

Mercado de Energia Elétrica: Volatilidade do Preço Spot e Risco da Geração Hidrelétrica com Despacho Centralizado

Jonas Linhares Melo
DR - Assessoria de Comercialização de Energia
CELG Distribuição S.A.
Goiânia-GO, Brasil
jonas.lm@celg.com.br

Antônio C. Baleeiro Alves¹, Gelson A. A. Brigatto²,
Lina P. G. Negrete³
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
Universidade Federal de Goiás – UFG
Goiânia-GO, Brasil
¹baleeiro@ufg.br
²gelson@emc.ufg.br
³lina_negrete@ufg.br

Resumo — Grande parte do mercado de energia elétrica no Brasil é regulado, função esta exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Existem mecanismos de regulação para controle do risco e dos preços. Neste estudo será analisado dois destes controles: o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que compartilha o risco do despacho centralizado entre os geradores que pertencem ao MRE, e os Encargos de Serviços do Sistema, que evitam a alteração do preço *spot* em tempo real, uma vez que estes são definidos *ex-ante*. Este estudo analisa também o comportamento destes mecanismos durante a recente crise do setor elétrico nos anos 2014 e 2015.

Palavras chave — Setor elétrico brasileiro, regulação, risco, geração, preço *spot*.

I. INTRODUÇÃO

Este artigo tem como objetivo, analisar os mecanismos de regulação econômica empregados no setor elétrico brasileiro envolvidos na mitigação de risco hidrológico e no controle de preço no mercado de curto prazo, bem como o impacto nestes mecanismos, da crise do setor iniciada em 2014. Estes mecanismos são os Encargos de Serviços do Sistema – ESS, e o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

II. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Setor Elétrico Brasileiro possui características que o diferenciam de qualquer outro no contexto internacional. Sua geração é fundamentada essencialmente na hidroeletricidade e o sistema de transmissão, de grandes dimensões, interliga quase todo o território nacional. Nas condições atuais do Setor Elétrico Brasileiro, o valor da água depende do nível de armazenado dos diversos reservatórios e da probabilidade de afluências futuras, o que torna o custo marginal de operação altamente volátil a médio e longo prazo. Logo, o despacho deve considerar este aspecto como um fator de restrição com características intertemporais, o que exige uma operação de forma centralizada e bastante complexa. Outro aspecto que reforça a necessidade de um despacho centralizado é que as usinas hidrelétricas em cascata são, na maioria dos casos, de proprietários distintos, tornando-os interdependentes. Por

outro lado, um despacho centralizado é incompatível com a operação comercial de uma usina, pois qualquer investidor busca a maximização dos lucros, que depende da receita e, quanto maior a produção, maior a receita. Logo, no despacho realizado de maneira centralizada, o empreendedor não tem controle de sua produção e, conseqüentemente, de sua receita. Assim, para compartilhar o risco do despacho centralizado, foi instituído o MRE – Mecanismo de Realocação da Energia entre as usinas hidrelétricas que estão sujeitas ao despacho centralizado. Para as PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas, estas podem participar opcionalmente do MRE. Neste estudo, o MRE será mais detidamente explicado em seção específica.

O forte caráter hídrico do setor o torna sujeito a uma grande variabilidade dos Custos Marginais de Operação – a CMO, devido à sujeição de ocorrência de períodos secos, fazendo com que sejam esperadas grandes variações destes custos. Apenas para ilustração desta variabilidade, no período de julho de 1999 a abril de 2002, quando o Brasil vivenciou uma situação de crise no setor elétrico, o preço de curto prazo nos subsistemas Norte e Nordeste variou entre 4,0 e 684,0 R\$/MWh, significando uma oscilação de 17.000 % [1].

III. CRISE DO SETOR DE ELÉTRICO BRASILEIRO – 2014/15

Desde o início de 2014, o Brasil vem experimentando uma crise de escassez hídrica que reduziu a oferta de energia elétrica e elevou o seu preço. A ocorrência de preços elevados e a percepção de que estes preços se manteriam em patamares elevados nos anos seguintes, incentivaram os geradores a não contratarem sua energia nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes no Ambiente de Comercialização Regulado – ACR, preferindo o mercado de curto prazo. A falta de oferta em leilões levou as distribuidoras a ficarem expostas, ainda que involuntariamente, ao mercado de curto prazo, resultando em um desequilíbrio econômico-financeiro para as distribuidoras. Por outro lado, a escassez hídrica reduziu a capacidade de geração das usinas hidrelétricas, incapacitando o parque gerador de produzir sequer a sua garantia física e deixando as usinas hidrelétricas expostas ao elevado preço do mercado de curto prazo, o que também causou desequilíbrio econômico-financeiro a estes empreendimentos.

IV. VOLATILIDADE DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

Como o armazenamento de energia elétrica em grandes quantidades é inviável e as usinas geradoras de eletricidade não podem parar intempestivamente por períodos longos sem expor toda a rede, existem sérias restrições à quantidade de eletricidade que deve ser entregue ao sistema a cada instante. Por isso, devido às características do sistema de transmissão, o desequilíbrio entre a geração e a carga pode comprometer a estabilidade de toda a rede, o que pode levar à interrupção do fornecimento de todos os consumidores da rede.

Apesar das peculiaridades do lado da oferta do mercado de energia elétrica, é notável a pouca flexibilidade que existe no lado da demanda. A tecnologia dos medidores permite registrar o consumo hora a hora, ou até em resolução de minutos, e tem sido largamente aplicado nos consumidores industriais e comerciais, principalmente naqueles conectados em tensões elevadas. Entretanto, estes medidores não têm sido utilizados para aplicar preços diferenciados, que reflitam a variação do custo de produção da energia com intensidade suficiente para fazer com que o lado da demanda responda de forma a otimizar o custo total do sistema. Geralmente, os consumidores residenciais tem tarifa constante, o mesmo ocorrendo com os industriais e comerciais conectados em baixa tensão. Tarifas diferenciadas para horas de ponta e fora de ponta e períodos secos e úmidos capturam muito pouco das variações diárias do custo de produção de eletricidade. Recentemente, foi implantado um sistema de bandeiras no Brasil, que procura fornecer ao consumidor uma sinalização econômica do custo da geração.

A volatilidade de preço é resultante de um mercado onde a demanda e oferta são inelásticas e a produção é próxima da capacidade total instalada por ser o setor de geração intensivo em capital. A Figura 1 mostra graficamente as características do mercado de eletricidade. Nota-se então que pequenas variações na demanda podem levar os preços da oferta de energia a patamares bastante elevados ou muito baixos [2].

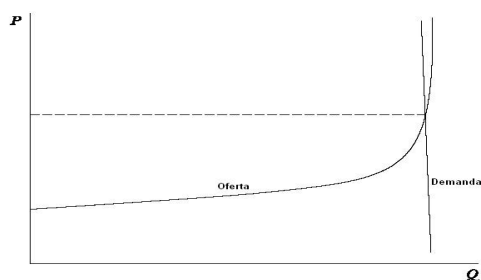


Figura 1. Oferta e demanda no mercado de eletricidade. Fonte: [2].

Como parte significativa dos custos de geração é fixa, o custo marginal de produção pode ser bem menor que o custo médio quando a planta opera abaixo de sua capacidade total. Sendo o preço da energia no mercado maior do que o custo marginal de produção, uma firma é mais competitiva quanto

mais próxima da sua capacidade instalada for a sua produção. Como resultado, um mercado com excesso de capacidade instalada causará a queda dos preços a níveis menores que o custo médio de produção.

Já o lado da oferta, este apresenta uma série de incertezas. O tempo de maturação e a execução de um novo projeto de geração é longo, o que dificulta a decisão dos investidores de levar a termo este projetos. Além disso, fatores exógenos como modificação das políticas públicas e questões de restrição ambiental, adicionam a cada dia entraves maiores, o que vêm causando atrasos nos cronogramas de G&T, e até mesmo desistências por parte do empreendedor.

Essas incertezas, tanto do lado da demanda quanto da oferta, se transferem para a previsão dos preços a médio e longo prazo. Assim, é esperado que sempre existam estudos indicando crises de abastecimento e de preços no futuro.

O comportamento da curva de oferta pode ser verificado na prática no setor elétrico brasileiro através da verificação dos preços declarados pelos geradores para as usinas termelétricas nos sistemas Newave e Decom¹, que são usados para calcular o CMO e do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, que é o preço da energia no mercado de curto prazo (preço *spot*). O valor destes preços são mostrados na Tabela A.1 do anexo e foram usados para construir o gráfico da Figura 2, onde pode-se observar que ela tem característica semelhante à curva mostrada da Figura 1. Caso o parque gerador brasileiro fosse puramente térmico, a curva dada na Figura 2 representaria toda a oferta de energia do mercado. Porém, como o sistema elétrico brasileiro é hidrotérmico, a curva real de oferta sofre influência da geração hidrelétrica, influência esta de natureza dinâmica pois as usinas hidrelétricas com reservatório têm capacidade de armazenar água para turbinar no futuro, permitindo transferir a oportunidade de se produzir energia de um período onde a energia está barata, para outro onde a energia está mais cara, o que torna o problema de otimização da operação acoplado no tempo e fortemente dependente da probabilidade de vazões afluentes dos rios. Por esta razão o custo marginal da operação é calculado por software que minimiza o custo presente e futuro de operação, aplicando a metodologia da programação dinâmica dual estocástica – PDDE [3].

O despacho em sistemas predominantemente térmicos é relativamente simples: basta empilhar usinas por ordem de preço e seguir esta ordem no despacho até suprir toda a demanda. Porém, por predominar a geração hidráulica, que depende da incerteza climática, no Brasil o despacho ótimo se torna complexo devido à dependência do custo futuro das decisões tomadas no presente. O preço *spot* é definido de forma *ex-ante* e quaisquer despachos de usinas fora da ordem de mérito, ou seja, usinas cujos preços sejam maiores que o PLD, não altera o preço *spot*. Para isso, estas usinas tem tratamento específico pelo mecanismo de cálculo do ESS – Encargos de Serviço do Sistema. Este mecanismo será tratado em seção específica neste estudo.

¹ Os dados de entrada destes sistemas, ou deques de entrada, são disponibilizados no sítio da CCEE na internet, arquivos term.dat, confit.dat, expt.dat e clast.dat.

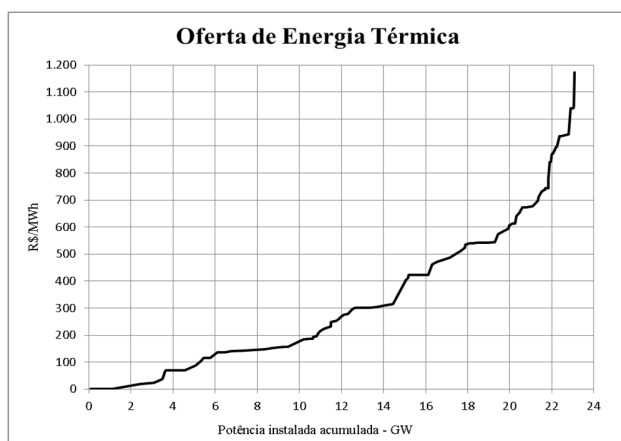


Figura 2. Curva de oferta de energia térmica. Potência x Preço da energia.
Fonte: CCEE. Ref.: deque de entrada de dados para Newave referente ao mês de outubro de 2015.

Para minimizar esta dependência da disponibilidade hídrica, optou-se no Brasil pela construção de usinas com grandes reservatórios, capazes de armazenar o excesso de água dos períodos chuvosos para posteriormente utilizar nos períodos secos, regularizando o regime hidrológico do curso d'água. Mesmo assim, esta regularização tem limite pois a capacidade destes reservatórios pode se exaurir caso ocorram estiagem por longos períodos, ou a capacidade de regulação se torna insuficiente para atender ao crescimento da demanda se esta aumentar sem que novos reservatórios tenham sido construídos. Ultimamente, grandes reservatórios tem tido sua construção dificultada por restrições ambientais mais severas que as exigidas no passado. Neste contexto a disponibilidade elétrica está então sujeita, principalmente, a dois fatores: à expansão do sistema e à disponibilidade hídrica.

O mercado de energia possui suas peculiaridades. Em sistemas térmicos, que predominam no mundo, as plantas geradoras são geralmente instaladas próximas dos centros consumidores porque combustíveis como carvão, óleo e gás natural podem ser transportados até às usinas por meio de gasodutos, trens e navios. Neste contexto, o setor elétrico brasileiro é *sui generis* pois a geração de energia elétrica é predominantemente hidroelétrica, cujos empreendimentos se encontram geralmente longe dos grandes centros de consumo, o que exige a construção e operação de uma grande malha de redes de transmissão de energia por todo o país.

Ultimamente o Brasil tem procurado diversificar sua matriz de produção de energia elétrica, porém as alternativas até aqui exploradas foram o óleo combustível, de elevado custo [4], e a energia eólica e de biomassa. Os aproveitamentos eólicos e da biomassa continuam dependentes do sistema de transmissão, pois estas alternativas, quase sempre, não se encontram próximos aos grandes centros de consumo, além de nem sempre estarem disponíveis para despacho imediato, pois dependem da disponibilidade de ventos e, no caso da biomassa, predomina o uso do bagaço de cana que somente está disponível em períodos de safra.

V. O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

No Brasil, no âmbito da operação, a maioria das usinas está sujeitas ao despacho centralizado do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que otimiza a operação de global buscando o menor custo de geração do sistema, o que faz com que proprietário da usina não tenha controle sobre seu nível de geração. Já no âmbito comercial, os compromissos de venda são firmados com base nas Garantias Físicas de cada empreendimento. Além disso, o enorme tamanho do país propicia diferenças climáticas entre regiões, não havendo coincidência entre os períodos secos e úmidos das regiões.

Assim, para compartilhar a diversidade hidrológica existente no país e os riscos financeiros decorrentes da energia vendida com base na Garantia Física e a energia efetivamente gerada de acordo com o despacho centralizado do ONS, foi estabelecido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De forma simplificada, o MRE garante que as usinas participantes deste mecanismo recebam, na liquidação financeira da CCEE, a mesma proporção de sua garantia física, independente do quanto foi efetivamente gerado pelo empreendimento. O MRE compartilha o risco alocando os excedentes daqueles que geraram além da sua garantia física para os que geraram abaixo da sua garantia.

O MRE faz com que, na contabilização, todas as usinas participantes recebam o mesmo nível de garantia física. A energia recebida por cada usina, para honrar seus contratos na liquidação do mercado, corresponde ao produto de um índice pela sua energia garantida. Este índice, chamado *Generation Scale Factor* – GSF, corresponde à relação entre a energia produzida no período, por todas as usinas participantes do MRE, e o total da garantia física destas usinas. Neste estudo, para facilitar seu entendimento, o índice GSF será tratado de forma simplificada, sem considerar a transferência de energia entre submercados diferente e o tratamento da exposição à diferença de preços entre submercados [5].

Para a análise do funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia, serão considerados três cenários:

- Se o total da produção das usinas que participam do MRE for igual ao total das garantias físicas destas usinas (exemplo na Tabela 1), então $GSF = 1$ e a cada usina será alocada a garantia física correspondente, independente de quanto tenha gerado efetivamente - vide Figura 3.

TABELA 1. MRE – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA: GERAÇÃO TOTAL IGUAL À GARANTIA FÍSICA.

GSF = 1,0	Cenário a) – equilibrado		
	Geração real	Garantia Física	Energia contabilizada
G1	250	200	200
G2	280	300	300
G3	370	400	400
Total	900	900	900

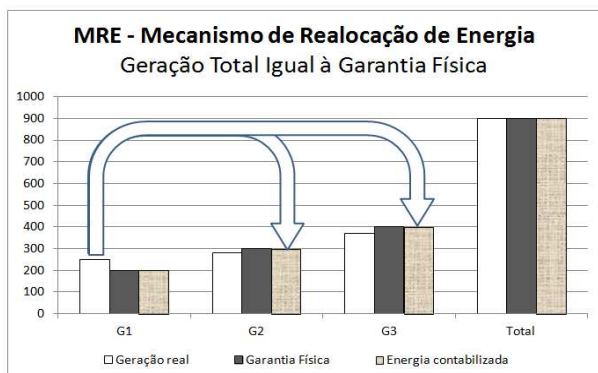


Figura 3. MRE – Mecanismo de realocação de energia: geração total igual à garantia física.

- b) Caso o total da produção seja maior, como no exemplo da Tabela 2, então $GSF > 1$ e cada usina recebe sua garantia física e o superávit obtido, que corresponderá à energia secundária, será alocada a cada usina na proporção a garantia física, conforme mostrado na Figura 4.

TABELA 2. MRE – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA: GERAÇÃO TOTAL SUPERIOR À GARANTIA FÍSICA.

Cenário b) - energia secundária			
GSF = 1,06	Geração real	Garantia Física	Energia contabilizada
G1	271	200	212
G2	331	300	318
G3	352	400	424
Total	954	900	954

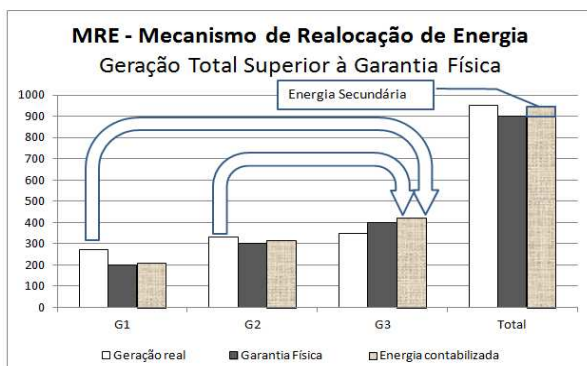


Figura 4. MRE – Mecanismo de realocação de energia: geração total superior à garantia física.

- c) Finalmente, na Figura 5, se o total de energia produzido pelas usinas do MRE for inferior ao total de garantias físicas, como no exemplo da Tabela 3, $GSF < 1$ e as usinas participantes recebem a mesma quantidade de energia proporcional à garantia física individual.

TABELA 3. MRE – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA: GERAÇÃO TOTAL INFERIOR À GARANTIA FÍSICA.

Cenário c) - exposição ao preço spot			
GSF = 0,8	Geração real	Garantia Física	Energia contabilizada
G1	160	200	160
G2	280	300	240
G3	280	400	320
Total	720	900	720

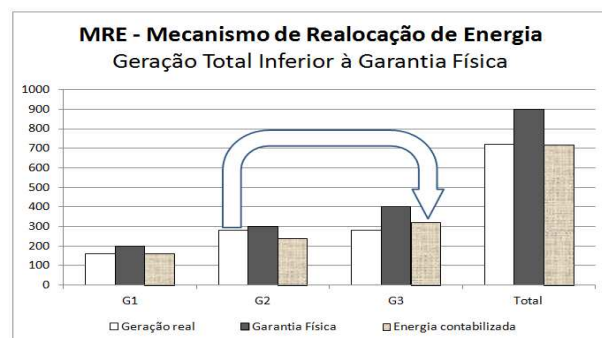


Figura 5. MRE – Mecanismo de realocação de energia: geração total inferior à garantia física.

VI. O MRE NA RECENTE CRISE DO SETOR ELÉTRICO

Desde 2014, o Brasil vem experimentando uma crise de escassez hídrica que reduziu a oferta de energia elétrica e elevou o preço desta energia. O aumento do preço da energia é uma oportunidade para o gerador, porém a escassez hídrica reduziu a capacidade de geração das usinas hidrelétricas incapacitando o parque gerador de produzir sequer a sua garantia física. Antes de janeiro de 2014 predominavam valores de GSF maiores que a unidade, mas de janeiro de 2014 a setembro de 2015, o GSF foi sempre menor que um [6]. Como a comercialização da energia das usinas é feita com base na garantia física, muitos empreendedores se viram em uma situação em que a energia recebida era insuficiente para honrar seus contratos, obrigando-os a adquirir seu déficit no mercado de curto prazo ao PLD elevado, causando assim desequilíbrio econômico-financeiro.

Apesar da maior parte grande das usinas hidrelétricas participarem do Mecanismo de Realocação de Energia, que mitiga o risco destes geradores contra a variabilidade hídrica decorrente da alternância natural de períodos secos e úmidos, este mecanismo não foi eficaz em mitigar o risco em um cenário de seca prolongada. Com visto, o MRE compartilha o risco em que geradoras superavitárias cedem energia para as geradoras deficitárias. Porém, no cenário em que a maioria das usinas está deficitária, o MRE apenas consegue compartilhar o déficit igualmente entre as geradoras participantes, sendo incapaz de mitigar o risco.

Para esta situação o poder concedente propôs um mecanismo complementar do risco baseado no pagamento de um prêmio de risco pelo gerador e na cobertura do risco hidrológico pelas bandeiras tarifárias. Esta repactuação do risco hidrológico está regulamentada pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

VII. ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA – ESS

Ao definir a configuração do sistema em que a operação é ótima, define-se também o Custo Marginal de Operação, que corresponde ao custo da última usina despachada, ou seja, a usina mais cara. O CMO é a base para definição do Preço de Liquidação das Diferenças, que corresponde ao preço *spot*. A diferença entre o CMO e o PLD é que o PLD é limitado tanto superior quanto inferiormente pela ANEEL. Desta maneira, ocorrem situações em que o CMO é maior que o PLD, pois o

CMO corresponde ao custo da usina mais cara despachada e o PLD tem seu valor máximo limitado. Na Figura 6, onde o PLD é representado pela linha contínua e o CMO pela linha tracejada, observa-se que estes são coincidentes até atingir o valor teto do PLD, onde a partir deste valor o PLD permanece constante enquanto o CMO continua aumentando.

Como a operação ótima é definida *ex-ante*, o PLD também será definido *ex-ante*. Porém, pode acontecer que em tempo real, por alguma restrição elétrica (falha no sistema), outra usina mais cara que aquela que definiu o CMO seja chamada a gerar pelo ONS por consequência da falha ocorrida². Nesta nova configuração, a usina mais cara despachada deixa de ser aquela que definiu o CMO, mas será remunerada ao PLD. Como o PLD foi definido para a situação de despacho ótimo, a usina recém despachada, por ter custo superior, operará em prejuízo. Portanto, o custo da usina decorrente da diferença entre o PLD e o custo próprio da usina será alocado ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS [7], que é um mecanismo criado para que nesses casos não seja necessário elevar o preço *spot*/PLD rateando por todos agentes de consumo do sistema o custo adicional da usina despachada. A Figura 6 ilustra as parcelas de custo, cobertas pelo PLD e pelo ESS, de uma usina despachada cujo custo é superior ao PLD máximo.

Outra modalidade de ESS acontece quando o CMO obtido pelo despacho ótimo é superior ao PLD máximo definido pela ANEEL. Caso sejam despachadas usinas com custo superior ao PLD máximo, a parcela não contratada destas usinas será remunerada ao PLD. A diferença entre o PLD e custo individual de cada usina, será coberta pelo ESS. Outra possibilidade de despacho de usinas com custo maior que o CMO é por segurança energética, que ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, determina ao ONS o despacho de usinas térmicas com o objetivo de garantir a segurança do suprimento nacional.

O ESS reduz a volatilidade do preço *spot* blindando-o de contingências que podem ocorrer durante a operação, pois estas contingências podem ocorrer por “falhas” intencionais, manipuladas por algum gerador que poderiam aumentar o preço *spot* e beneficiar todos os geradores em operação naquele período que vendem energia no mercado de curto prazo. Se o preço *spot* fosse determinado em tempo real pelo preço da usina mais cara despachada a cada instante, a volatilidade seria ainda maior [8]. Além disso, o mercado ficaria sujeito a manipulações como as que ocorreram em 2000/2001 na Califórnia, quando usinas eram falsamente consideradas indisponíveis apenas para forçar um preço *spot* maior. Naquela época, o mercado de energia da Califórnia não permitia contratos de longo prazo entre as distribuidoras e as geradoras, sendo que toda energia entre estes dois segmentos era negociada ao preço *spot* definidos em tempo real, enquanto a distribuidora vendia a preços fixos regulados pelo governo. Este cenário provocou a quebra da maioria das distribuidoras da Califórnia durante a crise de 2000 [9].

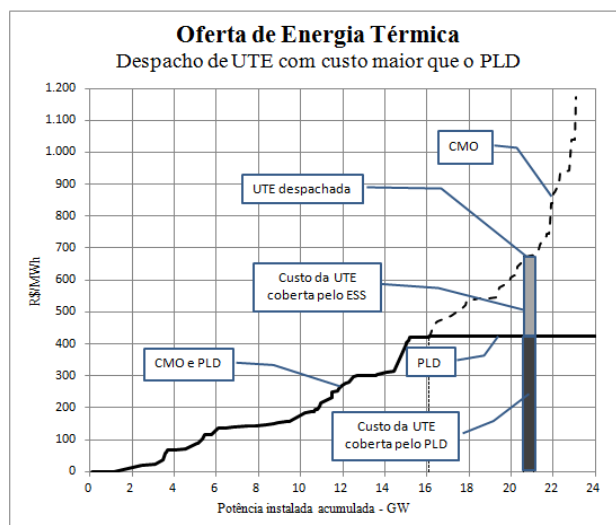


Figura 6: ESS – Encargos de serviços do sistema.

VIII. O ESS E A CRISE DO SETOR ELÉTRICO

Como já mencionado, a crise de escassez hídrica reduziu a oferta de energia elétrica e elevou o preço desta energia recentemente no Brasil. A ocorrência de preços elevados e a percepção que estes se manteriam em patamares elevados, incentivaram os geradores a não ofertarem sua energia em leilões de energia proveniente de empreendimentos existente no Ambiente de Comercialização Regulado, preferindo o mercado de curto prazo. Com isso, a falta de oferta em leilões acabou por ser um dos fatores que levaram as distribuidoras a ficarem expostas ao mercado de curto prazo, causando um desequilíbrio econômico-financeiro.

Para mitigar o desequilíbrio das distribuidoras de 2013 e 2014, causado pela exposição ao mercado de curto prazo e da intensificação do despacho termelétrico, o poder concedente autorizou o financiamento através de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e de bancos oficiais e privados às distribuidoras para serem devolvidos em até quatro anos. Devido a isso, a partir de 2015 iniciou-se a cobrança das bandeiras tarifárias com o objetivo de cobrir o custo da geração térmica e da exposição ao mercado de curto prazo pago pelas distribuidoras.

Além disso, para incentivar a participação dos geradores nos leilões do ACR, a ANEEL reduziu o teto do Preço de Liquidação das Diferenças, o que reduziu a atratividade pelo mercado de curto prazo. Em 2014, o preço teto do PLD era de R\$ 822,83/MWh, em 2015 sofreu uma redução para R\$ 388,48/MWh e atualizado novamente para R\$ 422,56/MWh em 2016. Desta forma, as usinas despachadas pelo ONS que tem custo maior que o PLD máximo, estão recebendo a parcela não coberta pelo PLD através dos Encargos de Serviços do Sistema cobrados das distribuidoras e dos consumidores livres e especiais.

² Isso pode acontecer por falha no sistema de transmissão e geração, como por exemplo, quando uma linha torna-se indisponível e inviabiliza o escoamento da energia de uma determinada usina, que não mais participará do despacho,

outra usina deverá compensar esta perda de geração. Pode ocorrer de ser necessário acionar uma usina que estava fora da programação de despacho ótimo, cujo preço seja maior que o CMO original.

IX. CONCLUSÃO

Mecanismos regulatórios são baseados em modelos e, como modelos tentam representar a realidade, sempre serão uma aproximação desta realidade. O MRE não foi capaz de mitigar os riscos dos geradores em situações em que o déficit entre a garantia física e a energia gerada perdurou por muito tempo. Para limitar o PLD em tetos mais baixos, o custo com ESS foi elevado e ajustes foram necessários para buscar novamente equilíbrio do mercado. Desse modo, para serem eficazes, os modelos devem ser constantemente ajustados às novas situações inicialmente previstas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Preço médio da CCEE (R\$/MWh)*. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=370199078315004#%40%3F_afLoop%3D370199078315004%26_adf.ctrl-state%3Djy97ku2sj_62, acessado em 20/06/2015.
- [2] BORENSTEIN, Severin. *The trouble with electricity markets: understanding California's restructuring disaster*. In: Journal of economic perspectives – vol. 16, nº 1 – winter 2002, pp 191-211. University of California. Berkley: 2002.
- [3] MACEIRA, M, E, P., COSTA, A. P. C. e MARCATO, A. L. M. *Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico com representação do processo de afluições por modelos auto-regressivos periódicos – NEWAVE – Especificação funcional*. Rio de Janeiro: CEPEL, 1999.
- [4] SOUZA, M., MELO, J. L. . *Possível Conflito Entre a Garantia da Expansão e a Modicidade Tarifária: O Caso do Setor Elétrico Brasileiro*. In: III Seminário Iberoamericano de Regulação Econômica, 2008, São Paulo. Anais do III Seminário Iberoamericano de Regulação Econômica. ACIER. São Paulo, 2008.
- [5] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *InfoMercado n.90-99*. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=vx9krh0o9_4&_afLoop=870143325258133. Acessado em 28/12/2015.
- [6] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Regras de comercialização – Encargos*. Versão 2014.1.9. São Paulo, 2014.
- [7] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Regras de comercialização – MRE – Mecanismo de realocação de energia*. Versão 2013.1.0. São Paulo, 2013.
- [8] HUNT, Sally. *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, Inc. New York, 2002.
- [9] FERREIRA, R. e MELO, J. L. *Cenários de reestruturações do setor elétrico: Brasil e Califórnia*. Anais do 5º Congresso Brasileiro de Regulação. ABAR. Recife, 2007.

ANEXOS

TABELA A.1: PARQUE GERADOR TÉRMICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – CONFIGURAÇÃO DO DEQUE DE ENTRADA DE DADOS DO NEWAVE – OUTUBRO DE 2015. FONTE: CCEE.

	UTE nome	Tipo do Combustível	Custo R\$/MWh	Potência MW
1	ANGRA 2	Nuclear	20,12	1.350
2	ANGRA 1	Nuclear	23,21	640
3	NORTEFLU-1	Gás	37,80	400
4	NORTEFLU-2	Gás	58,89	100
5	ERB CANDEIAS	Biomassa	60,00	17
6	PARNAIBA IV	Gás	69,00	56
7	CANDIOTA 3	Carvão	69,65	350
8	TERMOPE	Gás	70,16	533
9	BAIXADA FLU	Gás	87,37	530
10	STA VITORIA	Biomassa	90,00	41
11	NORTEFLU-3	Gás	102,84	200
12	P,MEDICI A	Carvão	115,90	126
13	P,MEDICI B	Carvão	115,90	320
14	MARANHAO V	Gás	136,55	338
15	MARANHAO IV	Gás	136,55	338
16	FORTALEZA	Gás	139,88	327
17	P, PECEM I	Carvão	142,82	720
18	PORTO ITAQUI	Carvão	144,99	360
19	ST,CRUZ NOVA	GNL	147,60	500
20	P, PECEM II	Carvão	151,32	365
21	DO ATLANTICO	Resíduos I	155,16	235
22	J,LACERDA C	Carvão	155,85	363
23	T LAGOAS L1	Gás	156,24	134
24	TERMORIO L1	Gás	183,90	770
25	J,LACERDA B	Carvão	186,33	262
26	N, VENEZIA 2	Gás	186,65	176
27	COCAL	Biomassa	193,85	28
28	J,LACERDA A2	Carvão	195,49	132
29	CHARQUEADAS	Carvão	205,48	72
30	JUIZ DE FORA	Gás	213,84	87
31	LINHARES	GNL	223,67	204
32	EBOLT L1	Gás	231,24	321
33	S,JERONIMO	Carvão	248,31	20
34	CISFRAMA	Biomassa	249,39	4
35	TERMOCEARA	Gás	252,40	223
36	J,LACERDA A1	Carvão	258,42	100
37	CCBS L1	Gás	268,80	157
38	NORTEFLU-4	Gás	276,90	127
39	TERMOBAHIA	Gás	279,04	186
40	W,ARJONA	Gás	297,27	206
41	FAFEN	Gás	299,99	138
42	IBIRITERMO	Gás	299,99	226
43	CCBS L13	Gás	300,35	59
44	T LAGOAS L13	Gás	301,10	216
45	APARECIDA	Gás	302,19	166
46	TERMORIO L13	Gás	302,57	266
47	EBOLT L13	Gás	303,32	65
48	ST,CRUZ 34	Óleo	310,41	436
49	VALE DO ACU	Gás	314,63	368
50	F,GASPARIAN	Gás	399,02	572
51	FIGUEIRA	Carvão	402,18	20
52	MAUA B3	Gás	411,92	110
53	R,SILVEIRA	Diesel	421,52	30
54	TERMOMACAE	Gás	422,44	929
55	PERNAMBUCO III	Óleo	460,95	201
56	PIRAT,12 G	Gás	470,34	200
57	URUGUAIANA	Gás	486,20	640
58	CUIABA G CC	Gás	511,77	529
59	MARACANAU I	Óleo	522,81	168
60	TERMOCABO	Óleo	534,43	50
61	TERMONE	Óleo	538,71	171
62	TERMOPB	Óleo	538,71	171
63	GERAMAR II	Óleo	540,91	166
64	GERAMAR I	Óleo	540,91	166
65	VIANA	Óleo	540,92	175
66	CAMPINA GDE	Óleo	540,93	169
67	SUAPE II	Óleo	545,00	381
68	MAUA B4	Óleo	575,00	150
69	ARAUCARIA	Gás	595,11	485
70	BAHIA I	Óleo	605,89	31
71	GLOBAL I	Óleo	613,73	149

Continua

	UTE nome	Tipo do Combustível	Custo R\$/MWh	Potência MW
72	GLOBAL II	Óleo	613,73	149
73	SANTANA W	Diesel	640,96	58
74	IGARAPE	Óleo	653,43	131
75	MURICY	Óleo	673,46	147
76	CAMACARI PI	Óleo	673,46	150
77	T,NORTE 2	Óleo	678,04	340
78	CANOAS	Diesel	698,14	249
79	MAUA B1	Óleo	711,77	20
80	PALMEIRAS GO	Diesel	732,40	176
81	PETROLINA	Óleo	738,88	136
82	ARACATI	Diesel	743,02	11
83	BATURITE	Diesel	743,02	11
84	ALTOS	Diesel	743,02	13
85	CAMPO MAIOR	Diesel	743,02	13
86	CRATO	Diesel	743,02	13
87	MARAMBAIA	Diesel	743,02	13
88	NAZARIA	Diesel	743,02	13
89	CAUCAIA	Diesel	743,02	15
90	ENGUIA PECEM	Diesel	743,02	15
91	IGUATU	Diesel	743,02	15
92	JUAZEIRO N	Diesel	743,02	15
93	NUTEPA	Óleo	780,00	24
94	DAIA	Diesel	839,17	44
95	FLORES	Diesel	841,64	80
96	IRANDUBA	Óleo	867,33	25
97	ELECTRON	Óleo	872,84	15
98	SAO JOSE	Diesel	873,18	50
99	GOIANIA II	Diesel	896,36	140
100	SANTANA LM	Diesel	898,56	50
101	APARECIDA OC	Óleo	905,99	36
102	POTIGUAR III	Diesel	936,69	66
103	POTIGUAR	Diesel	936,70	53
104	CARIOBA	Óleo	937,00	36
105	CAMACARI D/G	Diesel	943,88	347
106	PAU FERRO I	Diesel	1038,49	94
107	TERMOMANAUS	Diesel	1038,49	143
108	UTE BRASILIA	Diesel	1047,38	10
109	XAVANTES	Diesel	1172,95	54