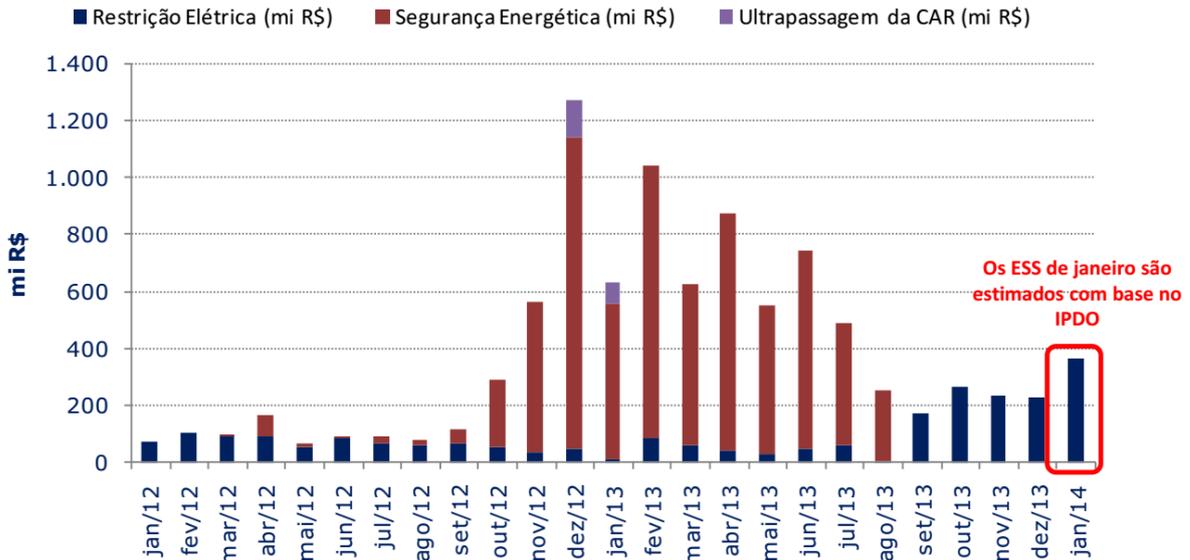


Figura 2.4-3 – Encargo de Serviços de Sistema 2012-2013 (CCEE, 2014)

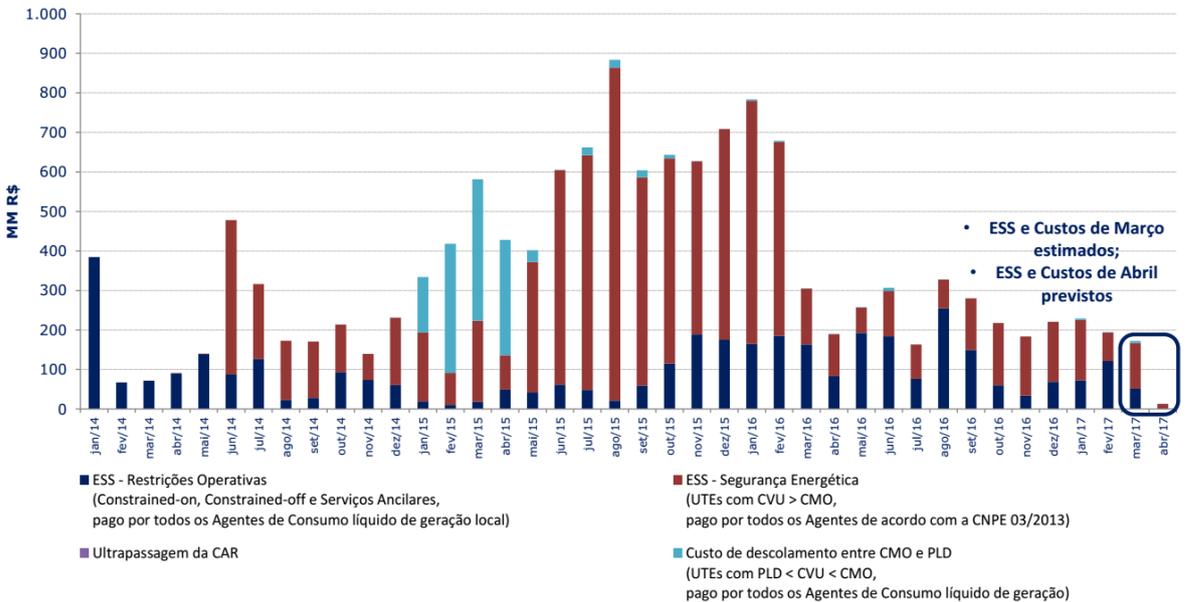


Figura 2.4-4 - Encargo de Serviços de Sistema 2014-2017 (CCEE, 2017)

Como explicado no próximo item, a sensível redução do Encargo de Segurança Energética após fevereiro de 2016 ocorreu nas regiões sudeste/centro-

oeste, sul e norte, pois a geração por segurança energética no nordeste continua no mesmo ritmo e sem perspectiva de deliberação contrária pelo CMSE, apesar das recorrentes divulgações de baixo risco de déficit em todo o SIN. Essa perspectiva então se baseia nos argumentos que têm sido apresentados por esse Comitê, relacionados à severa escassez hídrica que assola essa região do país, em especial os reservatórios ao longo do rio São Francisco.

Em resumo, o despacho por segurança energética foi previsto a partir de mudança regulatória em 2007, tendo se intensificado em todo o país com a escassez hídrica iniciada em 2012, afetando principalmente as usinas do grupo GT1B (óleo diesel e óleo combustível) e perdurando em todo o SIN até fevereiro de 2016, a partir de quando continuou somente na região nordeste. Este despacho é resultado de decisões do ONS que ponderam o risco de déficit de energia, mas parecem ignorar o respectivo custo em caso de déficit ou, pelo menos, deixam de apresentar a devida comprovação de seu custo-benefício.

#### 2.4.1 As Decisões do CMSE

A Resolução CNPE nº 8/2007 prevê que os despachos fora da ordem de mérito com vistas à garantia do suprimento energético requerem autorização do CMSE, comitê este que se reúne mensalmente após o Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS. As diretrizes do CMSE determinam o CVU da usina térmica mais cara a ser despachada por segurança energética, de forma que a síntese a seguir de suas principais decisões (MME, 2017) auxilia o entendimento do histórico e perspectivas da geração por esta modalidade.

- 144ª reunião – junho/2014 – durante 2014 e até meados de 2015 havia autorização para pleno despacho das usinas termelétricas fora da ordem de mérito, o que levou ao acionamento de térmicas com CVU acima de 1.100 R\$/MWh, conforme transcrição a seguir da ata dessa reunião:

*“Considerando que a política de operação do Sistema Interligado Nacional para o cenário de atendimento atual visa preservar os estoques armazenados nas cabeceiras dos rios Grande, Paranaíba, Tocantins e São Francisco, utilizando os recursos térmicos e energéticos existentes de forma a garantir o*

*atendimento aos requisitos energéticos e de potência ao longo de 2014, conforme formalizado pela Carta ONS-0863/100/2014 encaminhada ao MME, e considerando a prerrogativa estabelecida na Resolução CNPE n° 03, de 6 de março de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Nota Técnica ONS-NT-0096/2014, o Comitê deliberou pela permanência do despacho térmico pleno no SIN.” (CMSE, 2014)*

- 157ª reunião – julho/2015 – segundo consta na ata (CMSE, 2015) o Ministro de Minas e Energia entendia necessário avaliar constantemente a necessidade da GFOM, dado seu impacto tarifário, de forma que o CMSE deliberou que fosse apresentado, na reunião seguinte do Comitê, estudo sobre a expectativa de armazenamento ao final do período seco para diferentes patamares de despacho termelétrico em função do CVU;
  - 158ª reunião – agosto/2015 – CMSE delibera pela interrupção da GFOM de usinas termelétricas com CVU superior a 600 R\$/MWh, sem discriminar subsistemas;
  - 164ª reunião – fevereiro/2016 – CMSE deliberou pelo desligamento das termelétricas com CVU maior que 420 R\$/MWh despachadas por garantia de suprimento energético a partir de 1º de março de 2016;
  - 165ª reunião – fevereiro/2016 – CMSE retifica o CVU limite para despacho por garantia de suprimento energético, sendo 250 R\$/MWh a partir de 1º de março e 211,28 R\$/MWh a partir de 1º de abril de 2016;
  - 167ª reunião – abril/2016 – CMSE permite que, eventualmente, o ONS comande “o acionamento adicional de usinas térmicas para a garantia da segurança do atendimento à demanda horária, nos períodos de carga média e pesada [...] na região Nordeste” (CMSE, 2016). A ANEEL defendeu que o despacho da geração térmica no SIN ocorresse apenas por ordem de mérito, considerando os armazenamentos superiores aos anos anteriores, a expansão da oferta de geração e a redução do consumo percebidas, mas, após discussões, manteve-se a decisão do despacho térmico fora da ordem de mérito de usinas com CVU até 211,28 R\$/MWh;
-

- 168ª reunião – maio/2016 – CMSE delibera por nova redução do CVU limite para despacho por garantia de suprimento energético para 150 R\$/MWh a partir de 7 de maio de 2016;
- 169ª reunião – junho/2016 – CMSE delibera pela interrupção de qualquer geração por segurança energética nas regiões sudeste/centro-oeste e sul a partir de 4 de junho de 2016, ressaltando que, em “função da permanência do cenário hidrológico extremamente desfavorável nos subsistemas Norte e Nordeste, poderá ser necessário manter-se o despacho térmico por garantia de suprimento energético nestes subsistemas” (CMSE, 2016);
- 179ª reunião – abril/2017 – em sua reunião mais recente, o CMSE manteve a decisão da 169ª reunião, afirmando que esse despacho tem ocorrido somente no nordeste, em função da necessidade de fechamento do balanço energético, ou seja, a GFOM é mantida como solução para evitar déficits de potência no atendimento local.

O gráfico a seguir apresenta os momentos que ocorreram essas decisões do CMSE e correspondente nível de despacho térmico total no SIN. Importante ressaltar que o montante térmico despachado por ordem de mérito depende do CMO – e não da deliberação do CMSE – o que explica a elevação no segundo semestre de 2016 mesmo após decisão do CMSE de reduzir a GFOM.

---

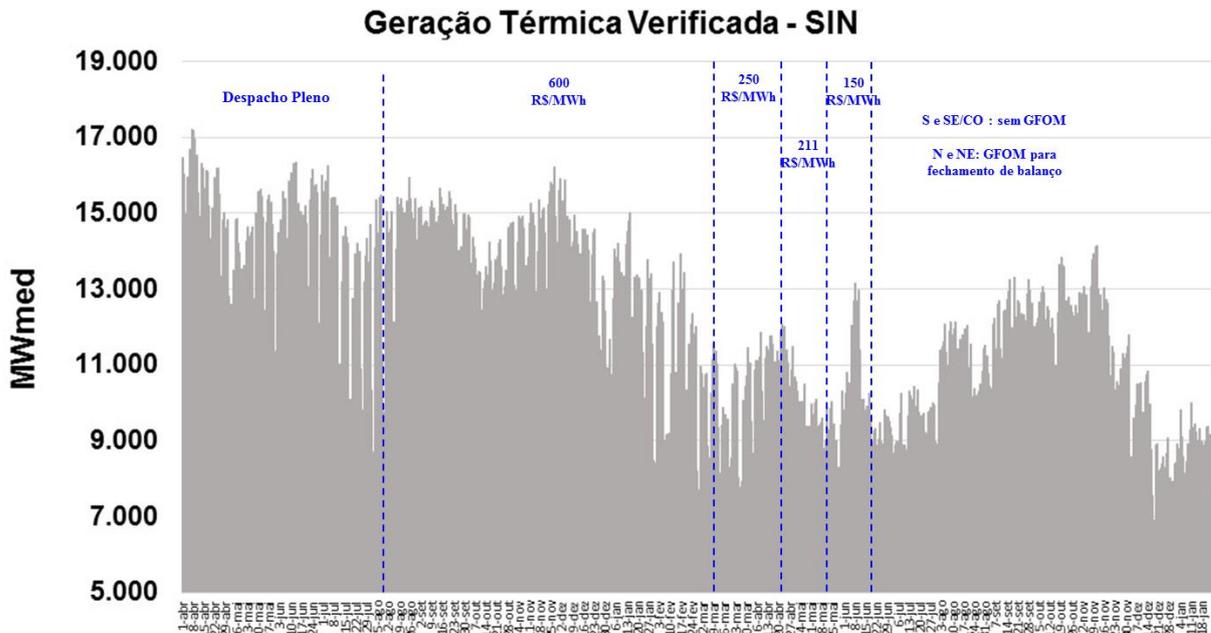


Figura 2.4-5 – Geração Térmica e Decisões CMSE (adaptação de STEELE, 2017)

A tabela a seguir relaciona as informações dos riscos de qualquer déficit de energia divulgados nas atas das referidas reuniões do CMSE, em simulações que consideram apenas despacho térmico por ordem de mérito.

Tabela 2.4-1 – Riscos de déficit

Risco de Déficit	Simulações com séries históricas		Simulações com 2.000 séries sintéticas	
	SE/CO	NE	SE/CO	NE
Jun/14	2,5%	0%	4,8%	1,3%
Jul/15	1,2%	0%	3,0%	0,7%
Ago/15	1,2%	0%	3,3%	0,1%
Fev/16	0%	0%	0,4%	0%
Abr/16	0%	0%	0,1%	0%
Mai/16	0%	0%	0,1%	0%
Jun/16	0%	0%	0,1%	0%
Abr/17	0%	0%	0,8%	0,1%

Fonte: elaborado pelo autor a partir de Ministério de Minas e Energia (2017)

Pergunta-se: se a percepção de risco de déficit em cenários sem GFOM (somente consideradas térmicas por ordem de mérito) encontra-se dentro dos limites aceitáveis segundo critério de suprimento definido pelo CNPE, por que então manter a geração por segurança energética de forma continuada? Qual o racional teórico ou matemático que justifica essas decisões? Nos pilares que sustentam o atual modelo institucional do setor elétrico, a segurança de suprimento possui maior relevância que a modicidade tarifária?

A reflexão sobre o tema leva à percepção de que o risco de déficit é tratado de forma mais importante que seu respectivo custo. Talvez por ser um critério de suprimento definido objetivamente em Resolução do CNPE, ao passo que o custo de déficit é uma função econômica obtida exogenamente. A busca por anular o risco de qualquer déficit assemelha-se a atribuir um valor intangível ao custo do déficit, ou mesmo que este tende ao infinito.

#### 2.4.2 Impactos da GFOM na Formação de Preço

A geração fora da ordem de mérito segundo o POCP nunca foi representada nos modelos matemáticos de formação de preço, não sendo contemplados diretamente no CMO ou PLD. São destacadas as seguintes consequências:

- A evolução do armazenamento nos reservatórios comporta-se diferente do projetado pelo modelo, contribuindo para redução dos PLDs e aumento do Encargo de Serviços do Sistema (ESS);
  - Não há a garantia de que as decisões tomadas segundo o POCP sejam as de menores custos para o sistema, podendo apresentar picos de geração de usinas caras, em lugar de despacho mais uniforme de usinas mais baratas;
  - A ineficiência do sinal de preço é refletida do comportamento de agentes, seja em relação à elevação ou redução da geração ou consumo, ou mesmo da escolha do momento adequado para indisponibilizar equipamentos para manutenção;
  - A redução do PLD desestimula a contratação de energia de longo prazo, afetando diretamente a expansão do sistema;
-

- A elevação do ESS prejudica os agentes prudentes que estejam 100% contratados no longo prazo e não esperariam ter que arcar com custos adicionais;
- Aumenta a imprevisibilidade do preço *spot* da energia, prejudicando as operações do mercado livre.

#### 2.4.3 Impacto da GFOM nas Usinas Hidrelétricas

Como visto no item 2.2, o despacho hidrotérmico é de grande complexidade e, por isso, são utilizados modelos matemáticos que, carregados com as premissas e cenários disponíveis, define o CMO para cada etapa da operação. O CMO define a geração termelétrica acionada por ordem de mérito, o que automaticamente define também a geração hidrelétrica prevista para atendimento à carga. Isso posto, toda vez que ocorre geração fora da ordem de mérito, as hidrelétricas (UHEs) têm sua geração deslocada (ou postergada).

Ocorre que as UHEs expõem-se no Mercado de Curto Prazo (MCP) pela diferença entre o montante de energia produzido (ou alocado pelo MRE, caso integrante) e sua garantia física no respectivo período, de forma que a GFOM, ao reduzir o montante produzido pela hídrica, tende a tornar mais negativa a exposição dessas usinas no MCP neste mesmo período.

Supostamente, no entanto, o volume de água que deixou de ser turbinado é armazenado em seu reservatório para uso futuro, porém diversos estudos (e ações judiciais) de agentes e associações defendem que a GFOM costuma ser mais frequente em períodos de PLD elevado, fazendo com que a exposição negativa seja valorada de forma cara, ao passo que o turbinamento da água poupada ocorre em momentos de maior tranquilidade quanto ao abastecimento futuro do SIN, quando o PLD tende a valores mínimos. Ou seja, se do ponto de vista energético a GFOM provoca efeito nulo para as UHEs no longo prazo, o mesmo não pode ser dito do ponto de vista financeiro.

Em 2015, diversas ações judiciais obtiveram liminares contra os efeitos financeiros no MCP oriundos do GSF menor que a unidade, utilizando-se de

---

argumentos acerca da evolução imprevisível da matriz energética, entrada expressiva de energia de reserva e despacho do sistema em inobservância aos modelos e parâmetros homologados. Em suma, alegando “fato do príncipe”.

Diante disso, a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (conversão da Medida Provisória nº 688 do mesmo ano), além de dispor sobre a repactuação do risco hidrológico – como tentativa de acordo para as ações judiciais mencionadas – também dispôs sobre ajustes devidos à valoração do deslocamento de geração hidrelétrica como resultado da GFOM, conforme segue:

*“Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, a partir de 2016, a valoração e as condições de pagamento pelos participantes do MRE do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de:*

*I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; [...]” (Lei 13.203/2015)*

Dada a dúbia interpretação que a expressão “*pagamento pelos participantes*” permitia, a Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016, tratou de ajustar a redação do citado artigo para “*pagamento para os participantes*”, alterando também a aplicação da nova regra a partir de 2017.

A ANEEL então abriu Audiência Pública para regulamentação do tema, que culminou na publicação da Resolução Normativa nº 764, que define que “*o gerador hidrelétrico afetado pela GFOM receba a diferença entre o valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mês em que foi deslocado (não gerou) e o valor do PLDx estabelecido para o ano*”, sendo que o PLDx expressa a mediana dos PLD médios mensais desde 2001. A resolução prevê ainda custeio pelo ESS, segundo a classificação do deslocamento por segurança energética ou restrições elétricas.

Apesar de aparentemente ter sido resolvida a questão, esse importante impacto não poderia deixar de constar neste trabalho, afinal é mais uma contribuição para elevação do ESS, além de não resolver as discordâncias quanto aos deslocamentos ocorridos no passado, objeto das ações judiciais que ainda hoje travam o MCP. Aliás, o reconhecimento pela regulação legal e infra legal de que é devida a valoração diferenciada dos deslocamentos pela GFOM pode inclusive dar forças a essas ações (ainda não julgadas em definitivo).

---

#### 2.4.4 Impacto da GFOM nas Usinas Termelétricas

A geração fora da ordem de mérito por segurança de suprimento energético ocorre de forma complementar à geração por ordem de mérito, de forma que UTEs com CVU baixo tendem a ser despachadas conforme indicação dos modelos matemáticos, não tendo sido tão impactadas quanto outras mais caras pela mudança regulatória promovida pela Res. CNPE 08/2007. Além disso, as usinas termelétricas de Leilões de Energia Nova foram concebidas conforme circunstâncias de quando adquiriram seus contratos de venda de energia, possuindo configurações compatíveis com a realidade de despacho esperada à época.

Como apresentado, desde outubro de 2012 o despacho das térmicas em todo o SIN foi maximizado e, apesar das oscilações, mantém-se bastante expressivo desde então. Há usinas a óleo diesel no nordeste cujo histórico de despacho registra apenas uma semana de operação por ordem de mérito, embora a contagem de despacho total (incluindo GFOM) supere mil dias.

Para essas usinas do grupo GT1B, concebidas segundo expectativa de gerações esporádicas (razão pela qual cobram do consumidor uma Receita Fixa relativamente baixa), o despacho muito superior ao previsto traz uma série de malefícios, dentre os quais se destacam:

- Desgaste acelerado de máquinas e equipamentos, aumentando sua taxa de falha forçada e custos de corretivas;
  - Realização de grandes manutenções baseadas em horas de operação sequer previstas para acontecimento dentro de toda a vigência de seus contratos, logo não precificados em sua Receita Fixa ou CVU;
  - Disponibilidade média verificada inferior aos índices de referência, pela combinação dos dois itens anteriores, afinal a Taxa Estimada de Indisponibilidade Programada (TEIP) é estimada pelo agente pela simples divisão das horas previstas de manutenção programada pelas horas totais, sendo que a frequência de manutenções depende, em grande parte, da taxa de acionamento das usinas.
-

$$TEIP = \frac{H_{Manut}}{H_{Totais}} = \frac{H_{Manut}}{H_{Oper}} \times \frac{H_{Oper}}{H_{Totais}}$$

Em exemplo hipotético, se uma usina requer 876 horas para realização de manutenções programadas a cada ano de operação plena, terá seu TEIP estimado segundo expectativa de geração:

$$100\%: \quad TEIP = \frac{876}{8760} \times 100\% = 10\%$$

$$50\%: \quad TEIP = \frac{876}{8760} \times 50\% = 5\%$$

$$25\%: \quad TEIP = \frac{876}{8760} \times 25\% = 2,5\%$$

- Degradação do lastro em razão da disponibilidade média inferior a de referência, com necessidade de compra de energia no mercado livre;
- Degradação do consumo específico (logo, custo com combustível) dos motogeradores além do previsto;
- Dificuldades no planejamento da operação e manutenção das usinas e gestão eficiente dos suprimentos, dada a imprevisibilidade de despacho, principalmente para estas usinas do grupo GT1B (óleo diesel e óleo combustível) da região nordeste, onde a GFOM visa fechar o balanço energético em razão das grandes e frequentes oscilações da fonte eólica, bastante expressiva nesse subsistema, implicando acionamentos aleatórios, sob a perspectiva do gerador térmico;
- Aumento considerável do ressarcimento contratual pela energia não suprida, nos eventos de geração por ordem de mérito que coincidam com paradas de manutenção, porém como resultado do apertado intervalo entre manutenções promovido pela intensificação da geração com a GFOM.

Em 2014, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL elaborou estudo em coautoria com o Dr. Nelson Hubner, ex-Diretor-Geral da ANEEL onde conclui pelo desequilíbrio econômico e financeiro de que ora se discute, conforme transcrição:

*“O despacho termoelétrico intenso e prolongado como o que o SEB está enfrentando desde outubro de 2012 era um evento de probabilidade pouco provável nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos hoje em operação. Contudo, em muitos projetos o tempo de acionamento das UTE já superou neste período de 2012 a 2014 a projeção original de acionamento para todo o contrato de 15 anos. Esta situação de anormalidade em relação ao despacho representa um problema para os geradores na medida em que as usinas enfrentam restrições técnicas de operação e manutenção, tornando a produção dentro dos níveis de disponibilidade declarada um grande desafio técnico e financeiro.”(GESEL, 2014)*

---

### **3 ESTUDO DE CASO**

O estudo de caso das usinas termelétricas da CANDEIAS é apresentado como evidência concreta da relevância da mudança regulatória promovida pela Res. CNPE 08/2007 e de seus impactos diversos sobre geradores termelétricos que utilizam motores de combustão interna ciclo diesel. A maior parte das informações apresentadas referente às empresas e seus empreendimentos estão disponíveis publicamente em processo administrativo junto à ANEEL, tendo sido conduzidos pelo próprio autor do presente trabalho.

Somado aos impactos descritos na seção anterior para as hidrelétricas e mercado em geral, objetiva-se provocar reavaliação da real necessidade (ou do custo-benefício) de acionamento térmico contínuo fora da ordem de mérito. Reflete-se ainda se as soluções adotadas tem caráter de fim de tubo, em lugar de tratar possíveis causas raiz associadas ao problema de otimização do despacho hidrotérmico, por meio das complexas simulações do NEWAVE e DECOMP, a exemplo da definição e interpretação adequadas da Função de Custo do Déficit de energia elétrica.

#### **3.1.1 Apresentação da Empresa**

As usinas termelétricas Global I e Global II foram vencedoras do 4º Leilão de Energia Nova (LEN A-3 2007), tendo sido construídas no mesmo site, no município de Candeias/BA, compartilhando instalações, com início da operação comercial em 2010 e capacidade instalada de 297,6 MW. Cada usina foi inicialmente equipada com 60 unidades motogeradoras ciclo diesel, do fabricante sul-coreano Hyundai Heavy Industries, modelo HiMSEN 9H25/33, de 2,48 MW, 900 rpm, 13,8 kV. A subestação compartilhada ("SE Global") possui 4 transformadores elevadores 13,8 kV / 230 kV de 100 MVA, seguida de uma linha de transmissão própria de 7,5 km até a Subestação Jacaracanga, pertencente à rede básica. O óleo combustível B1 é o

---

combustível principal, enquanto que o óleo diesel, o alternativo, conforme previstos em seus atos de autorização.

São usinas classificadas pelo ONS como “Tipo I”, sendo programadas e despachadas centralizadamente. Além disso, por serem cem por cento flexíveis, seu despacho depende unilateralmente do ONS, ao contrário de algumas usinas termelétricas a biomassa, que produzem conforme disponibilidade do combustível, ou outras a gás natural ou gás natural liquefeito, que apresentam restrições de geração mínima ou inflexível.

Diante do intenso despacho comandado pelo ONS desde o final de 2012, a empresa decidiu investir na aquisição de Unidades Geradoras de Contingência (nos termos da REN 583/2013) para elevar os índices de confiabilidade e disponibilidade das usinas e assim garantir o pleno atendimento às obrigações de sua Autorização, tendo instalado quatro equipamentos Wärtsilä 20V32, de 8,68 MW.

Segundo a CANDEIAS, *“o projeto foi feito exclusivamente para aumentar a confiabilidade da usina frente ao imprevisível cenário de despachos dentro e fora da ordem de mérito, sendo que tal investimento foi integralmente assumido pelo Empreendedor, e não implicou qualquer solicitação de aumento de receita fixa ou variável”*.

### 3.1.2 Histórico de Geração das UTEs Global I e Global II

Entre maio de 2010 e setembro de 2012, as UTEs da CANDEIAS praticamente não foram solicitadas a produzir energia. No entanto, a partir de outubro de 2012, iniciou-se uma fase de operação frequente que continua até o presente, como mostrado na tabela a seguir.

Tabela 2.4-1 – Histórico anual de geração

Ano	Global I	Global II
2010	0%	0%
2011	1%	1%
2012	20%	22%

<b>2013</b>	47%	48%
<b>2014</b>	65%	66%
<b>2015</b>	47%	50%
<b>2016</b>	19%	19%
<b>Média</b>	<b>30%</b>	<b>32%</b>

Estes números são significativamente superiores aos previstos à época do LEN A-3 2007, quando as mais conservadoras expectativas não ultrapassariam os 10% durante os quinze anos de contrato. Importante destacar que este Leilão ocorreu antes da publicação da Res. CNPE 08/2007, de modo que o empreendedor alega ter estimado sua geração apenas pelas modalidades existentes quando da formação de preço.

A Tabela traz, em complemento, a classificação dos despachos realizados entre 2012 e 2016, segundo dados extraídos do sistema do ONS, evidenciando o impacto da GFOM sobre a frequência de acionamento das usinas.

Tabela 2.4-2 – Classificação dos despachos das usinas (CANDEIAS, 2016)

Valores de Geração Verificada do ONS (GVOP) MWh						
Ano	Global I			Global II		
	Ordem de Mérito	Fora do Mérito	% Fora do Mérito	Ordem de Mérito	Fora do Mérito	% Fora do Mérito
<b>2012</b>	-	242.914	100,0%	-	256.938	100,0%
<b>2013</b>	22.040	569.410	96,3%	24.025	578.934	96,0%
<b>2014</b>	640.681	186.815	22,6%	653.478	183.772	21,9%
<b>2015</b>	202.706	448.673	68,9%	243.279	454.710	65,1%
<b>2016</b>	54.716	187.532	77,4%	59.200	187.654	76,0%
<b>Acum.</b>	<b>920.143</b>	<b>1.635.344</b>	<b>64,0%</b>	<b>979.982</b>	<b>1.662.007</b>	<b>62,9%</b>

Fica evidente então que a GFOM foi responsável por triplicar a geração total destes empreendimentos, não podendo ser interpretada como risco ordinário ou previsível pelo agente quando da formação do seu CVU.

Observa-se também que o despacho fora da ordem de mérito trouxe para essas usinas de CVU elevado (grupo GT1B) um perfil de geração com grande nível de modulação – ou repetidos liga-desliga – em curto espaço de tempo, como ilustrado na Figura, onde se verifica mais de vinte partidas e paradas em um único mês de operação.

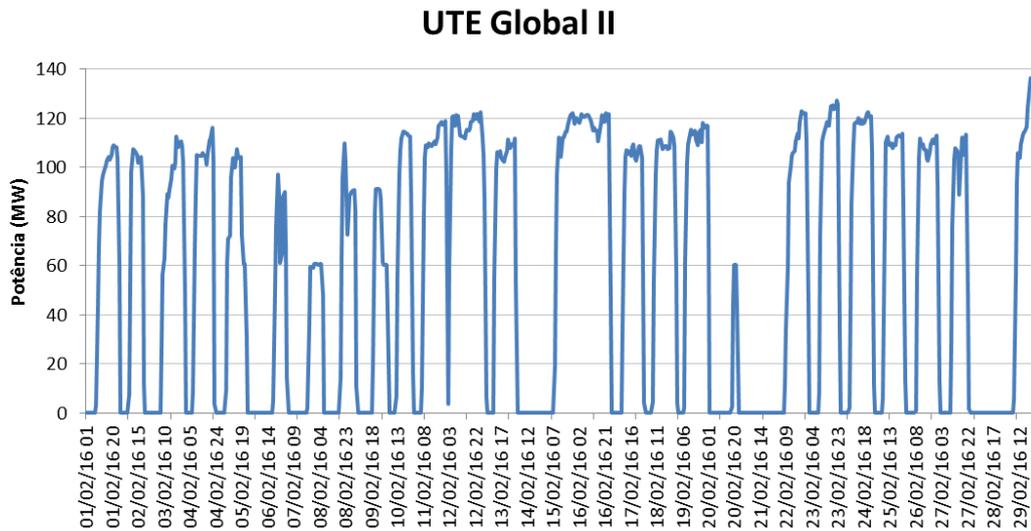


Figura 2.4-1 - Geração UTE Global II em fevereiro de 2016 (CANDEIAS, 2016)

Este perfil tem sido característico e muito peculiar do subsistema nordeste devido à sistemática operacional adotada pelo ONS para regular as vazões do reservatório de Sobradinho, bem como para compensar as variações dos cada dia mais significativos parques eólicos em operação nesta região do país, como relatado nas próprias atas de reuniões do CMSE.

### 3.1.3 Os Impactos do Despacho por Segurança Energética

Os geradores de energia com motores de combustão interna possuem forte relação entre eficiência e carregamento, concentrando a faixa ideal de operação tipicamente entre 80% e 100% de carga (CEPEL, 2008). A operação modulada dessas térmicas então faz com que as horas de rampa de partida ou parada (quando as máquinas operam em carga parcial) tornem-se mais significativas, aumentando o consumo específico médio e tornando insuficiente a compensação recebida pelo componente do CVU que visa remunerar os custos com combustíveis, o  $C_{COMB}$ . Este ônus para o gerador termelétrico é potencializado pelo fato de que os

motores a óleo combustível costumam realizar os procedimentos de partida e parada utilizando óleo diesel, combustível alternativo mais caro, embora a remuneração da energia produzida nas rampas seja a mesma daquela em operação a plena carga.

Segundo dados apresentados pela CANDEIAS à ANEEL, a combinação de pior consumo específico com o uso de combustível mais caro requereria remuneração 37% maior pela energia produzida nas duas primeiras horas de cada evento de acionamento das usinas, de forma a equilibrar o resultado da operação. Em seu pleito administrativo junto à agência para reequilíbrio do CVU, o agente apresenta cálculo de que as modulações além do esperado teriam sido responsáveis por majoração de custos da ordem de R\$ 30 milhões entre outubro de 2012 e fevereiro de 2016.

Outro significativo impacto da geração fora da ordem de mérito por segurança energética sobre as UTEs Global I e Global II é a antecipação das grandes manutenções preventivas, ou *overhauls*, que possuem cronogramas baseados no número de horas de operação do equipamento. O fato de a GFOM ter triplicado a geração das usinas fez com que fossem alcançadas, em pouco mais de cinco anos de operação comercial, manutenções preventivas não previstas para execução dentro do horizonte de contrato.

Apesar de toda a geração produzida fora da ordem de mérito dessas e de quaisquer outras usinas ser remunerada a CVU, o desequilíbrio no resultado na operação pode ocorrer por dois motivos:

- a) Alocação do custo com *overhaul* na Receita Fixa e geração realizada além do previsto: quando o empreendedor opta por reservar uma parte da Receita Fixa para remunerar os custos previstos com os *overhauls*, assumindo uma premissa única de geração ao longo do contrato, a geração menor ou maior que previsto passa a representar risco de ganho ou perda financeira, respectivamente, dado que um componente de custo que depende das horas de operação não estará representado na Receita Variável;
  - b) Crescimento não linear dos custos nivelados de *overhaul*: o custo destas manutenções apresenta tendência de crescimento não linear com as horas de
-

operação, de modo que, mesmo alocado na Receita Variável (CVU), não há valor único em R\$/MWh que represente adequadamente seu custo ao longo de um período considerável de geração, conforme ilustra a Figura. Observa-se que para cada percentual de geração acumulada, há um correspondente valor em R\$/MWh que remuneraria adequadamente o custo com *overhauls*.

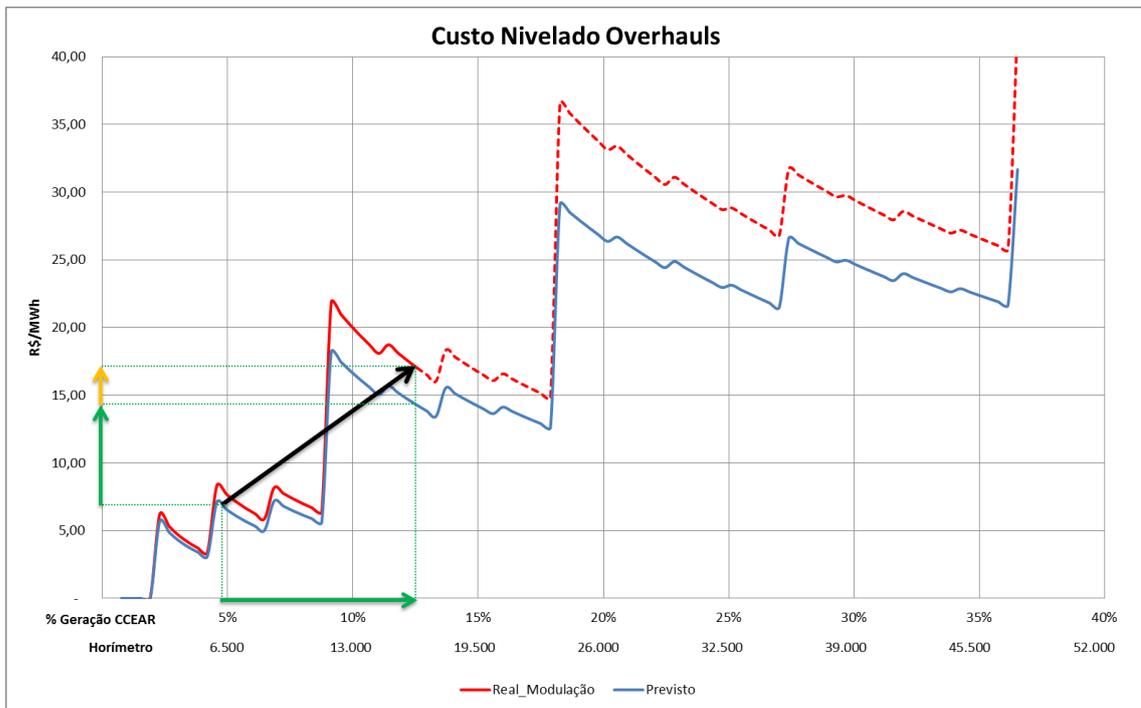


Figura 2.4-2 – Custo nivelado de *overhauls* do motor 9H25/33 (CANEDIAS, 2016)

Acerca deste ônus, a CANDEIAS alega ter tido majoração de custos da ordem de R\$ 38 milhões até fevereiro de 2016. O agente argumenta ainda que a geração fora da ordem de mérito com frequentes modulações teriam elevado suas taxas de falha, degradando os índices acumulados de indisponibilidade, gerando necessidade de recomposição de lastro, além de ter elevado os gastos com manutenções corretivas.

### 3.1.4 As Discussões com a Agência Reguladora

No início de 2016, a CANDEIAS e outras empresas geradoras termelétricas a óleo combustível do nordeste perceberam que enfrentavam problema comum e assim, por meio de associações de classe de geradores, iniciaram uma discussão formal com a ANEEL sobre o tema. Foram apresentados estudos técnico-

econômicos individuais elaborados por cada empresa, caracterizando seus problemas oriundos da intensificação da GFOM e respectivos impactos financeiros, além de propor soluções para o reequilíbrio passado e futuro. As soluções convergiam para pagamento pelos sobrecustos do passado via acréscimo temporário da Receita Fixa dos empreendimentos e, para garantir equilíbrio também na operação futura, que fosse incrementado o CVU (mais especificamente o  $C_{O\&M}$ ) para comportar a elevação do custo nivelado de *overhaul*, aplicável somente nos despachos fora da ordem de mérito.

A Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG/ANEEL) foi designada para avaliação do requerimento das empresas e, sensibilizada pelos argumentos apresentados nos documentos e reuniões, publicou a Consulta Pública nº 014 (“CP 014/2016”) em dezembro de 2016, acompanhada da Nota Técnica nº 158/2016-SRG/ANEEL, onde esboça duas soluções para tratar das excessivas modulações e do desequilíbrio pela alocação dos *overhauls* na Receita Fixa.

Diversas associações e agentes contribuíram no âmbito da CP 014/2016, sendo que a manifestação da CANDEIAS e outros geradores ocorreu no sentido de que a proposta da ANEEL para tratar das modulações por meio de estratificação do CVU (remuneração diferenciada nas rampas) seria perfeitamente aplicável para geração dentro da ordem de mérito. No entanto, estes agentes alegam que a geração fora da ordem de mérito não é objeto contratual e sequer eram previstas nos Leilões de 2007, de modo que os geradores deveriam ter liberdade para definir novos parâmetros de CVU para essa modalidade, o que seria melhor traduzido no despacho fora do mérito por oferta de preços.

A matéria se encontra em análise pela SRG/ANEEL, que deverá elaborar nova Nota Técnica e submeter para apreciação da Diretoria da agência. Segundo a Superintendência, os aprendizados dessa discussão, que já envolve o ONS e envolverá também a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) deverá ser refletido em aprimoramento de regras para leilões de energia nova futuros.

---

## 4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A operação do SIN realizada pelo ONS, apesar de extremamente complexa e avançada, depende de restrições impostas pelo uso de modelos matemáticos e por determinados parâmetros e funções assumidos, muitas vezes distantes da realidade. A Função de Custo de Déficit poderia ser o mais importante balizador para ponderar e justificar a ocorrência de déficits de energia nas séries simuladas, porém a observação da operação do SIN nos últimos anos leva à percepção de que o risco, e não o custo, do déficit possui grande impacto nas decisões do operador.

A restrição dos critérios de suprimento e parâmetros de aversão ao risco, somadas à continuidade dos despachos fora da ordem de mérito revelam o objetivo prático de minimizar o risco de déficit, em lugar de simplesmente mantê-lo dentro de limites aceitáveis, o que equivale a atribuir enorme peso aos eventos onde se espera a ocorrência do déficit de energia. Possivelmente isso decorre da reconhecida desatualização da Função de Custo de Déficit que, possivelmente subestimada, poderia resultar em perdas econômicas importantes para a sociedade em caso de despacho aquém do devido.

A geração por segurança energética, no entanto, por ocorrer fora da ordem de mérito, traz impactos importantes aos geradores hidrelétricos e termelétricos, além de distorcer a formação do preço *spot* da energia, afetando todo o mercado. As decisões do ONS de comandar esses despachos, autorizados pelo CMSE, não deixam clara a avaliação do custo-benefício dessas medidas.

O estudo de caso das usinas termelétricas flexíveis Global I e Global II denota perdas econômicas sofridas pelo agente especificamente por causa da extrema elevação de sua geração proporcionada pela mudança regulatória que permitiu essa modalidade de despacho, que ocorre com mais frequência na região nordeste. Assim como fizeram o agentes hidrelétricos, as térmicas iniciaram diálogo com a agência reguladora e esperam equacionar o problema em breve.

---

Diante da problemática apresentada neste trabalho, são vislumbradas soluções aplicáveis no curto ou longo prazo, além de outros aprimoramentos necessários. No curto prazo, entende-se como adequada a solução prevista na AP nº 045/2016 para as hidrelétricas, resultado de longas discussões com agentes e associações, onde é compensada a perda financeira pelo deslocamento de sua produção decorrente da GFOM de termelétricas.

Para as termelétricas, a solução de curto prazo consiste em permitir que os geradores ofertem preços livremente para geração fora da ordem de mérito, similar ao que ocorre nos eventos de exportação de energia. No entanto, ambas as soluções de curto prazo podem ser interpretadas como soluções fim de tubo, pois tratam de ajustar a remuneração dos agentes geradores para compensar o ônus causado pela GFOM.

Sendo assim, para o médio e longo prazo, sem prejuízo de manter válidas as soluções de curto prazo, entende-se que o problema deve ser resolvido atacando sua causa raiz, fazendo com que o despacho hidrotérmico sinalizado pelos modelos computacionais seja de fato o ideal diante das premissas, cenários e critérios de suprimento adotados. Desta forma, o volume de geração termelétrica e hidrelétrica terá maior rastreabilidade, previsibilidade e segurança jurídica.

Para isso, trabalhos de diversos autores apontam aperfeiçoamentos que poderia ser incorporados aos modelos de otimização, como o fator de fricção da produção de hidrelétricas, a reavaliação se a MLT é a melhor referência para expectativa futura de aflúncias em cada subsistema, a devida calibração dos parâmetros de aversão ao risco e, especialmente, o real significado e valores da função de custo do déficit de energia elétrica.

Embora se espere que o projeto estratégico de P&D CDEF produza resultados importantes para a revisão da atual FCDef, assim como estabelecimento de metodologias que facilitem sua revisão futura, podendo ser incorporada aos modelos de otimização no início de 2018, resta claro que, por si só, isso não será suficiente para reduzir drasticamente a GFOM. Faz-se necessário maior alinhamento das práticas de operação do SIN com a sociedade, incluindo transparência das

---

razões que levam à GFOM, para que o risco de déficit possa então ser efetivamente aceito e praticado dentro dos limites pré-estabelecidos pelo CNPE.

Além disso, sem prejuízo da possibilidade de aproveitamento integral dos resultados da pesquisa do P&D CDef, a função de custo do déficit só poderá refletir claramente a realidade quando, antes dela, for definida de forma transparente uma política de racionamento e de corte de carga, afinal os dois conceitos são fortemente interdependentes.

Desta forma, recomendam-se novas pesquisas sobre os seguintes temas: definição de política de racionamento e corte de carga; avaliação de possíveis aprimoramentos dos modelos de despacho hidrotérmico para fazer correspondência ao crescimento da geração por fontes intermitentes, ainda não representadas de forma estocástica como as vazões afluentes; simulação e avaliação de como teriam evoluído a energia armazenada, o CMO e PLD, a geração termelétrica e os eventos de déficit no SIN caso não houvesse a previsão regulatória de geração fora da ordem de mérito.

---

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2001). Metodologia para Cálculo do Parâmetro "Custo do Déficit de Energia Elétrica" utilizado nos Programas Computacionais de Otimização Eletroenergética. Nota Técnica.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL aprova metodologia de pagamento referente à geração fora da ordem de mérito (GFOM). 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-metodologia-de-pagamento-referente-a-geracao-fora-da-ordem-de-merito-gfom-/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-metodologia-de-pagamento-referente-a-geracao-fora-da-ordem-de-merito-gfom-/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 02 maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Do parecer da avaliação inicial do projeto P&D associado à Chamada de Projeto de P&D Estratégico Chamada nº 002/2008: "Metodologia de elaboração da função de custo déficit". Parecer de 17 de março de 2015. Relator: Máximo Luiz Pompermayer.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Projeto Estratégico: Metodologia de elaboração da função de custo do déficit. Brasília: ANEEL, 2014. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD\\_2008%20-%20Chamada%20PE%2002-2008%20Republica%C3%A7%C3%A3o\\_vfinal\\_08set14.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008%20-%20Chamada%20PE%2002-2008%20Republica%C3%A7%C3%A3o_vfinal_08set14.pdf)>. Acesso em: 02 mai. 2017.

Brasil (2015). Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

Brasil (2016). Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). O que fazemos. 2017. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/ess\\_contab?\\_afLoop=299168834300442#@?\\_afLoop=299168834300442&\\_adf.ctrl-state=1cx4kbej3b\\_194](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?_afLoop=299168834300442#@?_afLoop=299168834300442&_adf.ctrl-state=1cx4kbej3b_194)>. Acesso em: 02 maio 2017.

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA – GCE (2003). Resolução nº 10, de 16 de dezembro de 2003.

CASTRO, Nivalde de; HUBNER, Nelson; BRANDÃO, Roberto. Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crise hidrológica: 2012-2014. 2014. Texto de discussão do setor elétrico n. 61. Disponível

---

em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20\\_TDSE 61- Crise das UTE \(1\).pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE_61-Crise_das_UTE_(1).pdf)>. Acesso em: 02 maio 2017.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Relatório Técnico DTE-990/08 – Metodologia de Cálculo de Limitantes de Consumo Específico para os sistemas isolados. 2008.

CNPE (2007). Resolução número 08.

CNPE (2013). Resolução número 03.

DAHER, Mario. Operação do Sistema elétrico brasileiro e formação de preços. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2016.

Eletrobrás. Grupo Coordenador do Planejamento do Setor Elétrico – GCPS - Comissão para estudo do custo do déficit. Relatório Final. 1988.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Relatório Final do PDE 2024. 2015.

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=345>. Acesso em: 02 maio 2017.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS; PSR SOLUÇÕES E CONSULTORIA LTDA.; THYMOS ENERGIA. P&D ANEEL Estratégico e cooperativo: Metodologia de elaboração da função de custo do déficit (Relatório técnica da etapa nº 04). Rio de Janeiro: FGV Editora, 2016.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS; PSR SOLUÇÕES E CONSULTORIA LTDA.; THYMOS ENERGIA. P&D ANEEL Estratégico e cooperativo: Metodologia de elaboração da função de custo do déficit (Relatório técnico da etapa nº 01). Rio de Janeiro: FGV Editora, 2015.

Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS. Relatório GCPS/CTEM/RF.001.86. 1986.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CMSE desliga térmicas mais caras e conta de luz cairá. 2016. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cmse-desliga-termicas-mais-caras-e-counta-de-luz-caira](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cmse-desliga-termicas-mais-caras-e-counta-de-luz-caira)>. Acesso em: 02 maio 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Comitê de monitoramento do setor elétrico. Ata da 144ª reunião realizada no dia 11 de junho de 2014. 11 pgs.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Comitê de monitoramento do setor elétrico. Ata da 157ª reunião realizada no dia 07 de julho de 2015. 12 pgs.

---

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Comitê de monitoramento do setor elétrico. Ata da 167ª reunião realizada no dia 06 de abril de 2016. 15 pgs.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Comitê de monitoramento do setor elétrico. Ata de reuniões. 2017. Disponível em:  
<<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>>. Acesso em: 02 maio 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SETOR ELÉTRICO. Histórico da Geração de Energia. 2017. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 02 maio 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Infomativo Preliminar Diário de Operação. 2012. Disponível em:  
<[http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano\\_2012/Mes\\_10/IPDO-28-10-2012.pdf](http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2012/Mes_10/IPDO-28-10-2012.pdf)>. Acesso: 02 maio 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Nota Técnica NT ONS 059/2008. 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório Anual. Principais marcos. 2003. Disponível em  
<[http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/relatorios\\_anuais/documentos/2003/principais\\_marcos.html](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/documentos/2003/principais_marcos.html)>. Acesso em: 02 maio 2017.

PENNA, D.D.J., MACEIRA, M.E.P., DAMAZIO, J., M., et al, “Análise comparativa entre os cenários hidrológicos gerados para o planejamento da operação de médio e curto prazos”. Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Campo Grande, Brasil, 22-26 novembro 2009.

STEELE, Paulo. Revisão Tarifária. Rio de Janeiro: FGV Editora, 2017.

Treinamento Preço de Liquidação das Diferenças – PLD – Nível Básico. Portal de Aprendizado da CCEE. Acessado em 16/05/2014.

---