



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

CB/GCR/08

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO VI

GCR - GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A ALOCAÇÃO DE RISCOS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DESAFIOS E POSSIBILIDADES¹

**Caroline Miaguti(*) – Gesel/UFRJ
Roberto Brandão – Gesel/UFRJ
Nivalde de Castro – Gesel/UFRJ**

**Késia Braga – Gesel/UFRJ
Ernani T. Torres Filho – Gesel/UFRJ
Vanessa Reich de Oliveira - Eneva**

RESUMO

A crise recente no Setor Elétrico Brasileiro em 2014, em decorrência de um regime de chuvas desfavorável, converteu-se em uma crise financeira e colocou em xeque a resiliência do atual modelo de comercialização de energia. Este trabalho tem como objetivo analisar o desenho do atual modelo de comercialização de energia no Brasil, investigando por quais vias a crise hidrológica transformou-se em uma crise financeira no Mercado de Curto Prazo, evidenciando seu caráter estrutural. Esta exposição será dividida em três seções: a primeira consiste no diagnóstico sobre o risco financeiro na comercialização da energia, na qual será abordado o alto volume de operações no MCP e suas causas; a segunda seção apresentará a dificuldade de gestão de riscos com base no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), e suas limitações na sinalização econômica dos preços; e finalmente, na terceira seção serão realizadas algumas considerações acerca da presente análise, apontando para a necessidade de alterações estruturais no atual modelo.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado de Curto Prazo; Preço de Liquidação de Diferenças; Risco financeiro.

INTRODUÇÃO

O atual modelo de comercialização de energia no Brasil foi arquitetado, em grande medida, como uma resposta ao racionamento de energia enfrentado nos anos 2001-2002, que impôs sérios prejuízos econômicos à sociedade brasileira. O desenho do modelo de comercialização de energia visava incrementar a expansão da capacidade instalada, evitando assim que novos períodos de seca impactassem sobre a oferta de energia no sistema. No entanto, a crise no Setor Elétrico Brasileiro em 2014, em decorrência de um regime de chuvas desfavorável, colocou em xeque a resiliência do atual modelo de comercialização de energia.

A crise mais recente apresentou características particulares, uma vez que a crise hidrológica se converteu em crise financeira, mostrando falhas no modelo de comercialização de energia. O racionamento de energia em um regime hidrológico desfavorável, a partir de 2012, foi evitado por meio do despacho contínuo das usinas termoeletricas – mesmo aquelas com custos variáveis elevados. Contudo, a elevação dos preços da energia no curto prazo provocou um grande impacto financeiro para os agentes expostos, fossem eles consumidores subcontratados, geradores hídricos com déficit de geração (GSF), geradores térmicos que por qualquer razão não

¹ Este informe técnico faz parte do estudo “Regulação Econômica da Geração Termoeletrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação”, um P&D desenvolvido pelo GESEL em parceria com a ENEVA, com o objetivo de objetivo central de fundamentar propostas de inovação regulatórias, visando garantir maior eficiência econômica aos contratos de longo prazo para geração termoeletrica no Brasil, sobretudo no Mercado Regulado.

*Pesquisadora do Grupo de Energia do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ), email: carol.mia@gmail.com



XXIV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CB/GCR/08

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

conseguiram gerar a energia despachada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) ou geradores com entrada em operação em atraso. Os diferentes graus de exposição dos agentes no Mercado de Curto Prazo (MCP), decorrem de uma assimetria gerada pelo próprio desenho regulatório, no qual a alocação de riscos é realizada de maneira compulsória, sem, em contrapartida, permitir que os agentes possam gerenciar adequadamente as suas exposições.

Apesar da introdução de inovações regulatórias para minimizar os efeitos da crise sobre os balanços financeiros dos agentes, e evitar novos episódios de estresse financeiro de caráter sistêmico, cabe indagar se o problema estava no desenho do mercado como um todo, ou na sua implementação. Desta forma, este trabalho tem como objetivo analisar o desenho do atual modelo de comercialização de energia no Brasil, investigando por quais vias a crise hidrológica transformou-se em uma crise financeira no Mercado de Curto Prazo, evidenciando seu caráter estrutural. Esta exposição será dividida em três seções: a primeira consiste no diagnóstico sobre o risco financeiro na comercialização da energia, na qual será abordado o alto volume de operações no MCP e suas causas; a segunda seção apresentará a dificuldade de gestão de riscos com base no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e suas limitações na sinalização econômica dos preços; e finalmente, na terceira seção serão realizadas algumas considerações acerca da presente análise, apontando para a necessidade de alterações estruturais no atual modelo.

1.0 RISCO FINANCEIRO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: DIAGNÓSTICO

Para compreender o funcionamento do modelo brasileiro de comercialização de energia, e a crise financeira recente, é necessário levar em conta algumas características particulares ao modelo brasileiro:

i) No Brasil comercializa-se garantia física, que é um produto financeiro representando um lastro de confiabilidade para o sistema. Contudo, os contratos, mesmo não envolvendo geração física de energia por parte do gerador, implicam em entrega de energia para o consumidor, ainda que proveniente de centrais diferentes daquela que firmou o contrato. Os contratos no Brasil, portanto, envolvem tanto lastro de confiabilidade (garantia física) como a energia propriamente dita, diferentemente do que ocorre em outros países² que possuem um pagamento específico pela confiabilidade ou capacidade, mas onde os pagamentos ou contratos por capacidade/confiabilidade estão separados da contratação da energia a ser suprida ao consumidor.

ii) Os contratos não determinam o despacho de energia. De fato, o despacho é feito independentemente dos contratos, havendo, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema. Devido a esse descolamento entre despacho e contratos, há um grande volume de diferenças entre a energia contratada e a energia medida. Assim, o mecanismo de conciliação de diferenças assume no modelo brasileiro uma grande relevância.

iii) O mecanismo de conciliação de diferenças, chamado no Brasil de Mercado de Curto Prazo (MCP), conta com um preço que não depende da interação de oferta e demanda no mercado, sendo calculado por modelos computacionais flutuando, sobretudo, de acordo com as condições hidrológicas e refletindo o custo de oportunidade da água.

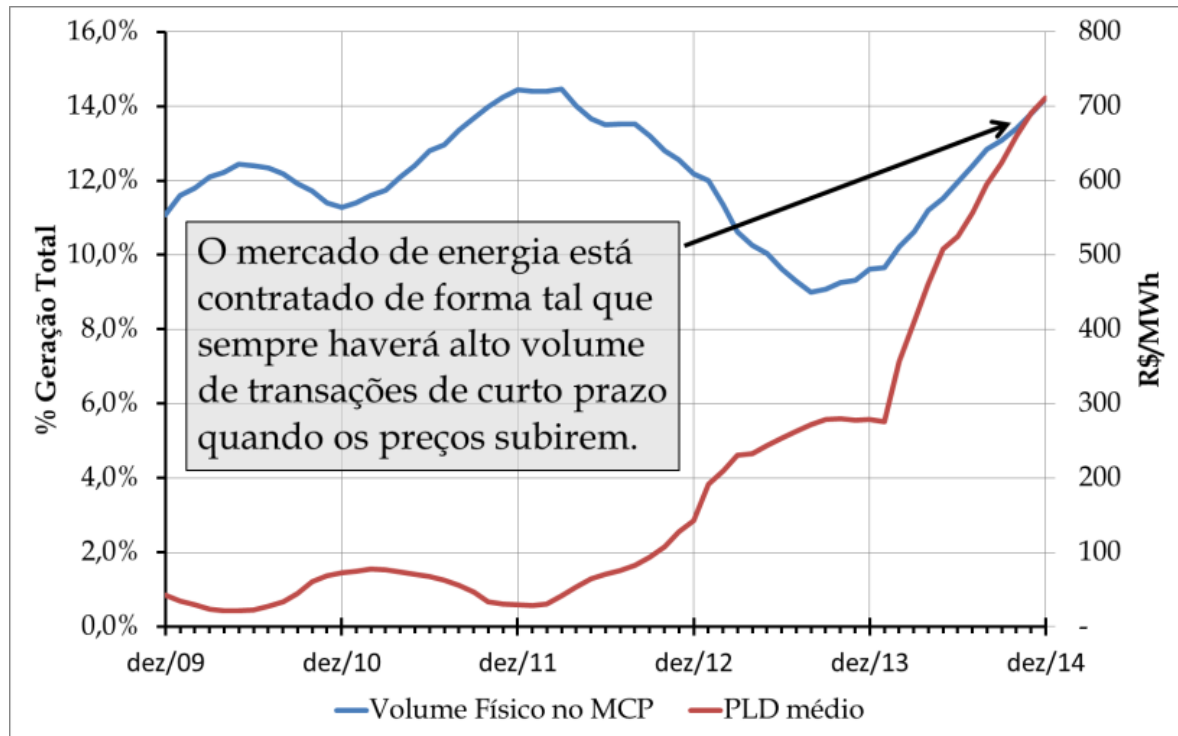
Embora o fato do modelo comercial brasileiro ser baseado em contratos seja positivo do ponto de vista da expansão da capacidade, o descolamento entre contratos e despacho torna o modelo de contratação inerentemente arriscado, fazendo com que os volumes financeiros de diferenças aumentem de forma acentuada em períodos de seca prolongada.³ Desta forma, o foco da instabilidade financeira vivida pelo setor elétrico brasileiro nos últimos anos veio da conjunção da alta prolongada do PLD (preço que valora as diferenças no Mercado de Curto Prazo, MCP, da CCEE) com os elevados volumes físicos de energia transacionados no MCP.

² Colômbia, Chile, Peru e Coréia do Sul, são alguns exemplos.

³ Castro e Brandão, 2010a

*Pesquisadora do Grupo de Energia do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ), email: carol.mia@gmail.com

A Figura 1 ilustra a dinâmica das transações no MCP entre 2008 e 2014, compreendendo o período anterior à crise e seu início em 2013 e 2014⁴. O volume físico de energia transacionada no MCP é apresentado, no eixo da esquerda, como percentual da geração total em média móvel de doze meses. Observa-se que os volumes de energia contabilizados no MCP são sempre elevados, oscilando entre 9% e quase 15% da geração total, diferentemente do que ocorre nos mercados de energia de países avançados (europeus, por exemplo) em que o volume físico de diferenças tende a ser pequeno ou residual. Já os preços que valoraram as transações no MCP (eixo da direita) mudaram de patamar de forma acentuada a partir do início da crise hidrológica. Eles foram muito baixos na maior parte do tempo, só ultrapassando os R\$ 100/MWh no final de 2012, o que explica os baixos volumes financeiros das transações no MCP até aquele ano. Em 2013 há uma alta expressiva do PLD, mas com volumes físicos de diferenças relativamente baixos. Em 2014, ocorreu uma elevação dos preços médios em um momento em que as quantidades médias transacionadas no MCP também se elevavam, levando, como será visto na Tabela 1, a uma explosão dos volumes financeiros das transações.



Fonte: CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2015)

Figura 1 - Mercado de Curto Prazo: Volumes e preços (média móvel de 12 meses) em R\$/MWh (PLD) e da Geração Total (Volume físico no MCP)

A Tabela 1 apresenta indicadores e variáveis relevantes para a determinação dos montantes financeiros associados à comercialização de energia no curto prazo. O objetivo da tabela é traduzir em números o stress financeiro associado a obrigações de curto prazo que dificilmente podem ser antecipados pelos agentes, mas que precisam ser quitadas praticamente à vista. Por esta razão não foram considerados quaisquer compromissos previsíveis, como o pagamento por contratos de longo prazo por quantidade, energia de Itaipu, Eletronuclear e Proinfa ou os pagamentos fixos de contratos por disponibilidade.

⁴ Esta seção do texto, isto é, os comentários à Figura 1 e à Tabela 1 são baseados Castro e Brandão (2015). A Figura 1 não foi atualizada para 2015. Em 2015 há duas discontinuidades importantes que tornam os dados não comparáveis ao restante da série. Em primeiro lugar, o teto do PLD foi reduzido em 2015 a menos de metade do valor do ano anterior para R\$ 388,48/MWh, tendo o PLD permanecido estacionado neste valor durante boa parte de 2015. Em segundo lugar o ano de 2015 assistiu ao travamento progressivo das transações no MCP da CCEE, com um crescendo de liminares protegendo diversos agentes do fortíssimo impacto financeiro de compromissos de curto prazo na CCEE. Com isso a inadimplência cresceu a valores inauditos e o mercado acabou finalmente completamente paralisado no segundo semestre.

Tabela 1- Custos de curto prazo da energia entre 2009 e 2014⁵

Ano	PLD	Energia Comercializada no MCP	CCEE Contabilização	CCEAR-D Custos Variáveis	Custo Total*
	R\$/Mwh	Mwméd	R\$ mi	R\$ mi	R\$ mi
2009	42	5.669	2.585		2.585
2010	73	6.282	5.071	694	5.765
2011	29	8.322	3.928	244	4.172
2012	143	7.279	8.998	3.818	12.816
2013	279	5.906	15.405	9.569	24.974
2014	723	8.921	42.897	17.470	60.367

Fonte: CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2015)

* Soma simples da Contabilização do MCP e Custos Variáveis dos CCEAR-D

As colunas PLD e Energia Comercializada no MCP da Tabela 7 trazem informações sobre preços e quantidades médias transacionadas no MCP a cada ano⁶. O destaque aqui é o fato de que em 2014 tanto preços quanto quantidades bateram recordes: PLD médio de R\$ 723/MWh e 8.921 MWh.

A coluna CCEE Contabilização apresenta o volume financeiro total contabilizado pela CCEE a cada ano e contempla não apenas as transações no MCP (que são o componente mais representativo), como também encargos e alívios de exposições financeiras. Chama atenção que o volume financeiro contabilizado para 2014, R\$ 42.897 milhões, é bastante superior ao somatório das contabilizações nos cinco anos anteriores (R\$ 35.987 milhões).

A coluna CCEAR-D Custos Variáveis são os valores pagos pelas distribuidoras aos geradores térmicos contratados por disponibilidade para custear os custos variáveis associados ao despacho, notadamente os gastos com combustíveis. A CCEE calcula os valores devidos pelas distribuidoras aos geradores térmicos, porém tais pagamentos são feitos bilateralmente, fora do ambiente de contabilização da CCEE. Os valores pagos a este título em 2014 (R\$ 17.470 milhões) também ultrapassam largamente a soma de pagamentos nos cinco anos anteriores (R\$ 14.325 milhões).

Finalmente, a coluna Custo Total é o somatório das duas colunas anteriores⁷. Também aqui o número para 2014, R\$ 60.367 milhões, foi superior à soma dos cinco anos anteriores (R\$ 50.312 milhões) e mais de catorze vezes a média do custo total de curto prazo entre os anos de 2009 e 2011 (R\$ 4.174 milhões). Estes dados evidenciam de forma clara e objetiva o caráter excepcional dos compromissos financeiros de curto prazo no ano de 2014.

1.1 O mercado de curto prazo

O modelo comercial brasileiro induz os consumidores a lastrearem 100% de suas necessidades de energia em contratos de garantia física, submetendo-os a penalidades severas caso a energia medida seja inferior ao volume de energia contratada. O mercado regulado adquire dos geradores contratos de energia, via de regra de longo prazo, através de leilões organizados pelo governo. Já no mercado livre não há direcionamento formal para que os consumidores livres contratem suas necessidades de energia em contratos de longo prazo. Entretanto a própria volatilidade esperada do PLD funciona como mecanismo de indução para a contratação em prazos relativamente dilatados por parte dos consumidores livres, que evitam com isso incertezas como a exposição a altos preços de energia em ocasiões de seca severa.

⁵ Os dados da Tabela 1 não captam, porém, o impacto financeiro da crise fora do ambiente da CCEE. Isso porque o PLD além de valorar as diferenças no MCP, também é o custo de oportunidade da energia, no sentido de que geradores que dispõem de energia ganham o PLD se deixarem de contratá-la e os consumidores sem contratos devem pagar o PLD ao ficarem subcontratados em um dado mês. Por isso, quando o PLD sobe, além do impacto financeiro no MCP, há impacto no preço dos contratos negociados no mercado livre, sobretudo os contratos de prazos mais curtos. Esse impacto é difícil de estimar e, por isso, não foi levado em conta aqui.

⁶ O PLD médio foi obtido pela divisão entre a média de compras e vendas em reais no MCP e o volume de energia em MWh transacionado. Os dados, como em toda a Tabela, são do boletim InfoMercado, importante publicação mensal da CCEE.

⁷ O Custo Total deve ser entendido como um indicador dos valores transacionados no curto prazo e não como o custo efetivo da energia no curto prazo para o sistema. Por um lado, este indicador não considera uma parte das transações de curto prazo que não se conseguiu aqui quantificar com um mínimo de precisão: são os contratos bilaterais no mercado livre com prazos curtos (um ou poucos meses) e preço fortemente indexado ao PLD. Tais transações são realizadas tipicamente por consumidores com consumo acima da contratação de longo prazo para evitar penalização por insuficiência de lastro. Outros agentes também podem recorrer a contratos curtos por variadas razões. Por outro lado, o indicador de Custo Total não capta o custo líquido para os agentes em um ano. Assim é possível que o mesmo agente alterne, por exemplo, posições credoras e devedoras no MCP em meses sucessivos. O mesmo agente também pode ser credor em um dado mês no MCP, mas ter valores a pagar a título de ESS.

Entretanto, mesmo que os consumidores livres e cativos estejam contratados no longo prazo, haverá sempre um volume expressivo de energia transacionada no MCP, onde são contabilizados os desvios entre a energia contratada e a energia medida. A razão mais elementar para esta característica estrutural do modelo é o descasamento entre o despacho do sistema elétrico e a contratação da geração, que leva o MCP a assumir uma função estrutural associada à otimização do modelo de geração hidrotérmica:

i. Sempre que há abundância de água, o sistema é quase integralmente suprido pelas hidroelétricas. Em tais ocasiões as termoeletricas flexíveis ficam ociosas e não têm geração própria para honrar seus contratos, precisando comprar (liquidar) no MCP a geração excedente das hidroelétricas.

ii. Já em situação de seca severa, as hidroelétricas podem não ser capazes de gerar toda a energia que contrataram, sendo obrigadas então a comprar excedentes gerados por outros agentes, por exemplo, de termoeletricas com energia gerada superior à contratada.

Também ocorrem transações no MCP por razões outras que não as decorrentes do despacho centralizado. Um gerador, por exemplo, pode deixar descontratada parte de sua garantia física, deixando a energia correspondente ser liquidada no MCP. Os consumidores, por seu lado, podem ficar sub ou super contratados em meses alternados, conquanto ao final do período de verificação eles estejam, na média, pelo menos 100% contratados.

Em uma situação de seca severa como a ocorrida entre fins de 2012 e 2015 há dois tipos distintos de diferenças. Defini-los e entende-los permite explicar a raiz do risco financeiro elevado da comercialização de energia e fornece fundamento para propostas de aprimoramento:

a. **Diferenças não gerenciáveis (Tipo 1):**

As diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) decorrem do descasamento entre a garantia física (energia comercializável) e a geração efetiva. Em uma situação de seca severa o volume de diferenças não gerenciáveis está ligado à forma de contratação das termoeletricas e da Energia de Reserva.

As termoeletricas, sobretudo as com Custo Variável Unitário (CVU) elevado, têm garantia física substancialmente menor do que a potência disponível e geram créditos no MCP sempre que despacham. Na verdade, a garantia física de qualquer usina normalmente é menor que sua potência disponível (potência da usina já descontada de seu fator de capacidade e de previsões para manutenções preventivas e paradas forçadas). No caso específico das centrais termoeletricas, a diferença entre a potência disponível e a garantia física é tanto maior quanto maior o CVU da usina, refletindo em parte o fato de que usinas de CVU elevado terem baixa frequência esperada de despacho, com utilização restrita a períodos de escassez hídrica.

As termoeletricas com garantia física menor que a potência disponível sempre geram diferenças no MCP em situações de seca severa. Mesmo que usinas termoeletricas estejam 100% contratadas, isto é, que tenham comprometido toda a sua garantia física em contratos com consumidores, o volume de energia gerado será superior ao contratado, tornando-as credoras no MCP. No caso das usinas contratadas por disponibilidade, as distribuidoras contratantes, que arcam com os custos de operação das usinas, serão detentoras dos créditos no MCP referentes ao montante de energia gerado em excesso à garantia física. Estas usinas também acarretam diferenças não gerenciáveis em situações de hidrologia favorável: nesses casos elas permanecem ociosas e, caso estejam 100% contratadas, haverá um débito no MCP equivalente à diferença entre a energia gerada (zero) e a garantia física comercializada. Não se trata porém de um caso financeiramente problemático, pois as diferenças serão, em tais situações, valoradas a um PLD baixo, inferior ao CVU das usinas.

As usinas contratadas como energia de reserva constituem um reforço de geração para o sistema e por isso não podem lastrear consumo. Não estando nunca contratadas, elas dão origem a diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) no MCP em qualquer cenário hidrológico em volume igual ao de sua geração efetiva. Essas plantas são custeadas pelos consumidores mediante encargo específico (Encargo de Energia de Reserva) e geram energia sempre que há condições para tal, vendendo toda a produção no MCP ao PLD do momento. O produto dessas vendas é depositado na Conta de Energia de Reserva (CONER), gerida pela CCEE, reduzindo a necessidade de encargos ou, caso as receitas auferidas no MCP sejam superiores ao custo dos contratos com os geradores como ocorreu em 2014 e 2015, permitindo a restituição de recursos aos consumidores.

O ponto distintivo das diferenças do não gerenciáveis (Tipo 1) é o fato de ocorrerem de forma automática, sem que geradores ou consumidores tenham qualquer capacidade de gestão sobre elas. No caso das diferenças originadas pela geração térmica acima da garantia física, elas ocorrem como decorrência de decisão do ONS e não dos agentes. E no caso da energia de reserva, constituída de usinas com CVU igual a zero (cogeração a biomassa, eólicas e mais recentemente também usinas solares), são centrais que produzem energia sempre que há condições para tal.

Cabe frisar que aos créditos gerados no MCP por diferenças do Tipo 1, originadas no despacho térmico ou na geração de energia de reserva, correspondem necessariamente débitos contra outros agentes. Ou seja, a uma diferença positiva entre a energia medida e a energia contratada em alguns contratos deve necessariamente corresponder uma diferença negativa para outros contratos ou perfis.

Entretanto a contraparte para as diferenças do Tipo 1 não está dada de antemão, pois ela depende da forma como os agentes contrataram sua energia. Em um exemplo hipotético, se a garantia física total do sistema for igual ao consumo e se todos os consumidores estiverem 100% contratados, um eventual excedente da geração térmica com relação à garantia física total das termoeletricas corresponderá a um déficit de geração das hidroeletricas, a ser honrado pelas distribuidoras na parte relativa a Itaipu, às hidroeletricas no regime de cotas e às hidroeletricas com risco hidrológico repactuado e pelos geradores hídricos que não operem no regime de cotas e que não tenham repactuado o risco hidrológico.

Mas se alguns geradores hídricos optarem por deixar parte de sua garantia física descontratada ou então vinculada a contratos de prazo curto, eles poderão reduzir ou até eliminar sua exposição ao MCP quando houver déficit de geração hídrica (GSF): eles deixarão de auferir receitas no MCP em situações em que houver excesso de geração hídrica (energia secundária), mas, em compensação, não precisarão comprar tanta energia ao PLD para honrar seus contratos durante situações de seca severa. Isso não chega, porém, a resolver o problema do ponto de vista do sistema, pois as diferenças do Tipo 1 são necessariamente contabilizadas e, por isso, sempre há uma contraparte para elas. Assim, se os geradores hídricos se protegem evitando firmar contratos longos com toda a sua garantia física, os consumidores, tanto livres como cativos, terão dificuldade em contratar todo o consumo em contratos longos, ficando mais expostos aos preços de curto prazo.

As diferenças não gerenciáveis (Tipo 1) só são eliminadas quando, em um dado momento, um agente tem um contrato com saldo credor no MCP e outro contrato ou perfil com saldo devedor. Neste caso, o crédito pode compensar, ainda que parcialmente, o débito, reduzindo ou até eliminando o volume a ser liquidado.

b. Diferenças gerenciáveis (Tipo 2):

As diferenças do Tipo 2 decorrem de fatores que, em princípio, estão sob gestão dos agentes, como a estratégia contratação de energia dos geradores e o nível de contratação dos consumidores.

Os geradores podem deixar parte garantia física descontratada, seja como estratégia comercial de vincular parte das receitas ao PLD, seja por não terem encontrado consumidores dispostos a comprar toda a sua energia. Quando a garantia física descontratada corresponde a geração efetiva, o gerador se torna credor no MCP.

Os geradores hídricos têm motivação para deixar parte de sua garantia física descontratada – trata-se de uma estratégia de hedge. No entanto, quando o montante de garantia física descontratada é maior que o déficit de geração total, isso cria uma diferença no MCP e o gerador se torna credor no MCP mesmo em situação de seca. Em 2013 e 2014 alguns geradores hídricos que não aceitaram renovar suas concessões em fins de 2012 ficaram nesta situação, pois o montante de garantia física descontratado superou o déficit de geração hídrico.

Geradores térmicos também podem ficar descontratados caso não consigam obter contratos de longo prazo com características adequadas ao seu negócio. As termoeletricas construídas recentemente foram contratadas por disponibilidade e não apresentam esse tipo de problema. Mas as usinas mais antigas podem ter dificuldades para obter novos contratos uma vez expirados os originais. A principal razão decorre da exposição da maior parte dos geradores térmicos ao risco de variações nos preços de combustíveis. Este risco torna problemática a contratação de energia no longo prazo a preços fixos, que é a forma corrente de contratação no mercado livre. Por outro lado, a contratação de energia térmica em um leilão de energia existente para o mercado regulado tem como principal dificuldade o fato de não serem frequentes leilões desse tipo para contratação na modalidade por disponibilidade – a única capaz de eliminar o risco de variações nos preços de combustíveis para o gerador térmico. Sendo assim resta a esse tipo de gerador a contratação em horizontes curtos de tempo ou então permanecer descontratado, à espera de momentos onde poderá realizar vendas em situações de hidrologia desfavorável, quando o PLD tende a atingir patamares elevados. Em 2013 e 2014 vários geradores térmicos ficaram nesta situação, como foi o caso de duas térmicas descontratadas (Araucária e Cuiabá) que geraram de forma contínua, vendendo energia no MCP. A AES Uruguiana, igualmente descontratada, também gerou durante alguns meses, liquidando sua energia no MCP, assim como, residualmente, também a UTE Norte Fluminense (Castro e Brandão 2015).

O inconveniente de existirem geradores que por qualquer razão optaram por deixar descontratada parte de sua garantia física, e que têm geração excedente, está em criar compromissos para terceiros, aumentando o grau do risco financeiro para o sistema, sobretudo em um período de seca prolongada quando o PLD seguramente estará elevado. Essa geração não vinculada a contratos sempre gera créditos no MCP, aos quais corresponderão débitos para terceiros, que do ponto de vista estritamente financeiro são semelhantes às diferenças do Tipo 1 expostas anteriormente. Os consumidores podem ser a contraparte no MCP para os créditos em favor dos geradores descontratados, caso não tenham conseguido contratos com outros agentes. Caso os consumidores estejam

contratados, a contraparte da sobra de energia descontratada no MCP será direcionada aos geradores hídricos que comprometeram percentual elevado de sua garantia física em contratos.

Os consumidores livres também podem dar origem a diferenças gerenciáveis (Tipo 2) na medida em que alterem seu padrão de consumo, descasando-o de seus contratos de energia. Em 2014 vários consumidores eletro intensivos com contratos de energia de longo prazo optaram por reduzir a produção de suas fábricas para auferirem receitas expressivas no MCP em razão do PLD elevado (Castro e Brandão 2015). Em tese o mesmo também pode se aplicar às distribuidoras, caso elas estejam sobrecontratadas, embora isso não tenha acontecido em 2014.

Também ocorrem diferenças por conta de decisões de sazonalização da garantia física de usinas hidroelétricas com perfil diferente dos contratos com consumidores. Isso ocorre quando os geradores hídricos optam por distribuir ao longo do ano sua garantia física (a sazonalização, é feita ao final do ano anterior) de forma distinta à sua carteira de contratos, gerando com isso diferenças positivas em alguns meses e negativas em outros. Finalmente, podem ocorrer diferenças gerenciáveis no MCP devido a diferenças fortuitas entre montantes contratados e medidos, devido a paradas para manutenção de equipamentos de geração e variações não previsíveis no consumo. Nesse caso tratam-se de diferenças que estão sob gestão dos atores e que podem ser minimizadas, mas dificilmente eliminadas de todo.

2.0 - O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD) E SUAS IMPLICAÇÕES

Como demonstrado nas seções anteriores, a recente fragilização financeira do setor elétrico brasileiro veio conjunção de elevados volumes físicos de energia transacionados no MCP, com a alta prolongada do PLD. As causas estruturais ao modelo de comercialização que geram um elevado número de diferenças a serem transacionadas no MCP foram abordadas na seção anterior, de forma que, nesta seção será analisado o PLD, e suas limitações enquanto sinalizador econômico para os agentes, e seu caráter instabilizante em cenários de regime hidrológico desfavorável.

Duas características do PLD merecem destaque: a primeira são os determinantes do seu preço. Sua formação tem como base o custo marginal de operação, calculado por modelos computacionais a partir de parâmetros basicamente relacionados à hidrologia. Um PLD muito alto não quer dizer que há insuficiência estrutural de oferta como aconteceria em um sistema térmico, mas apenas que a hidrologia é muito ruim, assim como um PLD muito baixo não é sinal de excesso estrutural de oferta, mas somente uma hidrologia muito favorável. Desta forma, o PLD não fornece sinal econômico para investimentos e desinvestimentos para os agentes do mercado de energia e, por isso, não pode servir de base para a expansão do sistema.

A segunda característica é que o PLD se aplica aos desequilíbrios apurados entre a energia efetivamente suprida, por ordem do operador do sistema, e a demanda contratada pelos diferentes atores. Destaque-se que os principais compradores de energia são as empresas distribuidoras que, por determinação regulatória, precisam ter sua demanda esperada integralmente contratada a longo prazo. Assim, o PLD é determinado exogenamente às forças de mercado que, por sua vez, são, do ponto de vista econômico, atores passivos frente a essa situação.

O PLD é imprevisível no curto, no médio e no longo prazos, e por isso o sistema brasileiro não parece ter uma das principais características de um mercado competitivo, que é a capacidade de auto regulação através de ações dos agentes induzidas pelos preços de mercado, uma vez que o PLD reflete sobretudo a hidrologia, constituindo base inadequada para a tomada de decisões de investimento e de financiamento e dificultando que os agentes consigam reduzir a exposição ao risco. Os contratos despadronezados, a alta volatilidade do PLD, e sua imprevisibilidade, dificultam a criação de mecanismos de hedge financeiro para os agentes do sistema no Mercado de Curto Prazo.

3.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS: A NECESSIDADE DE REPENSAR O ATUAL MODELO

Este trabalho se propôs a analisar o desenho do atual modelo de comercialização de energia no Brasil, investigando por quais vias a crise hidrológica transformou-se em uma crise financeira no Mercado de Curto Prazo, evidenciando seu caráter estrutural. Foi apresentado que a razão mais elementar para esta característica estrutural do modelo é o descasamento entre o despacho do sistema elétrico e a contratação da geração, que leva o MCP a assumir uma função estrutural associada à otimização do modelo de geração hidrotérmica. Ademais, foi apontado o caráter instabilizante do PLD em períodos de regime hidrológico desfavorável, além da sua incapacidade de sinalização econômica correta para tomada de decisões de investimento e de gestão de risco financeiro para os agentes do sistema.

A dimensão do estresse financeiro da crise no setor elétrico em 2014, a quantidade de inovações regulatórias que se fez necessário introduzir e o volume de ações judiciais, muitas delas ainda correndo, deixam claro que o modelo de comercialização de energia no atacado não estava preparado para uma situação de seca prolongada como a experimentada nos anos recentes. As respostas à crise, como a repactuação do risco hidrológico, a redução do

teto do PLD, e a criação de bandeiras tarifárias, tais medidas tiveram o mérito de evitar a exacerbação do risco financeiro, mas não constituem, porém, uma revisão coesa do modelo comercial.

O risco na comercialização de energia pode ser reduzido mediante alterações no modelo de comercialização que minimizem estruturalmente o volume (em MWh) ou o preço das diferenças em situações de seca severa. Seguindo a lógica do modelo de comercialização brasileiro atual, em que o despacho é descasado dos contratos, a única maneira de eliminar diferenças sem introduzir alterações de maior porte no modelo de comercialização, é montando um portfólio de contratos diversificado, em que posições credoras de alguns contratos (ou perfis) compensem posições devedoras de outros.

A repactuação do risco hidrológico no mercado regulado já foi um passo nesta direção, pois reduziu a necessidade de hedge dos geradores hídricos, que podem contratar uma porção maior de suas garantias físicas em contratos longos sem incorrer no risco hidrológico associado ao déficit de geração. A menor necessidade de hedge da parte dos geradores hídricos, em princípio diminui a probabilidade dos consumidores ficarem expostos ao MCP ou dependentes de contratos de prazos curtos. Assim, a transferência do risco hidrológico das hidroelétricas para o consumidor regulado tende a diminuir o volume líquido de transações no MCP em situações de seca, pois as distribuidoras, caso estejam plenamente contratadas, terão créditos no MCP pela geração térmica acima da garantia física das termoeletricas contratadas por disponibilidade, além de serem credoras via energia de reserva. Estes créditos cancelarão ao menos parte dos débitos relativos ao risco hidrológico repactuado das hidroelétricas, além do déficit de geração das usinas contratadas sob o regime de cotas e de Itaipu (nos dois últimos casos o risco hidrológico cabe ao consumidor).

Uma eventual unificação da contratação regulada de todas as distribuidoras em um pool único seria um passo adicional nesta direção, eliminando discrepâncias – por vezes importantes – na composição dos portfólios de contratos entre as distribuidoras e levando a uma redução adicional do risco no mercado regulado. A criação de um pool de contratos de distribuidoras é uma interessante alternativa para aperfeiçoar o modelo de comercialização. No entanto não endereça o problema do risco financeiro como um todo, pois está focada apenas nos Consumidores Regulados.

Uma segunda alternativa para reduzir os montantes liquidados no MCP da CCEE consiste em redução do PLD. Na verdade já houve redução do teto do PLD em fins de 2014, que implicou em substancial diminuição dos valores transacionados no MCP em 2015, quando o CMO ficou, por longo período, acima do teto do PLD. A redução pura e simples do PLD ou de seu teto tem, porém, consequências indesejáveis. A principal delas é gerar aumento de encargos, o que implica em custos adicionais para consumidores que em alguns casos podem estar assumindo parte dos custos de diferenças provocadas por terceiros.

Também é possível estudar alternativas que separem o tratamento das diferenças não gerenciáveis do tratamento das diferenças gerenciáveis. As diferenças não gerenciáveis envolvem basicamente geradores. São as diferenças entre garantia física e geração e passariam a passariam a ser liquidadas pelo custo em um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) envolvendo todos os geradores. Já as diferenças gerenciáveis seriam resolvidas preferencialmente por mecanismos de mercado. Seria possível, por exemplo, introduzir um sinal econômico capaz de induzir a contratação de exatamente cem por cento da energia em todos os patamares de carga antes do despacho por todos os agentes. As diferenças entre montantes contratados e medidos teriam caráter residual devido à introdução de um viés de penalização no Preço de Liquidação de Diferenças, que induziria todos os agentes a negociarem via mercado expectativas de sobras ou déficits de energia.

Por outro lado, seriam bem vindas mudanças nas regras de comercialização de eletricidade no atacado capazes de introduzir sinais econômicos para que os agentes priorizem modalidades e estratégias de contratações de energia que minimizem o nível de risco do sistema, isto é, que reduzam as diferenças gerenciáveis (Tipo 2).

O descasamento entre despacho e contratos – uma das características centrais do modelo comercial brasileiro – não é em si um problema. Na verdade foi a forma encontrada para viabilizar um modelo de contratação de longo prazo capaz de dar previsibilidade de receitas aos geradores, preservando a gestão unificada dos recursos de geração em um modelo em que as usinas pertencem a um número grande de investidores. Isso, porém, não é em absoluto incompatível com a introdução de uma sinalização econômica clara para que os agentes gerenciem suas carteiras de contratos de energia de forma que não sejam criados volumes expressivos de diferenças gerenciáveis. Para endereçar este problema é conveniente introduzir nas regras de comercialização um sinal econômico claro capaz de induzir os agentes a negociarem ativamente contratos de energia de forma equiparar no curto prazo o nível de contratação à energia gerada ou consumida.

4.0. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2009) Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova. Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 11. GESEL-UFRJ. Setembro de 2009. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2010a) O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro. Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 17. GESEL-UFRJ. 2010a. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2010b) A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia. Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 16. GESEL-UFRJ. 2010b. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENAL, Rubens. (2014) A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro. Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 62. GESEL-UFRJ. Novembro de 2014. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/Posts/index/230>

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. (2015) Relatório Técnico – Modelo de Comercialização de Energia: Reflexões para Aperfeiçoamentos. Gesel-UFRJ, Março de 2015.

5.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Caroline Miaguti. Pesquisadora na área de Economia e Finanças no GESEL. Graduada em Relações Internacionais pela Universidade Federal de Uberlândia (2014), mestra em Economia Política Internacional pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Roberto Brandão. Coordenador da área de Regulação no GESEL. Formado em Filosofia pela PUC - Rio e Economia pela UFRJ, é mestre em Filosofia pela PUC e de Economia pela Unicamp-SP e MBA em Finanças pelo Ibmec. Tem realizado pesquisas na área de financiamento da expansão do setor elétrico, estratégias empresariais, Project Finance no Brasil e na Europa e avaliação de investimentos de geração e transmissão de energia elétrica. É consultor na área de finanças de empresas do setor elétrico como: Eletrobrás, Furnas, Chesf, Alusa, entre outras. Pesquisador Sênior em Finanças do Gesel.

Nivalde J. de Castro. Coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico - GESEL. Professor Doutor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ desde 1975. Leciona disciplinas na graduação e pós-graduação sobre o setor elétrico. O GESEL desenvolve pesquisas e estudos sobre inúmeros aspectos relacionados direta e indiretamente com o setor elétrico: análise do modelo de estruturação, matriz de energia elétrica, padrão de financiamento, processo de concentração, regulação, modelagem dos leilões de energia e de linhas de transmissão, equilíbrio econômico - financeiro das empresas do setor, linha de estudos sobre governança corporativa pública. Autor de inúmeros artigos sobre o setor, publicados em revistas e portais especializados, periódicos mais acadêmicos e no IFE, publicação do próprio GESEL. Desde 1998 publica o livro anuário Séries das empresas do setor elétrico. Em 2008 publicou em co-autoria livro sobre Bioeletricidade. Mantém intercâmbio acadêmico com Universidade do Porto, Corunha, e ISEG- Portugal. É orientador de monografias relacionadas com o setor e é orientador de professores e pesquisadores em Pós Doutorado.

Kesia Braga, formada em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, atualmente cursa o programa de pós-graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia – PPGE/UFRJ – com foco na área de Macroeconomia. No Gesel, atua na área de Economia e Finanças como pesquisadora associada.

Érnani T. Torres Filho. Coordenador da área Economia e Finanças do GESEL. de Professor Associado do Instituto de Economia da UFRJ e consultor. Seus principais interesses são Sistema Financeiro e Teoria Monetária. Trabalhou para instituições públicas (CGEE, CVM, IPEA, Embaixada Britânica no Brasil, Universidade de Manchester) e privadas (CNI, ANBIMA, IEDI, ONIP). É graduado em Economia e tem Mestrado e Doutorado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Foi superintendente do BNDES.

Vanessa Reich de Oliveira. Possui graduação em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996), MBA em Finanças pelo IBMEC (1999-2000) e Mestrado em Ciências (MSc) em Energy Systems and Environment - University of Strathclyde (2002). Tem experiência no segmento de energia, com atuação em geração convencional e renovável, distribuição, aspectos regulatórios e técnico-econômicos para implementação de novas tecnologias, com tese desenvolvida na aplicação de energia eólica para o mercado brasileiro.