



# **REVISÃO DA FUNÇÃO CUSTO DE DÉFICIT DE ENERGIA**

## Histórico de Revisões

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	21/10/2016	Publicação Original

## Índice

<b>APRESENTAÇÃO</b> .....	5
<b>2. A Função de Custo de Déficit de Energia</b> .....	8
<b>3. Revisão da Função de Custo de Déficit</b> .....	10
<b>4. Conclusões e recomendações</b> .....	15
<b>Anexo – Estimativa do Custo de Déficit em um Único Patamar para o Ano de 2017</b> .....	17



## APRESENTAÇÃO

O objetivo do despacho hidrotérmico no Setor Elétrico Brasileiro é decidir quais recursos de geração utilizar para atender a demanda, minimizando os custos de produção totais ao longo do horizonte de planejamento. Como os reservatórios brasileiros possuem capacidade de regularização plurianual das aflúncias, este processo decisório se caracteriza pelo *trade off* entre utilizar o recurso hidráulico (“estoque”) hoje ou armazená-lo para a utilização futura. Esse *trade off*, por sua vez, é obtido pela construção de funções de custos “imediato” e “futuro” por modelos matemáticos baseados em programação dinâmica dual estocástica. Uma vez obtidas estas funções, o operador do sistema pode realizar o despacho das unidades de geração em ordem de mérito econômica.

Como os recursos disponíveis para o atendimento à demanda projetada são finitos e uma porção significativa dos mesmos depende de um recurso aleatório (vazão afluyente), podem ocorrer situações onde, por insuficiência de água, não haja oferta para o atendimento à demanda ao longo de um determinado período, o que resultaria em um déficit de energia.

Como a ocorrência de déficits de energia é indesejável, pode ser incorporado no modelo matemático de despacho hidrotérmico uma função de penalização na função objetivo do problema sempre que há a ocorrência de déficit. Com isso o problema de despacho hidrotérmico passa a ser o de minimizar o custo operativo termelétrico mais o custo da penalização do déficit de energia ao longo de todo horizonte de planejamento. Em outras palavras, objetiva-se sinalizar que a ocorrência de déficits é indesejável (“custa caro”) e com isso guiar a operação a, de forma preventiva, utilizar recurso termelétrico para que a ocorrência de déficits de energia por falta de água seja inexistente, ou que ocorra de acordo com algum critério de suprimento.

Atualmente, o Setor Elétrico Brasileiro utiliza como função de penalização, na operação do sistema e cálculo do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), um “custo do déficit” calculado por abordagem econômica, e como a mesma é uma função matemática (não linear) da profundidade do déficit de energia, ela também é chamada de função de custo de déficit de energia (FCD). Para os estudos de planejamento é utilizada uma FCD, mas esta é linear com a profundidade dos déficits percebidos pelo modelo. Com isso, em ambos os casos, o despacho hidrotérmico é calculado a partir do trade-off na função objetivo entre o custo operativo termelétrico e o impacto de um déficit de energia na economia. Mas ressalva-se que os estudos de planejamento, operação e cálculo do PLD utilizam FCD – e, portanto, critérios de suprimento – distintos.

O objetivo desta Nota Técnica é consolidar proposta de atualização do valor atribuído a este parâmetro, bem como registrar recomendações para aperfeiçoamentos futuros. As recomendações aqui apresentadas consideram os trabalhos conduzidos pela *Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico* (CPAMP), buscam a compatibilização entre os critérios de planejamento, operação e cálculo do PLD e reconhecem outras atividades em andamento para o estudo deste tema, como o Projeto de P&D Estratégico nº 002/2008 – “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”.

Em particular, este projeto visa desenvolver uma metodologia para elaboração da FCD que melhor represente o prejuízo incorrido pela sociedade na ocorrência de um racionamento de energia elétrica e, conseqüentemente, conduza à sinalização mais eficiente para o planejamento da expansão estrutural da geração e da transmissão no SIN.

## 1. Introdução

O custo do déficit de energia, entendido como o valor que se pode atribuir à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica, é um parâmetro fundamental para o planejamento da expansão da geração, para a programação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o cálculo do PLD, na medida em que aos cenários de déficit de energia são aplicadas severas penalidades no modelo de otimização do despacho da geração.

Para efeito de aplicação nos estudos do setor elétrico brasileiro, o custo do déficit foi calculado nos anos 1980, revisto no final dos anos 1990 e, desde então, vem sendo apenas atualizado monetariamente pela aplicação de índices de preço (e.g., IGP-DI). É, pois, reconhecida a necessidade de se proceder à atualização desse parâmetro, seja em razão da evolução e alteração da estrutura da economia nacional, seja em razão das mudanças no perfil da demanda por energia elétrica no país ocorridas ao longo do tempo.

Nesse contexto, o *Ministério de Minas e Energia* (MME), através da CPAMP, constituiu, em 2009, grupo de trabalho coordenado pela EPE, denominado GT6 – *Determinação da Função Custo de Déficit de Energia*<sup>1</sup>, com o objetivo de reavaliar a FCD a ser utilizada nos estudos de planejamento da expansão, da operação do SIN e cálculo do PLD.

Para dar suporte a esse trabalho foi contratada a consultoria da Volga Engenharia de Produção Ltda. O objetivo da contratação foi reavaliar a metodologia de cálculo do custo do déficit a partir da *Matriz Insumo Produto* (MIP), desenvolvida pelo *Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos* (GCPS) nos anos 1980, e, a partir dessa análise, atualizar os valores da FCD. A consultoria desenvolveu e concluiu seu trabalho no ano de 2015 o qual foi usado como referência na elaboração do relatório final do GT6/CPAMP, concluído em abril de 2016 com a proposta de uma FCD atualizada.

Ainda nesse contexto, a *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) aprovou, na 32ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria de 2014, realizada em 2 de setembro de 2014, a republicação da Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 002/2008 – “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”. Este projeto, atualmente em execução e financiado por 27 empresas, está em desenvolvimento e deve apresentar resultados no início de 2017. Diferentemente do trabalho realizado pelo GT6/CPAMP, esse projeto tem como foco identificar possíveis aprimoramentos metodológicos interagindo economia e energia, propondo assim uma forma alternativa e conceitualmente mais robusta e coerente com o perfil atual do consumidor para o cálculo dos valores da FCD.

---

<sup>1</sup> Além de técnicos da EPE e do MME, integram o GT6 técnicos das seguintes instituições: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional dos Sistemas Elétricos (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), da Eletrobras.

## 2. A Função de Custo de Déficit de Energia

A metodologia para avaliação do custo do déficit desenvolvida no âmbito do GCPS teve como base a MIP da economia brasileira, pela qual se buscou estimar quanto valeria para a economia nacional a falta tempestiva de energia elétrica, ou seja, qual seria a perda no produto nacional devida à insuficiência na oferta de energia ou ao seu racionamento. Em 1986, tomando como referência a MIP de 1975, foi documentada a primeira avaliação do custo do déficit de energia para a economia brasileira, tendo sido estabelecido o valor de US\$ 750/MWh para a falta tempestiva de energia no sistema elétrico brasileiro.

Em 1988, o mesmo grupo de trabalho do GCPS avançou na abordagem propondo a discretização do custo do déficit em quatro patamares, recepcionando a ideia de que o efeito da falta de energia na economia era função da dimensão dessa falta, ou seja, da profundidade do déficit.

Salvo pequenos ajustes, desde então, os valores do custo do déficit, ou os valores dos patamares da “curva do custo do déficit”, têm sido apenas atualizados monetariamente pela ANEEL, que publica anualmente os valores corrigidos pela aplicação do índice geral de preços, conceito de disponibilidade interna (IGP-DI), da *Fundação Getúlio Vargas* (FGV). Os valores homologados pela ANEEL publicados para uso nos estudos no ano de 2016<sup>2</sup> foram:

- 1º patamar (déficits entre 0 e 5% da carga) R\$ 1.571,42/MWh
- 2º patamar (déficits entre 5 e 10% da carga) R\$ 3.390,08/MWh
- 3º patamar (déficits entre 10 e 20% da carga) R\$ 7.084,98/MWh
- 4º patamar (déficits superiores a 20% da carga) R\$ 8.050,39/MWh

Esses valores são utilizados como “função de penalização” nos modelos de despacho hidrotérmico na elaboração dos *Programas Mensais de Operação* (PMO) pelo ONS e no cálculo do PLD pela CCEE. Porém, nos estudos de médio e longo prazo do setor, seja na definição da expansão referencial da oferta de energia, realizados pela EPE para o *Plano Decenal de Expansão de Energia* (PDE), seja no planejamento energético da operação, a representação da FCD é feita em um único patamar. Para essas aplicações busca-se definir um valor para a FCD em um único patamar que seja “equivalente”, em termos energéticos e econômicos, aos quatro valores publicados pela ANEEL.

Desde 2005, a determinação do valor do patamar único do custo do déficit tem sido feita regularmente pela EPE logo após a publicação, pela ANEEL, dos valores dos quatro patamares. Conforme a nota técnica EPE-DEE-NT-014/2016-r0 “*Atualização do Valor do Patamar Único de Custo de Déficit 2016*”, o cálculo “obedece a um método iterativo e é baseado em varreduras. (...) O critério para escolha do valor do patamar único de custo de déficit” tem sido “o de comparação do vetor de custos marginais de operação médios anuais”. Considerando a FCD em

---

<sup>2</sup> Resolução Homologatória ANEEL nº 2.002, de 15 de dezembro de 2015.



quatro patamares para uso nos estudos no ano de 2016, o valor do patamar único de custo de déficit atualmente adotado nos estudos de planejamento energético é de R\$ 4.000,00/MWh<sup>3</sup>.

Neste ponto, pode-se já questionar se todos os estudos do setor – planejamento, operação e cálculo do PLD – não deveriam utilizar a mesma FCD, de forma a convergir os critérios. Qualquer aversão ao risco adicional para aumentar o despacho térmico preventivo poderia ser reforçada através de mecanismos de aversão ao risco complementares, como o CVaR – *Conditional value at risk*.

---

<sup>3</sup> Nota Técnica EPE-DEE-RE-014/2016-r0, de 12 de fevereiro de 2016.

### 3. Revisão da Função de Custo de Déficit

Buscou-se a decomposição do custo global do déficit em patamares em face da ideia de que a profundidade do déficit de energia, medida pela razão da restrição ao atendimento em relação à carga, produz efeitos diversificados na economia. Ou seja, a perda na produção seria menor se a restrição na oferta de energia correspondesse a 5% da carga do que, por exemplo, se a restrição equivalesse a 10% da carga.

De acordo com a metodologia desenvolvida no GCPS, a forma encontrada para decompor o custo global do déficit foi ordenar os setores em razão dos respectivos custos setoriais da restrição, arbitrando-se, para efeito de cálculo do custo setorial do déficit, que a restrição corresponderia a 30% da demanda.

Tal qual apresentado ao longo da descrição metodológica detalhada no relatório do GT6 da CPAMP, que apresenta extensiva discussão sobre o assunto, a definição dos patamares parte do estabelecimento de algumas premissas que impactam diretamente na definição dos valores dos custos dos déficits dos próprios patamares. Notadamente três pontos são especialmente sensíveis e seus impactos devem ser evidenciados: (a) o ordenamento dos custos setoriais; (b) a arbitragem da profundidade do déficit que cada setor será submetido e (c) a arbitragem dos tamanhos dos patamares.

Em vista disso, o GT 6/CPAMP reviu a determinação da FCD e concluiu que a “patamarização” do custo do déficit introduz “elementos arbitrários discutíveis” e não traz benefícios “tendo em vista a aplicação desse parâmetro nos estudos do setor elétrico”. O relatório do GT demonstra, inclusive, que a alteração estrutural da economia ao longo do tempo e a variação do peso da energia elétrica em cada setor afetaram essa “patamarização”.

De fato, como se verá adiante, há um benefício claro quando se adota uma FCD em um único patamar, evidenciados em face de a FCD em 4 patamares apontar soluções dominadas (i.e., apresenta maior déficit de energia, para o mesmo nível de custo de geração térmica) pelas soluções obtidas quando se usa um único patamar. Neste caso, e como já dito, qualquer aversão ao risco adicional para aumentar o despacho térmico preventivo poderia ser reforçada através de mecanismos de aversão ao risco complementares, como o CVaR.

No contexto da revisão da FCD, a CPAMP solicitou que o grupo de trabalho que se ocupa das “*Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação*” (GT7/CPAMP) avaliasse os impactos de adotar a recomendação do GT6. Para tanto, foram feitas diversas simulações da operação do sistema hidrotérmico considerando diferentes valores para a FCD, representada em um único patamar ou em quatro patamares, tendo como referência o ano de 2015. As simulações consideraram os seguintes custos de déficit de energia:

- valor compatível com os custos por patamar publicados pela ANEEL: R\$ 6.686/MWh
- valor calculado para 2009 e atualizado monetariamente pelo IGP-DI: R\$ 5.747/MWh
- valor equivalente aos custos por patamar publicados pela ANEEL: R\$ 3.250/MWh
- valor equivalente aos custos por patamar calculados no trabalho do GT6: R\$ 2.050/MWh
- valores publicados pela ANEEL:
 

I	RC (restrição de carga $\leq$ 5% da carga)	R\$ 1.420/MWh
II	$5\% \leq RC \leq 10\%$	R\$ 3.064/MWh
III	$10\% \leq RC \leq 20\%$	R\$ 6.404/MWh
IV	$RC > 20\%$	R\$ 7.276/MWh
- valores calculados no relatório do GT6:
 

I	RC (restrição de carga $\leq$ 5% da carga)	R\$ 1.346/MWh
II	$5\% \leq RC \leq 10\%$	R\$ 1.830/MWh
III	$10\% \leq RC \leq 20\%$	R\$ 2.302/MWh
IV	$RC > 20\%$	R\$ 6.697/MWh

Foram realizadas simulações para diferentes configurações do sistema hidrotérmico, a saber:

- para avaliar impacto no planejamento da expansão da oferta:
  - (a) [configuração do] PDE 2023
  - (b) PDE 2024
- para avaliar impacto na garantia física de energia das usinas:
  - (a) LEN "A – 5" de 2013
  - (b) LEN "A – 5" de 2015
- para avaliar impacto no planejamento da operação:
  - (a) PEN 2015
- para avaliar impacto no programa de operação:
  - (a) PMO fev/2012
  - (b) PMO out/2012
  - (c) PMO mar/2014
  - (d) PMO mar/2015
- para avaliar impacto na formação de preços no mercado de curto prazo:
  - (a) PLD out/2015
  - (b) PLD mar/2016

A escolha desses casos considerou aspectos como atualidade da configuração e, principalmente no caso dos impactos na programação da operação, a situação específica das condições de atendimento, tanto motivadas pela situação hidrológica quanto pela projeção da demanda. Para

tanto, foram selecionados casos retratando situações encontradas ao final do período úmido e ao final do período seco e situações considerando cenários de projeção da demanda com taxas de crescimento mais e menos acentuadas.

Em termos gerais, para valores mais altos do custo do déficit, os resultados apurados em cada simulação refletiram, como esperado, maior volume de geração térmica, aumento da energia armazenada e redução da energia não suprida (déficit). Com efeito, na medida do aumento do custo do déficit, o modelo propõe uma política de operação mais conservadora e, por isso mesmo, o CMO tende a ser mais elevado assim como o PLD. Esses resultados são quantitativamente mais expressivos para cenários hidrológicos mais desfavoráveis.

Em relação ao planejamento da expansão da oferta (simulações com as configurações do PDE), talvez a principal indicação, em termos quantitativos, resulte da comparação entre as simulações considerando o custo do déficit de R\$ 3.250/MWh e o custo global do déficit calculado neste estudo (R\$ 5.747/MWh). Na simulação com o custo do déficit mais alto, o custo esperado da geração térmica é 2,7% mais alto, porém o valor esperado do déficit é 16,7% menor.

Além disso, custos mais altos da geração térmica significam CMO mais altos, o que a rigor enseja antecipação da expansão, com impactos no cálculo da garantia física de projetos. De fato, na simulação do PDE 2024 com custo do déficit de R\$ 5.747/MWh o CMO chega a superar o CME em 2024. Apesar de o ajuste do programa de obras não ter sido quantificado é esperado que, nas condições do PDE 2024, a expansão adicional, ou a antecipação do programa de expansão, seria muito pequena.

Com relação aos casos em que se avalia a garantia física das usinas, custo de déficit mais alto (de R\$ 5.747/MWh) resulta em uma carga crítica um pouco menor, entre 0,6% e 0,7% (em relação aos casos simulados com custo do déficit de R\$ 3.250/MWh). A carga crítica é a oferta de energia da configuração hidrotérmica considerada, ou seja, por analogia, a garantia física do sistema. Então, o resultado revela que não há diferenças significativas, em termos globais, ao se considerar um custo do déficit mais elevado do que o que vem sendo adotado. Contudo, quando se examinam separadamente os blocos hidrelétrico (conjunto das usinas hidráulicas do sistema) e termelétrico (conjunto das usinas térmicas) as diferenças são um pouco maiores. Na configuração do LEN "A-5" de 2015, por exemplo, a garantia física do conjunto das usinas hidrelétricas seria, com o custo do déficit mais elevado, 1,2% menor e, em contrapartida, a garantia física do conjunto das usinas térmicas seria 1,1% maior.

Assim, as simulações realizadas confirmaram os resultados teóricos e proposições apresentadas no relatório do GT6/CPAMP, destacando-se ainda aquelas que mostram que há um benefício ao passar a trabalhar com FCD em um único patamar. Nesse sentido, são reproduzidos adiante gráficos apresentados no relatório do GT7/CPAMP referentes a estudos com duas configurações do PMO (de fevereiro de 2012 e de março de 2014).

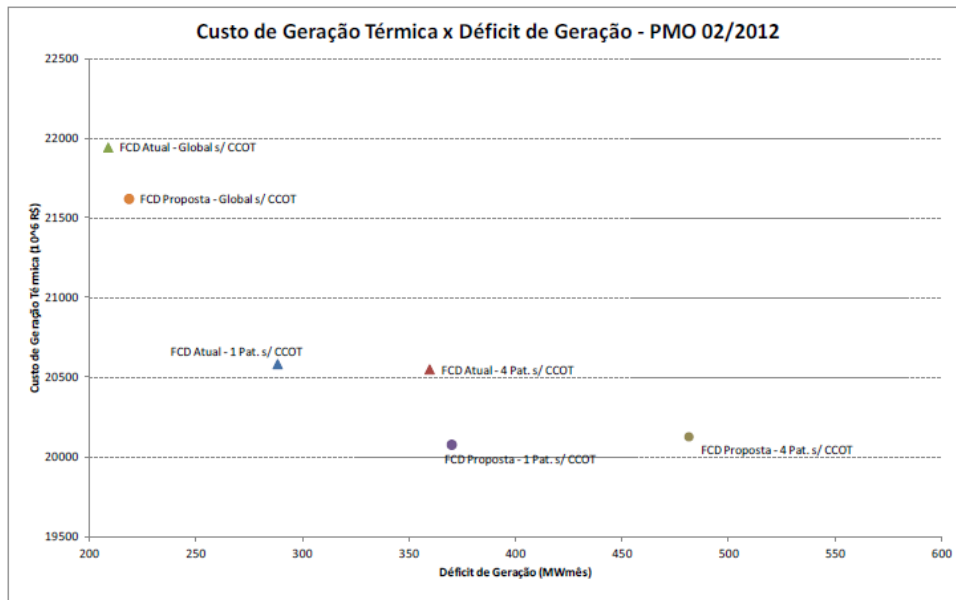


Figura 1 — Custo de Geração Térmica versus Déficit de Energia (PMO-Fev/2012) (não considera cortes de carga por otimização)  
[Fonte: Relatório GT7/CPAMP – 12/04/2016]

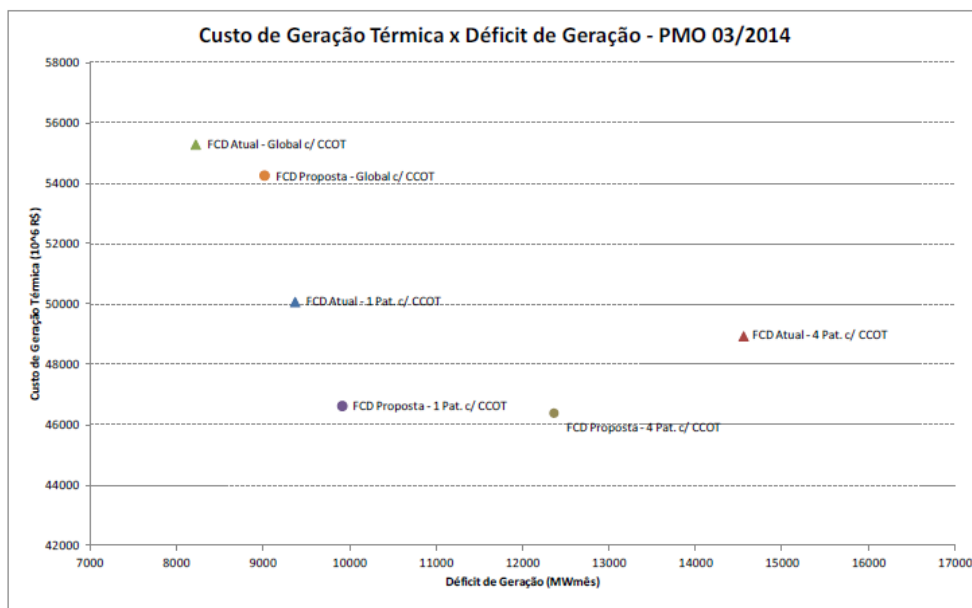


Figura 2– Custo de Geração Térmica versus Déficit de Energia (PMO-Mar/2014) (considera cortes de carga por otimização)  
[Fonte: Relatório GT7/CPAMP – 12/04/2016]

Conforme apresentado no relatório do GT7/CPAMP, tanto na simulação com a configuração do PMO de fev/2012 quanto do PMO de mar/2014, considerando que os custos de geração térmica obtidos com as FCD em quatro patamares e em um patamar equivalente são muito próximos, e que a solução em quatro patamares sempre resulta em déficits maiores, pode-se observar que as FCD em quatro patamares são soluções dominadas pelas respectivas soluções em um patamar equivalente. Dessa forma, notadamente para as FCD analisadas, há um benefício claro em se passar a trabalhar com uma função de custo de déficit em um único patamar.

Adicionalmente, considerando os pares de soluções (FCD atual e FCD proposta pelos estudos do GT6), formados com os resultados para a FCD em um único patamar considerando o custo global do déficit, tal como calculado no relatório do GT6, e o custo do déficit "equivalente" à FCD em quatro patamares, tal como calculado hoje pela EPE, não se verifica dominância entre elas, sendo que os casos com o custo do déficit global resultam em maiores custos de geração térmica e menores déficits de energia.

## 4. Conclusões e recomendações

O trabalho da consultoria que deu suporte ao GT6/CPAMP não se limitou à aplicação da metodologia desenvolvida pelo GCPS. Compreendeu também análise crítica da própria metodologia e, principalmente, de hipóteses e critérios então assumidos, análise esta que foi recepcionada pelo GT6.

A conclusão do GT6 quanto a utilizar em todos os estudos do setor, inclusive nos estudos do PMO, a FCD em um único patamar foi ratificada nos testes realizados no GT7/CPAMP. Esta abordagem compatibiliza os estudos e critérios de planejamento da expansão e da operação, deixando para medidas de aversão ao risco complementares (como o CVaR - *Conditional value at risk* ou a SAR – Superfície de Aversão ao Risco) a implementação de qualquer aversão ao risco adicional.

A questão que restaria definir é o valor desse patamar, ou seja, qual o valor do custo do déficit a ser considerado nos estudos do setor elétrico.

A recomendação do GT6/CPAMP foi adotar o custo global do déficit, calculado com base na Tabela de Recursos e Usos da economia brasileira, divulgada pelo IBGE. Contudo, seguir essa recomendação seria recepcionar integralmente a metodologia utilizada nos trabalhos do GCPS nos anos 1980. Seria, portanto, não aceitar as críticas oferecidas pela consultoria contratada, que são reportadas e convalidadas no próprio relatório do GT6.

Some-se a isso, o fato de estar em andamento um P&D estratégico lançado pela ANEEL que trata desse mesmo tema e que tem previsão de conclusão para o início de 2017.

Nessas condições, entende-se que o encaminhamento mais prudente é aguardar o resultado desse projeto proporcionando, dessa forma, que possam ser aprofundadas as questões e as críticas abordadas tanto nos trabalhos do GT6/CPAMP quanto nos do P&D estratégico.

Nesses termos, a proposição é adotar nos estudos do setor elétrico, a partir de janeiro de 2017, a FCD representada em um único patamar, mantido, porém, o cálculo do valor desse patamar com base nas metodologias que já vêm sendo usualmente aplicadas nos estudos setoriais, permitindo a compatibilização dos critérios adotados no planejamento da expansão, planejamento da operação e no cálculo do PLD. Para o ano de 2016, o valor aplicado nos estudos realizados, adotando como referência os valores dos quatro patamares de déficit divulgados pela ANEEL em dezembro de 2015, é de R\$ 4.000,00/MWh.

O valor do custo de déficit equivalente em um patamar para o ano de 2017 é de R\$ 4.650,00/MWh. O Anexo desta Nota Técnica apresenta a metodologia e a memória de cálculo para esta estimativa, que considerou uma previsão para os valores dos quatro patamares de déficit a serem publicados pela ANEEL em dezembro deste ano, aplicando-se um IGP-DI esperado para o período. Vale ressaltar que este valor foi utilizado nos estudos da nova parametrização do CVaR no modelo Newave para fins de definição da política de operação e cálculo de PLD, a partir de maio de 2017.

A revisão da metodologia de cálculo do custo de déficit seria revisitada no âmbito da CPAMP em 2017, considerando tanto as ponderações trazidas pelo relatório do GT6/CPAMP quanto pelos resultados do referido P&D estratégico da ANEEL.



## **Anexo – Estimativa do Custo de Déficit em um Único Patamar para o Ano de 2017**

### **Introdução**

O processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, dentre outras atividades, por simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. O objetivo destas simulações é localizar e mensurar necessidades elétricas e energéticas futuras, bem como eventuais ajustes de cronogramas de entrada em operação de empreendimentos de geração, entre outros. Tais ajustes são realizados seguindo critérios que visam, principalmente, a segurança do suprimento e a minimização de custos de investimento e operação.

A ferramenta computacional que tem sido utilizada para este fim é o Newave, produzido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. O Newave tem sido tradicionalmente utilizado no planejamento da operação do sistema elétrico, realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, considerando três patamares de carga, quatro patamares para a função custo de déficit e um horizonte de estudo de cinco anos.

As simulações para o Planejamento da Expansão do Sistema, realizadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, contemplam um horizonte mais longo, onde a representação da função custo de déficit é feita em um único patamar.

O Custo Marginal de Operação – CMO é um dos principais parâmetros de saída do programa Newave. Ambos os processos de planejamento da operação e da expansão fazem uso deste parâmetro em suas análises e ajustes. Desta forma, considerando que a função objetivo do modelo prevê a minimização de custos de operação globais, adotou-se o CMO como balizador da equivalência entre a função de custo de déficit em quatro patamares e em um patamar único. Esta equivalência será obtida ao estimar um único patamar de custo de déficit que seja equivalente aos quatro patamares de custo de déficit utilizados pelo ONS no Programa Mensal de Operação – PMO.

Durante a realização de estudos para redefinição dos valores dos parâmetros de aversão ao risco (CVaR) nos modelos computacionais para operação, formação de preço, expansão e cálculo de garantia física em setembro de 2016, foi solicitado à EPE que fosse feita uma projeção para o valor do patamar único de custo de déficit para o ano de 2017.

O ponto de partida para este cálculo é necessariamente um deck de PMO com função de

custo de déficit em 4 patamares. Para emular o PMO de janeiro de 2017, foi fornecido à EPE, pelo CEPEL, um deck prospectivo para simulação no modelo Newave obtido a partir do deck do PMO de setembro de 2016, adotando as seguintes premissas:

- Energia natural afluyente – considerado para os meses de setembro/2016 a dezembro/2016 os valores esperados condicionados à tendência hidrológica fornecida no PMO Set/16;
- Energia armazenada inicial – os valores foram obtidos com base em uma execução do DECOMP no modo "PL-único", de setembro/2016 até dezembro/2016, considerando como afluência os valores esperados condicionados de cada usina pertencente à configuração e restrições de armazenamento mínimo no final de cada período (outubro a dezembro) de 10% em cada um dos Reservatórios Equivalentes de Energia – REEs;
- Extensão do horizonte de estudo (ano de 2021) – foi considerada uma configuração hidrotérmica estática, igual ao período de dezembro/2020. Para o mercado bruto, a capacidade de intercâmbio, a carga adicional e a geração de usinas não despachadas centralizadamente foram considerados os mesmos valores mensais do ano de 2020;
- Defluência mínima do Rio São Francisco – igual a 800 m<sup>3</sup>/s no ano de 2017 e 1.300 m<sup>3</sup>/s nos demais anos, sendo representada somente como um requisito de mínimo;
- Carga da ANDE – foi atualizada aplicando-se o procedimento proposto pela Eletrobras<sup>4</sup>, porém levando em conta a carga apurada pelo ONS;
- Carga do SIN – assim como no PMO SET/2016, foi considerada a projeção de carga divulgada na 2ª Revisão Quadrimestral, onde a carga consolidada nos anos anteriores foi revista. Os novos valores de carga do SIN e da ANDE foram fornecidos pelo ONS.

Neste mesmo deck, foi atualizada a função de custo de déficit em 4 patamares atual<sup>5</sup> em função do índice IGP-DI estimado para o ano de 2016 de 7,9%, considerando a estimativa de crescimento do Boletim Focus para os próximos meses, incorporada ao realizado até agosto de 2016.

A Tabela 1 apresenta a curva de custo de déficit atual estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Tabela 2 apresenta os mesmos valores corrigidos pelo IGP-DI

<sup>4</sup> Carta Eletrobras CTA-DG-2658/2016, de 13 de setembro de 2016.

<sup>5</sup> Resolução Homologatória ANEEL nº 2.002, de 15 de dezembro de 2015.

estimado em 7,9%.

Tabela 1 – Patamares de custo de déficit da Resolução ANEEL 2.002/2015 para o ano 2016

Patamar de Redução de Carga - RC	Custo de Déficit [R\$/MWh]
0% < RC ≤5%	1.571,42
5% < RC ≤10%	3.390,08
10% < RC ≤20%	7.084,98
RC>20%	8.050,39

Tabela 2 – Patamares de custo de déficit projetados para o ano 2017

Patamar de Redução de Carga - RC	Custo de Déficit [R\$/MWh]
0% < RC ≤5%	1.695,56
5% < RC ≤10%	3.657,81
10% < RC ≤20%	7.644,69
RC>20%	8.686,27

## Metodologia de Cálculo

O objetivo desta metodologia é estabelecer um valor que cause menos impactos nas médias e desvios-padrão dos valores de CMO obtidos a partir de simulações do modelo computacional vigente, utilizado no planejamento da operação e da expansão do Sistema Interligado Nacional, ao se modificar a consideração de 4 patamares para o patamar único da função de custo de déficit de energia.

Para isso, são realizadas diversas simulações utilizando diferentes hipóteses de valor do custo de déficit em patamar único, conforme descrito mais adiante na seção 2.5, comparando-se os resultados com os obtidos do caso de referência.

Ressalta-se que as hipóteses de valor de custo do patamar único de déficit consideram uma faixa de R\$1.000,00/MWh, abrangendo valores inferiores, iguais e superiores ao valor do custo do patamar único de déficit do ano anterior atualizado pelo IGP-DI, podendo inclusive ser menor do que o próprio custo do patamar único de déficit do ano anterior, sem a atualização do IGP-DI.

O valor final selecionado para o custo do patamar único de déficit será aquele que apresentar a mínima média de variações relativas, conforme os critérios estabelecidos na seção 2.4.

## Considerações Iniciais

O custo de déficit em um patamar único, vigente durante o ano de 2016, foi de R\$ 4.000,00/MWh.

Ressalta-se aqui que, em todas as simulações, a curva de carga foi representada em três patamares, de forma a manter as características do deck original (caso de referência).

## Caracterização dos Casos

A partir dos dados de CMO de cada caso, foram calculados a média e o desvio-padrão para caracterizá-los. Um caso de PMO possui 480.000 valores de CMO (4 subsistemas x 5 anos x 12 meses x 2.000 séries). Para que fosse obtida uma maior sensibilidade decorrente da sazonalidade hídrica anual e regional, foram calculados, para todos os casos analisados, a média e o desvio-padrão anual dos CMO para cada subsistema.

## Caso de Referência (Caso Base)

O Caso de Referência é resultado da simulação do deck original com quatro patamares de custo de déficit. O custo de déficit final considerando um único patamar será o valor do caso que, comparado ao caso de referência, apresentar o menor desvio.

Os vetores de CMO e desvio-padrão utilizados como referência foram definidos a partir do deck prospectivo do PMO de janeiro de 2017, com 4 patamares de custo de déficit e 3 patamares de carga. Na Tabela 3, são apresentados os 20 valores de CMO médio e desvio-padrão para os anos de 2017 a 2021, para os quatro subsistemas, deste estudo de referência.

**Tabela 3– CMO médio e desvios-padrão do caso de referência [R\$/MWh]**

Caso de Referência								
ANO	SE/CO		S		NE		N	
	Média	D. Padrão	Média	D. Padrão	Média	D. Padrão	Média	D. Padrão
2017	118,79	167,05	119,98	169,02	82,82	79,18	69,76	71,97
2018	85,29	220,56	91,03	228,26	36,69	51,92	37,90	73,74
2019	74,96	251,75	77,96	257,60	27,97	41,89	31,67	72,73
2020	55,56	122,50	59,89	139,44	34,77	53,68	41,29	86,33
2021	59,09	94,57	62,36	108,15	38,23	37,59	44,08	61,12

## Mínima Média de Variações Relativas

A seleção da melhor opção dentre as pesquisadas, em comparação com o caso de referência, utiliza como critério um método de mínima média de variações relativas, levando em conta 20 termos em função da média e desvio-padrão dos CMO. O valor resultante da expressão abaixo, denominado de fator do caso, representa a aplicação deste critério:

$$Fator_x = \sum_{i=1}^{20} \left( \left| \frac{\overline{CMO}_{i,x} - \overline{CMO}_{i,base}}{\overline{CMO}_{i,base}} \right| + \left| \frac{\sigma_{i,x} - \sigma_{i,base}}{\sigma_{i,base}} \right| \right) \times \frac{1}{20}$$

Onde:  $x \rightarrow$  Número do caso;

$i \rightarrow$  Número do termo (Total de 20: 4 subsistemas x 5 anos);

$\overline{CMO}_{i,x} \rightarrow$  Termo  $i$  do CMO médio referente ao caso  $x$ ;

$\overline{CMO}_{i,base} \rightarrow$  Termo  $i$  do CMO médio referente ao caso  $base$ ;

$\sigma_{i,x} \rightarrow$  Termo  $i$  do desvio-padrão referente ao caso  $x$ ;

$\sigma_{i,base} \rightarrow$  Termo  $i$  do desvio-padrão referente ao caso  $base$ .

Quanto menor o fator do caso, conforme o critério de comparação de CMO, mais semelhante ao caso de referência ele será.

## Seleção Iterativa dos Casos

### Passo 1

Uma estimativa inicial de custo de déficit ( $Valor_0$ ) é obtida através da atualização do valor vigente do custo de déficit para um patamar único pela variação do IGP-DI estimado de dezembro de 2015 a novembro de 2016. A partir desta estimativa inicial, são obtidos outros dois valores a serem simulados,  $Valor_A$  e  $Valor_B$ , da seguinte forma:

$$Valor_A = Valor_0 + R\$500,00 / MWh$$

$$Valor_B = Valor_0 - R\$500,00 / MWh$$

Devem ser processados o caso de referência e os dois casos alterados com os valores de um patamar único calculados neste procedimento, obtendo-se, para cada caso, o Fator<sub>x</sub> na forma descrita pelo item.

## Passo 2

Dos casos simulados, apenas os dois que possuírem os menores Fatores<sub>x</sub> serão considerados, descartando-se os demais. Caso a diferença entre os custos de déficit dos dois casos considerados seja igual a 50, é executado o Passo 3. Caso contrário, a partir desses dois casos, obtém-se um novo valor de custo do patamar único de déficit (Valor<sub>C</sub>) a ser simulado. Este novo caso terá como valor de custo de déficit a média dos custos de déficit desses dois casos (Valor<sub>1</sub> e Valor<sub>2</sub>) com menores Fatores<sub>x</sub>:

$$Valor_C = \frac{Valor_1 + Valor_2}{2}$$

Os custos de déficit dos casos simulados devem ser múltiplos de 50. Caso o Valor<sub>C</sub> obtido seja múltiplo de 50, então um caso com este valor de custo do patamar único de déficit será simulado e terá o Fator<sub>x</sub> correspondente calculado, reiniciando-se o Passo 2. Caso o Valor<sub>C</sub> não seja múltiplo de 50, serão considerados dois novos valores (Valor<sub>D</sub> e Valor<sub>E</sub>) para simulação e obtenção dos respectivos Fatores<sub>x</sub>.

$$Valor_D = Valor_C - 25$$

$$Valor_E = Valor_C + 25$$

Reinicia-se o Passo 2 e, nesse caso, serão comparados os Fatores<sub>x</sub> de 4 casos com os valores de custo de déficit correspondentes a Valor<sub>1</sub>, Valor<sub>2</sub>, Valor<sub>D</sub> e Valor<sub>E</sub>.

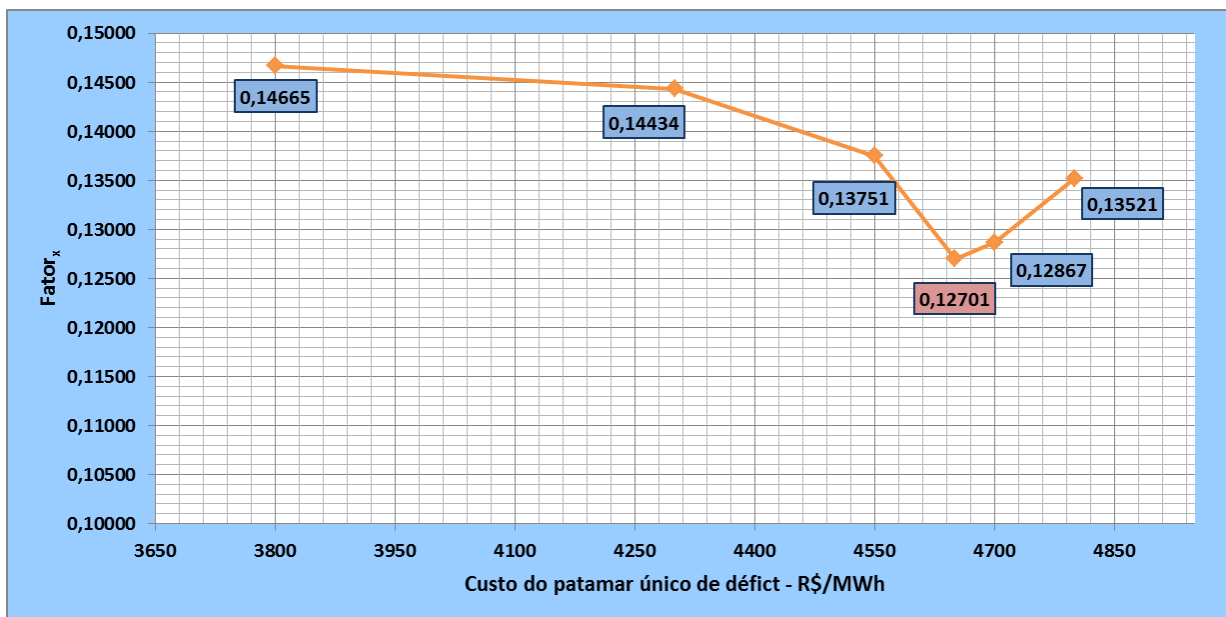
## Passo 3

O valor final de custo de déficit do patamar único será o valor de custo de déficit do caso que apresentar o menor Fator<sub>x</sub> correspondente.

### **Memorial de Cálculo**

A estimativa inicial de R\$. 4.300,00/MWh foi obtida através da atualização do valor vigente de R\$ 4.000,00/MWh pela aplicação da variação do IGP-DI de dezembro de 2015 a novembro de 2016, que foi estimado em 7,9%, arredondando-se para o múltiplo de 50 mais próximo.

O processo de busca do custo de déficit em patamar único pode ser visualizado no Gráfico 1.



**Gráfico 1 – Processo Iterativo para Determinação do Custo de Déficit em Patamar Único**

## Resultado

O valor de R\$ 4.650,00/MWh foi a melhor estimativa do valor do custo de déficit em um único patamar para o ano de 2017 de acordo com a metodologia aplicada, que utiliza critério de menor média de variações relativas. A Tabela 4 apresenta uma comparação entre os dados de CMO originais e os obtidos a partir do valor de patamar único de custo de déficit resultante da aplicação da metodologia descrita neste anexo.

**Tabela 4 – Diferença entre os CMO médios do Caso com custo de déficit de R\$ 4.650,00/MWh (Patamar de Déficit Único) e do Caso de Referência (4 Patamares de Déficit)**

[ CD=4.650 ] - [ Caso de Referência ] (R\$/MWh)				
ANO	SE/CO	S	NE	N
2017	9,67	7,68	0,68	1,40
2018	2,91	-1,01	-0,45	-0,78
2019	-0,93	0,66	-1,45	-2,48
2020	0,26	4,07	-1,97	0,17
2021	-1,58	-1,97	-1,77	-0,81

Nota-se que a diferença média anual entre os CMO das configurações de referência (4 patamares de déficit) e de patamar único de déficit, chegou ao valor positivo máximo de, aproximadamente, R\$9,67/MWh no ano de 2017 para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Para os demais anos, a variação teve uma amplitude menor, alcançando uma diferença máxima de R\$4,07/MWh, para o subsistema Sul, no ano de 2020.

Destaca-se que, considerando esta análise, é possível observar que o caso para patamar único de déficit escolhido, de R\$ 4.650,00/MWh, tem grande aproximação do caso de referência pelos valores de CMO médio, sendo esta a variável que contribui para a redução do Fator<sub>x</sub> do caso final.