



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

BR/GPL/10
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO:
EVOLUÇÃO METODOLÓGICA E QUANTITATIVA E
IMPACTOS NA EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**Cássio Giuliani Carvalho
MME**

**Adriano Jeronimo da Silva (*)
MME**

RESUMO

Este trabalho se dedica a apresentar a evolução metodológica e quantitativa dos Custos Marginais de Expansão (CME) utilizados nos relatórios de planos decenais para o setor elétrico/energético elaborados no âmbito governamental, bem como a relação que os valores de CME guardam com a recente expansão do sistema de geração por meio dos Leilões de Reserva, que se caracterizam por não depender de requisitos energéticos dos consumidores, mas de parâmetros determinados exclusivamente em nível governamental. Isto se deve ao fato de que, a partir de 2008, o CME passou a exercer um papel central na definição da garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) e o fato de Leilões de Reserva serem utilizados para compensar desequilíbrios entre garantia física do SIN e as garantias físicas estabelecidas com metodologias antigas e não revisadas. Como resultado das análises realizadas, foi verificada que a Garantia Física do SIN e o valor do CME adotado se relacionam segundo uma função afim, bem como a necessidade de se aprofundar a discussão sobre a metodologia de determinação do CME de modo a contribuir com o paulatino aperfeiçoamento das regras do setor.

PALAVRAS-CHAVE

Custo Marginal de Expansão; Garantia Física; Leilão de Reserva; Expansão da Geração.

1.0 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Na Teoria Microeconômica, dado um determinado processo de produção, define-se custo marginal como a relação entre a variação no custo total decorrente da produção de uma quantidade adicional de produto. Com base na ocorrência ou não de expansão da planta de produção considerada, são duas as categorias de custos marginais: custo marginal de longo prazo e custo marginal de curto prazo. Mesmo sob a ótica das Ciências Econômicas, a diferença entre curto e longo prazo é um conceito relativo. Todavia, de maneira simplificada, o custo marginal de curto prazo é aquele decorrente do atendimento ao aumento da produção utilizando-se mais intensamente recursos já existentes. Já o custo marginal de longo prazo é aquele decorrente da expansão dos recursos existentes para possibilitar incrementos na produção.

Em se tratando do Sistema Interligado Nacional - SIN, o custo marginal é definido como o acréscimo no custo total de operação do sistema de geração necessário para suprir um incremento unitário na produção de energia elétrica, sendo essa grandeza expressa por uma relação entre unidades monetárias e de energia (e.g. R\$/MWh). O custo marginal de curto prazo é denominado como Custo Marginal de Operação - CMO; o custo marginal de longo prazo, por sua vez, é denominado Custo Marginal de Expansão - CME (1).

Sinteticamente, o CMO é o custo associado ao atendimento de uma unidade adicional de demanda valendo-se somente do parque gerador existente, quer seja aumentando a vazão turbinada nas hidrelétricas, quer seja aumentado o despacho das termelétricas. O CME é aquele associado à produção de uma unidade adicional de energia a partir da ampliação da capacidade instalada do parque gerador, ou seja, a partir da construção de novos empreendimentos.

(*) Esplanada dos Ministérios, Bloco "U" – 5º Andar – Sala 544 – CEP 70.065-900 Brasília – Brasil
Tel: (+55 61) 2032-5772 – Fax: (+55 61) 2032-5067 – Email: adriano.silva@mme.gov.br

Até o Plano Decenal de Expansão (PDE) 1996-2005, o CME era diferenciado por subsistemas e determinado com base em expectativa de custos. A partir do PDE 1997-2006, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS decidiu adotar um único CME para o SIN, balizado pelos preços esperados de compra de energia sinalizados nas licitações, ao contrário do tradicional balizamento por custos esperados(3). Essa mudança metodológica, juntamente com a estabilização da inflação após o Plano Real, justifica a opção por avaliar a evolução do CME a partir de PDE 1997-2006.

A partir da edição da Resolução 9, de 28 de julho de 2008, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, o CME ganhou novo destaque, uma vez que passou a influenciar diretamente na definição da garantia física dos novos empreendimentos de geração. Nesse ato, o CNPE formalizou o critério tradicional do planejamento da expansão sugerido pelo Comitê Técnico para Estudos Energéticos – CTEE, integrante do GCPS, em 1998, e emitiu diretriz no sentido de alinhar a metodologia para cálculo de garantia física de novos empreendimentos a este critério baseado no CME. A mudança sugerida na década dos noventa teve como justificativa as reformas do Setor Elétrico que colocaram fim ao planejamento determinativo para a Geração, até então a cargo da Eletrobrás, e deram início à implantação de um ambiente competitivo no Setor Elétrico Brasileiro(4). Do ponto de vista de planejamento, passou-se a adotar o termo “indicativo”, por se tratar de um “planejamento” para o setor privado, conforme art. 174 da Constituição Federal. Assim, é comum o entendimento de que os relatórios de Planos Decenais são instrumentos de planejamento indicativo.

Ao influenciar na avaliação da disponibilidade energética do parque gerador existente com vistas à definição da real disponibilidade energética do SIN, o CME se revestiu de uma importância maior do que aquela restrita a subsidiar a definição de uma configuração hidrotérmica nos trabalhos do chamado planejamento indicativo. Nesse sentido, este trabalho citará as diversas metodologias já adotadas no passado recente, bem como demonstrará como essa grandeza pode, artificialmente, aumentar ou reduzir a necessidade da expansão do parque gerador brasileiro.

2.0 - EVOLUÇÃO METODOLÓGICA E QUANTITATIVA

O CME não é um parâmetro cuja determinação se dá por meio de uma conta simples. Prova disso é a diversidade de alternativas já empregadas em sua obtenção, conforme pode ser observado nas sínteses das metodologias já adotadas descritas a seguir:

2.1 Plano Decenal de Expansão – 1997/2006 (3)

Elaborado pelo GCPS e aprovado por meio da Portaria MME 153, de 22 de maio de 1997, o CME adotado foi obtido a partir de preços de energia sinalizados pelos agentes de mercado em função dos editais de licitação para obtenção de concessão de empreendimentos de geração e de compra de energia previstos no Plano.

2.2 Plano Decenal de Expansão – 1998/2007 (p. 92-95)

Elaborado pelo GCPS e aprovado por meio da Portaria MME 144, de 30 de abril de 1998, o cálculo do CME foi realizado a partir de uma média de preços, ponderada pela oferta energética, dos empreendimentos que compunham a expansão do parque gerador. Para os empreendimentos outorgados em processo licitatório de menor preço, adotou-se o preço de venda da energia resultante da licitação. Para os empreendimentos ainda não licitados, utilizou-se o valor presente esperado dos custos de produção, incluindo os respectivos custos financeiros.

2.3 Plano Decenal de Expansão – 1999/2008 (p. 101-103)

Elaborado pelo GCPS e aprovado por meio da Portaria MME 151, de 10 de maio de 1999, foi considerado para a definição do CME o custo da energia produzida por uma central de referência que consistia em uma unidade térmica a ciclo combinado operando com gás natural importado. Dentre as motivações citadas para a adoção de uma opção térmica como referência está a distorção causada na atualização monetária dos custos de opções hidrelétricas (fixados em dólares) em decorrência da implantação do Plano Real, além da expectativa de aumento da competitividade das UTEs decorrentes de ganho de escala e possível importação de gás natural e carvão.

2.4 Plano Decenal de Expansão – 2000/2009 (p. 118-119)

Elaborado pelo GCPS e aprovado por meio da Portaria MME 84, de 17 de abril de 2000, mantiveram-se as premissas adotadas no PDE 1999-2008, todavia, não apresenta justificativa para a pequena redução de CME.

2.5 Plano Decenal de Expansão – 2001/2010 (p. 160-162)

Elaborado pelo CCPE e aprovado por meio da Portaria MME 212, de 5 de junho de 2002, o CME foi estimado a partir dos cronogramas de desembolso associados aos projetos contidos no horizonte de expansão e cujas obras civis não haviam sido iniciadas até 31 de agosto de 2001. A taxa de desconto adotada foi de 15% ao ano. Para hidrelétricas considerou-se vida útil de 50 anos e produção energética igual à energia firme em última adição. Para as termelétricas adotou-se vida útil de 20 anos e operação na base.

2.6 Plano Decenal de Expansão – 2002/2011 (cap. 4p. 35-38)

Elaborado pelo CCPE, sem aprovação explícita por meio da Portaria do MME, a metodologia adotada é idêntica àquela adotada no Plano anterior. Todavia, neste documento foram consideradas na expansão térmicas a carvão mineral, com vida útil prevista de 25 anos, e a termoeletrônica Angra III, com vida útil prevista de 35 anos. Este documento consistiu em uma atualização do PDE 2001/2010, não incorporando plenamente os efeitos do racionamento de energia ocorrido no período 2001/2002.

2.7 Plano Decenal de Expansão 2003/2012 – Sumário Executivo (p. 64)

Elaborado pelo CCPE, sem aprovação explícita por meio da Portaria do MME, neste ciclo não houve publicação do Plano completo de expansão, sendo divulgado somente um Sumário Executivo contendo os principais resultados, sem mencionar a metodologia adotada para fins de determinação do CME. Entretanto, é plausível admitir que a metodologia deve contemplar os mesmos fundamentos daquelas adotadas no PDE 2002/2011 e PDE 2004/2012. Este Plano foi o primeiro a considerar os efeitos do racionamento de 2001/2002 nas projeções de mercado. Além disso, foi concebido em um momento de conjuntura macroeconômica desfavorável devido a super-elevação da taxa cambial e a elevação do Risco-Brasil.

2.8 Plano Decenal de Expansão – 2004/2013 (p. 31-32)

Elaborado pelo CCPE, sem aprovação explícita por meio da Portaria do MME, nesse ciclo não houve elaboração de um documento final, nem mesmo em nível de minuta. Todavia alguns estudos foram realizados e registrados. O CME foi definido a partir no custo médio ponderado pela produção energética de empreendimentos que não tinham entrado em operação até 1º de setembro de 2004, com uma taxa de desconto considerada de 12% ao ano. Os custos considerados eram compostos pelo investimento necessários, os juros durante a construção, investimento necessário para conexão da usina à Rede Básica além de despesas de operação e manutenção. Não foram considerados impostos, taxas, custos financeiros, remuneração dos investidores, etc. Adotou-se uma vida útil de 50 anos para hidrelétricas com produção energética igual à respectiva energia firme em última adição; para termelétricas adotou-se como produção energética a respectiva disponibilidade máxima (premissa de operação na base) com vida útil de 20 anos para termelétricas a gás natural/óleo diesel e de 35 anos para Angra III.

2.9 Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006/2015 (p. 66-67)

Elaborado pela EPE/MME e aprovado por meio da Portaria MME 121, de 31 de maio de 2006, o CME foi obtido a partir do preço médio, ponderado pela quantidade comercializada, de venda da energia de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos participantes do Leilão de Energia Nova A-5, realizado em dezembro de 2005, com compromisso de entrega da energia às distribuidoras do SIN a partir de jan/2010.

2.10 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2007/2016 (p. 117-118)

Elaborado pela EPE e aprovado por meio da Portaria MME 48, de 21 de fevereiro de 2008, o CME considerado foi o preço máximo de venda de energia praticado no Leilão A-5 de outubro de 2006, cujo compromisso de entrega às distribuidoras do SIN a partir de janeiro de 2011.

2.11 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2008/2017 (p. 66-67)

Elaborado pela EPE e aprovado por meio da Portaria MME 287, de 31 de julho de 2009, o Custo Marginal de Expansão (CME) foi estimado com base nos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões realizados ao longo do ano de 2008, com entrega em 2011 e 2013. Adotou-se o valor correspondente ao preço da usina mais cara contratada nestes certames.

2.12 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2019 (p. 50-51)

Elaborado pela EPE e aprovado por meio da Portaria MME 937, de 24 de novembro de 2010, a estimativa do CME foi realizada com base na média (ponderada pela quantidade de energia comercializada) dos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões de energia nova realizados ao longo do ano de 2008 e dos leilões das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau. Não considerou os resultados dos Leilões de Energia de Reserva realizados.

2.13 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2020 (p. 56)

Elaborado pela EPE e aprovado por meio da Portaria MME 689, de 27 de dezembro de 2011, foi mantida a metodologia adotada no PDE 2019.

2.14 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2021 (p. 70)

Elaborado pela EPE e aprovado por meio da Portaria MME 107, de 25 de março de 2013, a metodologia foi definida por meio da Nota Técnica EPE-DEE-RE-091/2011-r0, de 4 de outubro de 2011 (5), na qual são utilizados como base para o cálculo do CME o preço estimado de empreendimentos previstos para entrarem no segundo quinquênio do PDE. Porém os preços utilizados como referência foram os de licitações já realizadas, de acordo com a fonte de geração, num pressuposto de que os preços dos leilões anteriores se repetirão. Ademais conjecturou-se que os preços das eólicas serão ainda mais reduzidos, dada a trajetória tendencial de queda que tem apresentado nos anos recentes.

2.15 Plano Decenal de Expansão de Energia – 2022

Elaborado pela EPE/MME e sem ato de aprovação até a conclusão deste artigo, por se tratar de estudos preliminares, nanteve-se a metodologia adotada no PDE 2021, com atualização do valor do CME.

Apesar da diversidade de metodologias empregadas, é possível extrair características comuns entre os diversos planos. Nos Planos Decenais dos horizontes 1997/2006 e 1998/2007 calculou-se os CMEs a partir de uma estimativa de custos dos empreendimentos componentes da expansão. Para os empreendimentos já licitados na modalidade menor preço, adotou-se o preço de venda como o custo da energia. Para os demais empreendimentos, a estimativa de custo foi baseada nos orçamentos das obras.

Nos Planos Decenais referentes aos horizontes 1999/2008 e 2000/2009 adotou-se como CME o custo de geração de uma térmica de ciclo combinando a gás natural, tendo em vista fatores macroeconômicos que distorceram significativamente os orçamentos das grandes centrais hidrelétricas, fixados em dólar americano, além da expectativa de disponibilidade de importação de gás natural e carvão mineral a preços competitivos.

Já nos Planos seguintes, ciclos 2001/2010, 2002/2011, 2003/2012 e 2004/2013, elaborados no âmbito do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, a estimativa de CME era baseada no valor presente dos custos totais das centrais geradoras componentes da expansão. Ressalta-se que a oferta de energia referia-se a energia firme em última adição para as centrais hidrelétricas e previa geração de base para as centrais termelétricas.

Nos relatórios dos Planos Decenais elaborados a partir da criação da EPE diversas foram as metodologias adotadas. Primeiramente, no PDE 2006/2015, a média ponderada de preços em leilão. Nos ciclos 2007/2016 e 2008/2017, adotou-se os preços máximos de compra praticados nos respectivos certames. Posteriormente, voltou-se a adotar a média ponderada de preços em leilão (PDE 2019 e 2020).

Em 2011, para o PDE 2021, definiu-se metodologia a ser utilizada para os próximos ciclos de planejamento. Tal metodologia obtém o CME a partir de um cenário futuro de expansão cujos respectivos custos esperados são obtidos a partir de preços praticados em leilões passados (5).

A seguir, na Tabela 1, é apresentada a evolução quantitativa dos CME adotados no Brasil, com base em registros oficiais de índices de preços e câmbio, e em dados disponíveis nos relatórios de Planos Decenais produzidos. Tais dados são apresentados em forma gráfica na Figura 1.

Um ponto comum entre as metodologias adotadas nos Planos Decenais elaborados após a criação da EPE é que a referência de custos são os preços ofertados nos leilões realizados, ainda que com diversidade na forma de obtenção do valor final. Por vezes o valor máximo, por vezes o valor médio, mostrando que não havia uma metodologia rígida. Atualmente, a EPE adota uma metodologia pré-definida. Entretanto, alguns pontos dessa regra merecem destaque.

Tabela 1: Evolução dos CME em Planos Decenais desde o PDE 1997/2006.

PLANO DECENAL	CME Publicado [Moeda/MWh]	Moeda	Taxa de Câmbio R\$/US\$	Mês/Ano de referência do CME e Câmbio	IPC-A do mês/ano (IBGE)	CME Valor histórico em R\$/MWh	CME Atualizado* [R\$/MWh]
1997-2006	40,00	US\$	0,9685	dez/95	1.244	38,74	113,81
1998-2007	38,00	US\$	1,0374	dez/96	1.363	39,42	105,70
1999-2008	35,00	US\$	1,2054	dez/97**	1.434	42,19	107,50
2000-2009	32,00	US\$	1,8807	jul/99	1.532	60,18	143,55
2001-2010	33,00	US\$	1,9633	dez/00	1.683	64,79	140,67
2002-2011	33,00	US\$	2,3204	abr/02	1.854	76,57	150,94
2003-2012	33,00	US\$	2,3627	abr/03**	2.165	77,97	131,62
2004-2013	35,00	US\$	2,9253	dez/03	2.229	102,39	167,86
2006-2015	118,00	R\$	-	dez/05**	2.535	118,00	170,12
2007-2016	138,00	R\$	-	out/06	2.595	138,00	194,42
2008-2017	146,00	R\$	-	dez/08	2.893	146,00	184,48
2019	113,00	R\$	-	out/09	2.994	113,00	137,95
2020	113,00	R\$	-	set/11**	3.355	113,00	123,12
2021	102,00	R\$	-	mai/12**	3.480	102,00	107,14
2022	108,00	R\$	-	dez/12**	3.602	108,00	109,58

* valor atualizado pelo IPC-A de fev/2013: 3.655

**data estimada por não haver indicação expressa na publicação

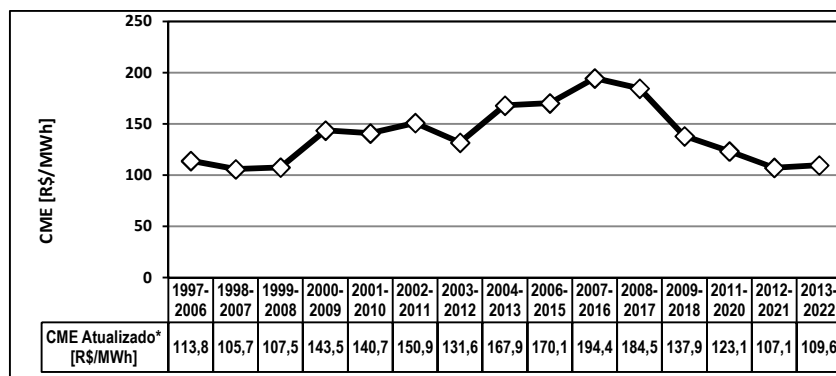


Figura 1: Evolução dos CME em Planos Decenais desde 1997.

Primeiramente, os custos das obras de transmissão não são computados para fins de definição do CME. Entende-se como razoável a não inclusão dos custos de obras para ampliação e reforços regionais. Contudo, é questionável a não inclusão, por exemplo, dos grandes custos de transmissão associados às hidrelétricas de Belo Monte, Santo

Antônio e Jirau. Ressalta-se que essa consideração implicaria em considerável aumento do CME, e consequente aumento na disponibilidade energética do SIN.

Outro aspecto relevante, refere-se à indexação do CME ao IPC-A. De acordo com a metodologia atualmente adotada, mesmo que leilões futuros apresentem preços nominais constantes da energia comercializada, o CME seguirá trajetória de alta devido à atualização pelo índice de inflação e à grande influência que os preços atualizados das grandes hidrelétricas apresenta em sua composição, eliminando o caráter “marginal” do indicador. Esse efeito já aparece na pequena subida ocorrida entre os ciclos 2012-2021 e 2013-2022, cuja cesta de projetos para definição do CME é praticamente a mesma nos dois casos.

O balizador da definição da configuração hidrotérmica dos relatórios de Planos Decenais analisados neste trabalho sempre foi a igualdade entre CME e CMO. Porém, formalmente, conforme a Resolução CNPE 1/2004, o parâmetro balizador dos Planos Decenais a partir de 2004 era somente o limite de risco de déficit explícito de 5%. Após 2008, com a Resolução CNPE 9/2008, é que houve formalização da exigência de que a igualdade entre CME e CMO fosse o balizador dos trabalhos de planejamento. Esta falta de exigência formal da igualdade entre CME e CMO para os Planos Decenais explica em parte os altos valores de CME adotados no período entre 2004 e 2008, conforme se verifica na Figura 1, uma vez que para CMEs “civilizados” o parâmetro de risco de déficit resultaria em riscos de déficits muito inferiores a 5% de risco de déficit, como ocorre atualmente. Assim, nos PDEs seguintes, os riscos de déficit passaram a ser consequência do CME adotado (e do Custo de Déficit explícito) e têm se mostrado bem menores que o limite de 5%.

3.0 - IMPACTOS NA EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

No atual modelo do Setor Elétrico, a expansão da capacidade de geração se dá por meio de leilões para o mercado regulado das distribuidoras. Desde a entrada em vigor do atual modelo, pode-se considerar como inexistente a contribuição exclusiva do mercado não regulado para expansão da capacidade de geração do SIN.

Os leilões para expansão da capacidade de geração podem ser divididos em três categorias:

- i) para atender exclusivamente a demanda declarada pelas distribuidoras (Decreto 5.163/2004, art. 18);
- ii) para licitação de projetos classificados como estratégicos/estruturantes (Lei 9.478/1997, art 2º, VI);
- iii) para garantir a continuidade do fornecimento (Lei 10.848/2008, art 3º, §3º).

Para atender os requisitos de demanda declarados pelas distribuidoras, o Governo define a realização de leilões regulares. Para fins de concessão de uso de potenciais hidrelétricos classificados como “estratégico” pelo CNPE, são realizados leilões exclusivos (e.g.: leilões das hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte). Por fim, para garantir a continuidade do fornecimento, são realizados os chamados Leilões de Reserva.

Nas duas primeiras modalidades, o montante comercializado é definido em função das declarações de necessidade das distribuidoras de energia elétrica. Sendo possível, em alguns casos, a ocorrência de sobrecontratação compulsória de forma a viabilizar empreendimentos. Por outro lado, a necessidade de contratação de Energia de Reserva é inteiramente definida pelo Póde Concedente, sendo seu custo repassado às tarifas finais mediante encargo específico.

O CME tem exercido influência na definição dos leilões da terceira categoria elencada (leilões de reserva), uma vez que o Governo classificou como um problema de segurança energética o desbalanceamento entre a garantia física do SIN, avaliada em um determinado momento, e a soma dos certificados de energia já emitidos. Isso ocorre por que a garantia física do SIN é sensível, dentre outros parâmetros, ao nível de CME adotado; bem como ao fato de as garantias físicas individuais já definidas, e que sob o atual critério seriam consideravelmente menores, não tem sido objeto de revisão com a frequência estabelecida na legislação.

O Decreto 2.655/1998 (art. 21, § 4º) prevê que os valores de garantia física de usinas hidrelétricas devem ser revistos a cada cinco anos. Todavia, desde a implantação do novo modelo setorial, isso não ocorreu. Também não houve recálculo da garantia física das usinas com concessão vincendas em 2015, de que tratou a Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, sinalizando o não interesse na revisão de tais valores.

No atual modelo do Setor Elétrico, as usinas de geração vendem, de fato, certificados de energia intitulados garantia física (Dec. 5.163/2004, art. 2º, §2º). Conforme o exposto, esses certificados de energia não têm sido atualizados para grandes usinas e não há sinalização governamental para que isso ocorra. Foi mostrado na seção anterior que o CME tem sofrido reduções de forma paulatina e, como será mostrado, tal redução implica na redução da garantia física total do SIN. Portanto, cria-se um descompasso entre a soma dos certificados de Garantia Física emitidos e não revisados e a Garantia Física do SIN. Por parte do Poder Concedente, esse descompasso tem sido minimizado mediante Leilões de Reserva.

3.1 Leilões de Reserva

Previsto no relatório “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”(7), que embasou as diretrizes para o atual modelo de que trata a Resolução CNPE 5/2003, a reserva de energia visava compensar erros de previsão de carga dos distribuidores. Prevvia-se que o descompasso entre a real garantia física do SIN e os certificados já emitidos

enão revistos seria favorável à segurança energética do sistema, produzindo uma reserva de energia sem custos ao consumidor, conforme transcrição a seguir:

“[...]4.7 RESERVA DE ENERGIA

A partir da implantação do modelo aqui proposto o sistema contará com uma reserva de segurança que visa torná-lo menos vulnerável às consequências de possíveis desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

O MME deverá estabelecer uma quantidade de energia a ser contratada como reserva. A utilização dessa margem para compensar erros de previsão de cargas distribuídos, quando ocorrer, deverá ser valorada com preços estabelecidos por meio da utilização de um fator multiplicador “P3”, referenciado no item 4.8, a ser aplicado na tarifa média do pool. (...)

Na formação dessa reserva deve-se considerar, prioritariamente, a energia assegurada decorrente de ganhos energéticos sistêmicos, tais como aqueles advindos de obras de transmissão incorporadas ao sistema, revisão de séries hidrológicas, etc. Esse tratamento evitará a necessidade de redefinição das energias asseguradas entre os agentes, além de permitir que parte da reserva seja formada sem custos adicionais ao consumidor.[...]”

Ironicamente, o que se mostrou foi exatamente o oposto: o leilão de reserva adotado como agente mitigador do descompasso em virtude de revisões não realizadas (6). A garantia física dos empreendimentos objeto de leilões de reserva não podem lastrear contratos, sendo liquidados no mercado de curto prazo. Os custos remanescentes, por sua vez, são rateados por todos os consumidores por meio de encargo específico previsto na Lei 11.488/2007. Portanto, não há como os agentes consumidores declinarem de sua contratação.

Não se contesta a necessidade de aquisição de energia de reserva para assegurar o suprimento energético, todavia, ao sinalizar a necessidade de expansão com base na garantia física real do SIN balizada pelo CME, alguns pontos merecem discussão. Na seção a seguir, serão demonstrados como a definição do CME pode, artificialmente, impactar no balanço estrutural de energia do SIN e na consequente necessidade de contratação de energia de reserva.

Até o momento, foram realizados 4 leilões de Energia de Reserva nos anos de 2008, 2009, 2010 e 2011; além da contratação direta da energia de Angra 3, em 2010, na modalidade Reserva. Esses certames totalizam quase 3.400 MW médios a título de energia de reserva, adquirida de maneira compulsória pelos consumidores do SIN.

3.2 Simulação do efeito da variação do CME na Garantia Física do SIN

Tendo em vista as diversas metodologias já adotadas na definição do CME, é razoável supor que tal parâmetro pode variar numa faixa considerável. Dessa forma, calculou-se a garantia física do SIN para diversos valores de CME, com o objetivo de avaliar a necessidade de contratação de energia de reserva. Para tanto, adotou-se uma configuração hidrotérmica baseada naquela utilizada pela EPE para cálculo da Garantia Física de Energia dos empreendimentos participantes do Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2011, chamada aqui de “Caso Base”.

Para a obtenção de valores mais aderentes à realidade do parque hidrotérmico brasileiro, compôs-se a denominada “configuração de referência”, a partir de alterações realizadas no Caso Base. Estas adaptações são descritas na Tabela 2 e consistem basicamente em ignorar usinas licitadas que possuem fortes impeditivos à entrada em operação, já considerados atualmente pela operação do SIN.

Tabela 2: Adaptações ao Caso Base para composição dos Casos Referência.

UTE	Potência [MW]	GF Vigente [MW méd]	CVU [R\$/MWh]	S. Sist. Original	Adaptação no Deck
Cacimbaes	126,60	66,20	122,55	SE/CO	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
Escolha	337,60	194,10	107,30	SE/CO	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
Iconha	184,00	104,00	250,16	SE/CO	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
Itapebi	137,60	103,70	360,06	NE	UTE Retirada - Outorga Cancelada
José de Alencar	300,00	173,30	103,76	NE	UTE Retirada - Outorga Cancelada
MC2 Camaçari I	176,00	105,70	248,63	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Catu	176,00	105,70	248,63	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Dias Dávila I	176,00	105,70	248,63	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Dias Dávila II	176,00	105,70	248,63	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Feira de Santana	176,00	105,20	249,27	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Macaíba	400,00	232,60	249,11	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Rio Largo	176,00	101,40	251,19	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
MC2 Senhor do Bonfim	176,00	105,70	248,63	NE	UTE Retirada - MC2 (Bertim)
Monte Pascoal	137,60	104,80	352,68	NE	UTE Retirada - Outorga Cancelada
Pernambuco IV	200,80	112,40	276,54	NE	UTE Retirada - Outorga Cancelada
TOTAL SE/CO	648,20	364,30			
TOTAL NE	2.408,00	1.461,90			
TOTAL	3.056,20	1.826,20			

Foram simulados cinco casos com a configuração de referência para diferentes valores de CME. Na Tabela 3 são apresentados os resultados de Carga Crítica e as parcelas de Blocos Hidráulico e Térmico para o Caso Base e para os diferentes Casos Referência. Na Figura 2 é apresentada a relação entre os CMEs e as Cargas Críticas para os cinco casos referência.

Do exposto, é possível demonstrar que a relação entre CME e Garantia Física do SIN, para um intervalo considerável de custos marginais de expansão, pode ser expressa mediante um polinômio de primeira ordem, ou seja, uma função afim; e que, para cada 1 R\$/MWh que porventura se reduza do CME, a carga crítica (em outras palavras: a garantia física disponível para o SIN) é reduzida cerca de 55 MWmédios.

Cabe ressaltar que, conforme apresentado na Tabela 2, essas simulações de referência já consideram a saída de cerca de 3.056,2 MW de capacidade instalada do Caso Base, que representa, em termos de garantia física já definida, 1.826,2 MWmédios. Garantias físicas essas, calculadas em 2008, quando o CME era de 146 R\$/MWh.

Na Tabela 3, são apresentados os valores de Carga Crítica para os casos simulados neste trabalho. O Caso Base e o Caso Ref3 possuem o mesmo CME convergido. Isso significa que a diferença entre de Carga Crítica entre eles (72.265 - 71.320) representa o impacto na Garantia Física “real” do sistema após a saída dos empreendimentos de que trata a Tabela 2 considerando o critério vigente para definir o nível de segurança energética. Esta diferença resultou em 945 MWmédios.

Tabela 3: Resultados de Garantia Física do SIN para diferentes CME.

	CME [R\$/MWh]	Garantia Física do SIN [MWmédio]		
		Carga Crítica	Bloco Hidr.	Bloco Térm.
Caso Base - LEN A-5 de 2012	113,0	72.265	56.312	15.953
Caso Ref1	74,0	69.143	54.789	14.354
Caso Ref2	102,0	70.786	55.663	15.123
Caso Ref3	113,0	71.320	55.891	15.429
Caso Ref4	119,0	71.655	56.041	15.614
Caso Ref5	126,0	72.010	56.194	15.816

Ainda que as alterações na configuração do Caso Base se restrinjam às Termelétricas, como apresentado na Tabela 2, ao se aplicar a regra de que trata a Portaria MME 258/2008 para rateio da Carga Crítica entre os empreendimentos, o Bloco Hidráulico e, conseqüentemente, o Bloco Térmico são afetados (valores apresentados na Tabela 3). Assim, a diferença entre a garantia física das térmicas remanescentes somam 524 MWmédios (15.953 - 15.429), demonstrando que a garantia física associada ao grupo que anteriormente somou 1.826,20 MWmédios, somaria hoje somente 524 MWmédios, ou seja, uma redução de cerca de 70%.

Montantes desta magnitude são suficientes para gerar um desequilíbrio contratual, que demanda leilões regulares A-3 e A-5, bem como desequilíbrio de garantia de suprimento, que tem demandado leilões de Energia de Reserva.

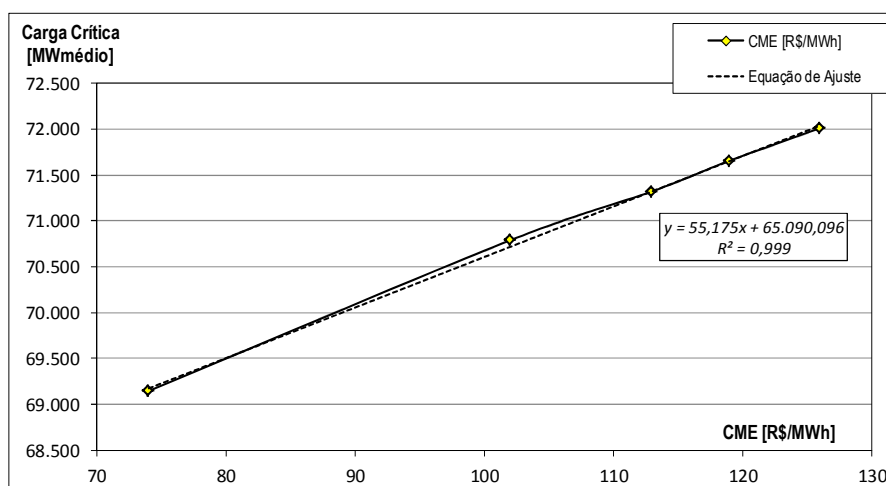


Figura 2: Relação entre CME e Garantia Física do SIN.

Assim, mostra-se necessária uma discussão mais aprofundada da metodologia de determinação do CME e seus desdobramentos. Inclusive se reavaliar o uso de Leilão de Energia de Reserva com a finalidade de restaurar um determinado equilíbrio perdido tão somente por mudanças em parâmetros cuja determinação tem mostrado possuir grande componente discricionário.

Informações de orçamentos e até mesmo preços de empreendimentos derrotados em leilões podem se mostrar apropriadas para a definição de custos marginais do que tão somente a atualização monetária de preços de empreendimentos vencedores em certames do passado.

Instrumentos como audiências/consultas públicas e análise de impactos regulatórios tem passado ao largo de definições metodológicas, por parte governamental, que trazem ônus de longo prazo e de grande monta aos consumidores. O desenvolvimento e uso destes instrumentos por certo contribuirão para o paulatino aperfeiçoamento das regras do setor.

4.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Até 2008, o efeito do CME se limitava à definição da lista de obras em relatórios que subsidiavam o “planejamento indicativo”, não implicando na alocação direta de custos aos consumidores de energia elétrica. Porém, com a inclusão do CME como parâmetro central na definição de garantias físicas por meio da Resolução CNPE 9/2008e o advento da tese de que é adequado fazer Leilões de Reserva para remediar descompasso entre garantia física total do SIN e garantias físicas já estabelecidas, o CME se revestiu de maior importância, uma vez que seus efeitos passaram a onerar os consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva.

Neste trabalho foi apresentada a evolução metodológica e quantitativa dos CMEs utilizados nos relatórios de Planos Decenais desde 1997. Em termos metodológicos, verificou-se clara migração de estimativa de custos com base em orçamentos de obras para preços realizados em licitações para compra de energia. Sempre utilizando médias ou pontos médios. Nos PDEs mais recentes, publicados após a criação da EPE, verificou-se a adoção de médias ponderadas e preços máximos realizados em leilões.

Dessa forma, entende-se como necessária uma maior discussão acerca da metodologia a ser adotada na definição do CME, bem como a definição de critérios a serem seguidos para dimensionamento da necessidade de Energia de Reserva. Propõe-se a utilização de instrumentos de audiências/consultas públicas e análise de impacto regulatório em definições metodológicas com claro ônus aos consumidores, bem como a avaliação de novos parâmetros na definição do CME, como lances de preço de energia de empreendimentos perdedores em leilões dentre outros, de modo a que o CME seja definido com base em expectativas racionais, incorporando um maior leque de informações disponíveis.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ABREU, Y. V. de. Parâmetros Utilizados para Calcular as Tarifas de Energia Elétrica. Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico Brasileiro (1999). Madri, 2009. p. 96-98. Disponível em: <<http://www.eumed.net/libros/2009a/486/indice.htm>> Acesso em: 03/mar/ 2012.
- (2) CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. “Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008”. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2008/RES_9_CRITERIO_GF.pdf> Acesso em 7/ago/2012.
- (3) GCPS/ELETOBRÁS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos / Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Dezembro, 1996. “Plano Decenal de Expansão 1997/2006”. 186p. Eletrobrás/MME. Pág 94.
- (4) CTEE/GCPS/ELETOBRÁS – Comitê Técnico para Estudos Energéticos / Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos / Centrais Elétricas Brasileiras S.A.. Parecer Técnico PT-CTEE-01/98 - Metodologia e Critérios para o Planejamento da Expansão da Geração. 1998, p. 4.
- (5) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo – 2011. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-091/2011-r0. Rio de Janeiro, 2011.
- (6) EPE/MME – Empresa de Pesquisa Energética / Ministério de Minas e Energia. “Plano Decenal de Expansão de Energia 2021”. Janeiro de 2013. 387p. Pág. 94.
- (7) MME – Ministério de Minas e Energia “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”. Julho de 2003. 53p. Pág 31.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cássio Giuliani Carvalho nasceu em Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil, em 13 de janeiro de 1986. Em 2008, graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), onde atuou em diversos projetos de P&D/ANEEL junto ao Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA). Em 2012, concluiu o Curso de Especialização em Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Desde 2008 atua como Analista de Infraestrutura na Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, desempenhando atividades relacionadas ao planejamento da expansão do parque gerador, à segurança energética e à análise de Projetos de Lei afetos ao Setor Elétrico.



Adriano Jeronimo da Silva nasceu em Ji-Paraná, Rondônia, Brasil, em 13 de fevereiro de 1979. Em 2000, graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS). Em 2003, concluiu o Curso de Mestrado Acadêmico em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) onde atuou em diversos projetos de P&D/ANEEL. Desde 2005 trabalha no Ministério de Minas e Energia.