



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

BR/GCR/11  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - VI**

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

**IMPACTO NAS DISTRIBUIDORAS DA ALOCAÇÃO DOS RISCOS HIDROLÓGICOS NA CONTRATAÇÃO DAS COTAS DE GARANTIA FÍSICA**

**Juliana lima (\*) Luiz Augusto Barroso Bernardo Bezerra Rodrigo Cavalcanti Priscila Lino**

**PSR**

**RESUMO**

Antes da Lei nº 12.783/13, praticamente todas as hidrelétricas eram contratadas na modalidade por quantidade, onde o risco hidrológico é do gerador. No entanto, os contratos de cotas das hidrelétricas que aceitaram a antecipação da renovação das concessões passaram a ser por disponibilidade, onde os riscos hidrológicos são assumidos pelas distribuidoras, com direito de repasse ao consumidor final. O objetivo deste trabalho é avaliar quantitativamente o impacto da contratação destas cotas na variabilidade dos custos totais da distribuidora e se a complementariedade hidrotérmica no seu portfólio de contratos contribui para reduzi-la.

**PALAVRAS-CHAVE**

Contratos de cotas de garantia física, Contratos por disponibilidade, Risco hidrológico, Renovação das concessões

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A geração hidrelétrica é predominante no Brasil, correspondendo a 75% da capacidade instalada total de 120 mil MW e, em média, a 90% da energia produzida. Estas usinas, juntamente com as termelétricas e as eólicas, são operadas de maneira centralizada e integrada pelo ONS, que determina semanalmente o despacho hidrotérmico de maneira a minimizar o custo operativo do sistema [1].

Devido a esta predominância hidroelétrica, o perfil de preços de curto prazo no sistema brasileiro é diferente da maioria dos países, possuindo uma elevada volatilidade no médio prazo. Esta volatilidade de preço é a razão para a obrigação dos consumidores no Brasil estarem 100% contratados: contratos são instrumentos financeiros que estabilizam a renda do gerador, facilitando a expansão do sistema e, pelo fato dos contratos exigirem respaldo de garantia física, há uma contribuição direta para a segurança de suprimento [2]. No entanto, apesar dos contratos de suprimento protegerem os geradores contra os riscos de preço, eles introduzem um risco de quantidade: não produzir energia suficiente para atender o montante contratado implica em uma liquidação financeira na CCEE da diferença entre o montante fisicamente produzido e o contratado ao preço de curto prazo (ou PLD). No caso de hidroelétricas, há uma correlação negativa entre quantidade hidroelétrica produzida e PLD e a liquidação financeira da CCEE introduz um risco comercial, conhecido também como risco hidrológico.

De forma a reduzir o risco hidrológico, foi criado um “Mecanismo de Realocação de Energia” (MRE) entre as hidroelétricas. O MRE “realoca” a produção física total das usinas entre os participantes na proporção das suas garantias físicas. O total de energia fisicamente produzido continua a ser o mesmo, mas as energias individuais mudam. Dado que uma percentagem da produção hidroelétrica total do sistema é muito menos volátil do que a produção individual, o MRE é capaz de diversificar parte do risco hidrológico. Entretanto, este mecanismo não protege as hidroelétricas contra os riscos sistêmicos (por exemplo, uma seca em todo o sistema afeta todos os membros do MRE). Para proteção contra estes riscos, é necessário que os geradores hidrelétricos desenvolvam estratégias de contratação visando gerenciar o risco hidrológico, como discutido em [3].

**1.1 A renovação das concessões de geração e as cotas de garantia física**

(\*) Praia de Botafogo, nº 228 - 1701A, Botafogo, CEP: 22250-040, Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
Tel: (+55 21) 3906-2100 Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: juliana@psr-inc.com

Entre 2015 e 2017 vencem as concessões de ativos de geração<sup>1</sup> que totalizam 14.000 MW médios de garantia física. A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, ofereceu duas alternativas para os concessionários:

1. Reversão da concessão no seu vencimento (2015 a 2017) - neste caso, o concessionário recebe uma indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo, através da metodologia do Valor Novo de Reposição, e a concessão será relicitada como um contrato por tarifa regulada.
2. Renovação a partir de 2013, independentemente da data do vencimento da concessão – neste caso, o concessionário receberá uma indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo (calculada com a mesma metodologia utilizada na alternativa 1 e assinará um contrato com tarifa regulada, também semelhante ao da alternativa 1. Em outras palavras, a condição para garantir a renovação ao invés de participar da licitação é abrir mão da renda dos contratos atuais de 2013 até o vencimento da concessão.

Isto significa que tanto os (novos) concessionários da Alternativa 1, quanto os concessionários que optaram pela Alternativa 2, passarão a ser remunerados apenas pelo serviço prestado de operação e manutenção dos ativos, através de uma tarifa regulada. Adicionalmente, a MP nº 579 estabelece também que toda a energia destes empreendimentos será disponibilizada exclusivamente para o mercado regulado (ACR), através de contratos de cotas de garantia física de energia e potência. Como os concessionários passarão a receber apenas uma tarifa para remunerar os custos de operação e manutenção, não será mais possível implementar estratégias comerciais para a proteção contra o risco hidrológico. Para resolver este imbróglio, a MP 579 estabeleceu que este risco será assumido pelas concessionárias de distribuição, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.

## 1.2 As cotas de garantia física e a contratação de hidroelétricas por disponibilidade

As cotas de garantia física serão contratadas na modalidade *por disponibilidade*, onde o gerador recebe uma receita anual de geração fixa e todos os custos variáveis – neste caso as despesas e receitas no mercado de curto prazo – são repassados ao consumidor. A criação do contrato de cotas introduz variabilidade nas tarifas, com custos e/ou benefícios econômicos para o consumidor: se a situação hidrológica for favorável, haverá vendas de energia no mercado de curto prazo, com o resultado sendo repassado às tarifas. Se, por outro lado, a situação hidrológica for desfavorável, então haverá compras de energia neste mercado, cujos custos serão transferidos para as tarifas.

De forma a mitigar o impacto do risco hidrológico no consumidor, o decreto 7145/13 estabelece que, embora 100% da energia alocada pelo MRE às cotas pertençam ao contrato, apenas 95% da garantia física correspondente às cotas serão consideradas para efeitos de lastro contratual da distribuidora. Em outras palavras, foi implementado no decreto uma estratégia comercial de deixar 5% da energia “descontratada” como *hedge* para redução a exposição do consumidor a este risco. Observa-se também que a contratação já existente de termoeletricas por disponibilidade pelas distribuidoras permite, com as cotas, a formação de um portfólio hidrotérmico de contratos por disponibilidade cujo efeito sinérgico pode ser o de reduzir o risco hidrológico ao consumidor.

## 1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar quantitativamente o impacto no consumidor desta variabilidade oriunda da modalidade de contratação das cotas de garantia física, verificando seus impactos na modicidade tarifária e no fluxo de caixa das distribuidoras e analisando se o efeito portfólio total hidrotérmico contratado por disponibilidade contribui para reduzir a variabilidade individual das cotas de garantia física de hidroelétricas.

## 2.0 - CONTRATOS DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

Como de conhecimento geral, com o objetivo de promover o mecanismo de compra mais eficiente para o consumidor cativo, as distribuidoras somente podem utilizar leilões públicos como mecanismo de contratação. Estes leilões são organizados pelo governo, que decide qual o desenho do leilão, o tipo de contrato, entre outros aspectos. Estes leilões são realizados “em conjunto”, isto é, buscam contratar a soma das necessidades individuais declaradas por cada distribuidora.

Os leilões de energia do ACR se subdividem em leilões de energia nova (LEN) e de energia existente (LEE). O objetivo dos LEN é atender o crescimento previsto do consumo acima da capacidade existente de geração através da construção de novas usinas. Nestes leilões, como forma de viabilizar o “project finance”, são oferecidos, aos geradores candidatos, contratos de duração mais longa, entre quinze e trinta anos de duração. A cada ano, dois principais tipos de LEN<sup>2</sup> são realizados:

- Leilão Principal (A-5) – este leilão oferece contratos bilaterais para nova capacidade com entrada em operação em 5 anos após o leilão, tempo necessário para construção da nova planta.

<sup>1</sup> Há também concessões de distribuição e transmissão vincendas, que não são o foco deste trabalho.

<sup>2</sup> Existem ainda o Leilão de Fonte Alternativa (LFA) e o Leilão Estruturante. A principal característica destes leilões é a restrição da fonte de energia ou do projeto que pode participar. Para mais detalhes ver [4].

- Leilão Complementar (A-3) – este leilão também oferece contratos bilaterais para nova capacidade, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. A ideia é criar um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda.

Já os LEE têm como objetivo renovar periodicamente uma parcela dos contratos que estejam vencendo, por meio de leilões anuais de contratos com duração a partir de 1 ano. A entrega da energia é realizada no ano seguinte ao leilão e por esta razão, este leilão é chamado de A-1. Os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de energia existente contratada pode ser reduzida pela distribuidora em até 4% ao ano em função de flutuações na demanda, causadas pelas variações no crescimento econômico, e reduzidos em qualquer montante em razão da saída de consumidores livres.

Um dos aspectos mais importantes na definição do tipo de contratação de energia diz respeito à alocação dos riscos comerciais entre consumidores e geradores. O modelo do setor contempla duas possíveis modalidades de contratação.

- A primeira é chamada de contrato por quantidade de energia, que é um contrato de energia tipo “take or pay” padrão, onde o comprador paga um valor em R\$/MWh fixo pela energia contratada. Neste tipo de contrato todos os custos variáveis de geração e os ganhos ou perdas financeiras (riscos hidrológicos) referentes à operação energética integrada ficam alocados aos agentes geradores.
- A segunda é chamada de contrato por disponibilidade de energia, que é um contrato onde o consumidor “aluga” a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (R\$/kW.mês) e reembolsa a usina pelos seus custos operacionais variáveis (R\$/MWh)<sup>3</sup>.

Em linhas gerais, para uma mesma fonte, o contrato por disponibilidade possui um custo esperado para o consumidor menor do que o contrato por quantidade. Isto ocorre porque nos contratos por disponibilidade não há a necessidade de adicionar um prêmio de risco no preço da energia para proteger o gerador dos riscos hidrológicos. Por outro lado, o contrato por disponibilidade acrescenta maior variabilidade às tarifas do consumidor. Isto significa que a decisão entre um contrato e outro depende do portfólio de contratos do consumidor, uma vez que a variabilidade dos contratos por disponibilidade pode ser atenuada pelo seu portfólio de contratos por quantidade.

O MME tem o direito de decidir qual tipo de contrato será oferecido em cada leilão. De maneira geral, o MME tem aplicado o contrato de quantidade para os leilões de energia existente e disponibilidade para os leilões de energia nova, o MME tem aplicado o contrato por quantidade para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termelétricas.

### 3.0 - A LEI Nº 12.783 (CONVERSÃO DA MP 579) E AS COTAS DE GARANTIA FÍSICA

A partir de janeiro de 2013, a lei nº 12.783 determinou que a energia das usinas cujas concessões foram prorrogadas passasse a ser comercializada para os consumidores cativos na forma de cotas de garantia física de energia e potência. Assim, as distribuidoras detentoras dessas cotas passaram a receber frações da energia produzida por usinas participantes do MRE, e em troca passaram a pagar aos proprietários dessas usinas valores correspondentes aos custos de operação, manutenção, tributos e encargos das próprias usinas.

Inicialmente, observa-se que a Lei nº 12.783 estabeleceu que as cotas de garantia física não podem ser descontratadas pelas distribuidoras, retirando destas a flexibilidade anteriormente adquirida com os contratos de energia existente e, conseqüentemente, aumentando a sua exposição aos riscos de sobrecontratação devido à incerteza da demanda. Para reduzir este risco, o Decreto nº 7.945/2013 ampliou o limite de contratação das distribuidoras com direito a repasse de 103% para 105%.

No entanto, o impacto mais significativo da criação dos contratos de cotas nas distribuidoras está na alocação do risco hidrológico: como as usinas agora só recebem os custos de operação e manutenção, elas não podem mais arcar com este risco, tal como faziam antes. Assim, quando a energia alocada pelo MRE a estas usinas é baixa, a energia correspondente às cotas decresce, e as distribuidoras são obrigadas a comprar (com direito a repasse às tarifas no futuro) energia complementar no mercado de curto prazo, em geral a preços elevados devido à situação hidrológica adversa. Se a situação hidrológica for favorável, haverá vendas de energia no mercado de curto prazo, com o resultado sendo repassado às tarifas na forma de abatimento. Como consequência, as tarifas tenderão a ficar mais voláteis. O decreto procura amenizar esta volatilidade estabelecendo que apenas 95% da garantia física correspondente às cotas será considerada para efeitos de lastro da distribuidora. Porém, como as distribuidoras serão responsáveis por todas as perdas associadas às usinas contratadas, e essas perdas costumam variar entre 2,0% e 2,5% da energia produzida, a margem de 5% que aparentemente seria utilizada para mitigar o risco hidrológico e amenizar a conseqüente volatilidade das tarifas na verdade é, efetivamente, algo entre 2,5% e 3%.

<sup>3</sup> O funcionamento deste tipo de contrato sofreu diversas modificações ao longo dos anos e desde 2011 se assemelha mais a uma “opção de compra” pelo consumidor e não a um “aluguel”, mas para efeitos deste trabalho trataremos estas duas modalidades de forma similar.

Estes fatores obviamente suscitam questionamentos sobre o impacto desta variabilidade nas distribuidoras e nas tarifas do consumidor final. A dimensão desses efeitos varia de distribuidora para distribuidora e de ano para ano. Além disso, eles serão combinados com outros fatores que também provocam instabilidade nas tarifas, que também são diferentes para as diversas distribuidoras. Um exemplo é a energia já contratada por disponibilidade de usinas térmicas e eólicas. Neste caso, as variações nas tarifas deverão ser em geral em sentido contrário às variações provocadas pelas cotas – em um efeito “sinérgico” e, portanto, as cotas poderão reduzir a instabilidade hoje existente nas tarifas. Já para as cotas de Itaipu, cujo resultado das compras e vendas de energia do agente comercializador de Itaipu no mercado de curto prazo da CCEE é incorporado às tarifas, as variações em suas tarifas no mesmo sentido que as novas cotas, que neste caso tenderão a acentuar esta instabilidade.

#### 4.0 - METODOLOGIA DE ANÁLISE DO IMPACTO DO RISCO HIDROLÓGICO DAS COTAS

A análise dos impactos dos contratos de cotas nas distribuidoras é bastante complexa e é composta pelas seguintes tarefas, ilustradas no quadro abaixo:

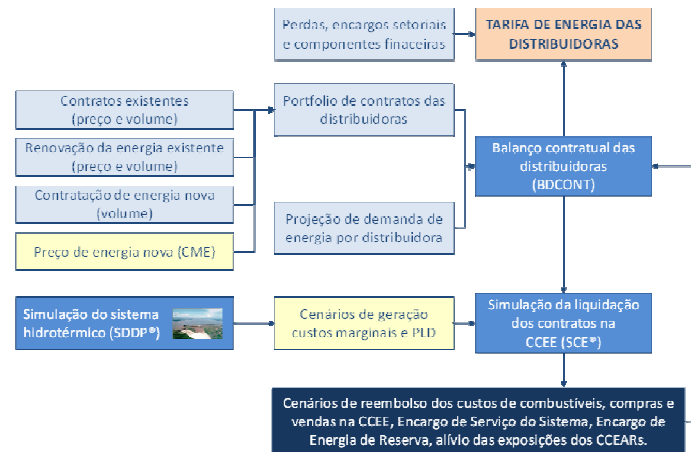


FIGURA 1 – Metodologia de análise

A determinação dos resultados utilizados neste estudo envolve a simulação do sistema hidrotérmico, a projeção da demanda de energia das distribuidoras e a construção do seu balanço contratual. Por fim, é necessário simular a contabilização e liquidação dos contratos na CCEE de forma a quantificar: i) os custos econômicos com os contratos por disponibilidade e cotas, ii) as exposições positivas/negativas na CCEE devido a situações de sobre/subcontratação, iii) o custo com o Encargo de Serviço do Sistema, iv) o custo com o Encargo de Energia de Reserva e por fim v) o alívio das exposições financeiras dos CCEAR. Estes temas são discutidos a seguir.

##### 4.1 Simulação do sistema hidrotérmico

Na simulação do despacho hidrotérmico do sistema foi utilizado o modelo SDDP®, desenvolvido pela PSR. Assim como o NEWAVE, o SDDP é um modelo estocástico de otimização/simulação operativa de sistemas hidrotérmicos. Os resultados principais do modelo, utilizados neste trabalho, são: geração de cada usina simulada; custos operativos térmicos; déficit e PLD por estágio, patamar e cenário hidrológico, por submercado, entre outros.

Foi utilizada a configuração oferta e demanda do PMO do ONS de Fevereiro de 2013 com atrasos no cronograma de alguns projetos a partir de 2014. Considerou-se uma redução de 15% na produção de energia das eólicas contratadas nos leilões de reserva, fontes alternativas e energia nova. Foi considerada a curva bianual aprovada pela ANEEL/ONS para 2013-2014 e o procedimento operativo de curto prazo ou POCP [1].

##### 4.2 Balanço Contratual – Demanda x Contratos

No processo de definição do balanço contratual das distribuidoras, realiza-se inicialmente uma projeção de demanda de energia para cada distribuidora do SIN. Em seguida, a partir de documentos de reajuste/revisão tarifária publicados pela ANEEL, foi realizado um levantamento do portfólio de contratos existentes de cada distribuidora (volume, preço e prazo de encerramento), incluindo os contratos de cotas de energia proveniente da renovação de concessões vincendas, de acordo com a MP no 579/2012 e com o Decreto no 7805/2012.

Estes contratos, em conjunto com a projeção de demanda, permitem a construção do balanço contratual de cada distribuidora. Torna-se possível, então avaliar (i) eventuais exposições de curto prazo; (ii) os montantes de energia existente que devem ser recontratados; (iii) as necessidades de contratação de energia nova, para atender os incrementos de demanda projetados e (iv) os montantes de energia existente que devem ser descontratados a cada ano, em função da previsão de retração da demanda ou de crescimento de mercado abaixo do esperado.

Neste estudo foram considerados dois balanços contratuais relativos às duas situações em análise: (i) situação com alocação da energia das concessões prorrogadas no âmbito da Lei 12.783 por meio de cotas e (ii) situação anterior a esta lei, onde o montante de reposição (MR) é contratado através de leilões de energia existente A-1. Para o primeiro caso, como o montante de cotas não é suficiente para atender a demanda de algumas distribuidoras, considerou-se a contratação adicional de energia existente de maneira a eliminar uma situação de subcontratação. Em outras palavras, os dois balanços possuem o *mesmo montante total de contratos*, diferenciando-se *apenas* na parcela referente às cotas. O objetivo deste procedimento é tornar os casos diretamente comparáveis em termos energéticos, expurgando o efeito de eventuais exposições involuntárias das distribuidoras e concentrando a diferença apenas na troca de contratos por quantidade de hidroelétricas por contratos de cotas (por disponibilidade).

A Figura 2 mostra o balanço contratual (para os casos com e sem cotas) resultante para o conjunto de todas as distribuidoras, após recontração dos contratos de energia existente e contratação da energia nova. A sobrecontratação resultante em 2014 foi de 3,0% e em 2015 de 3,7% para ambos os casos<sup>4</sup>.

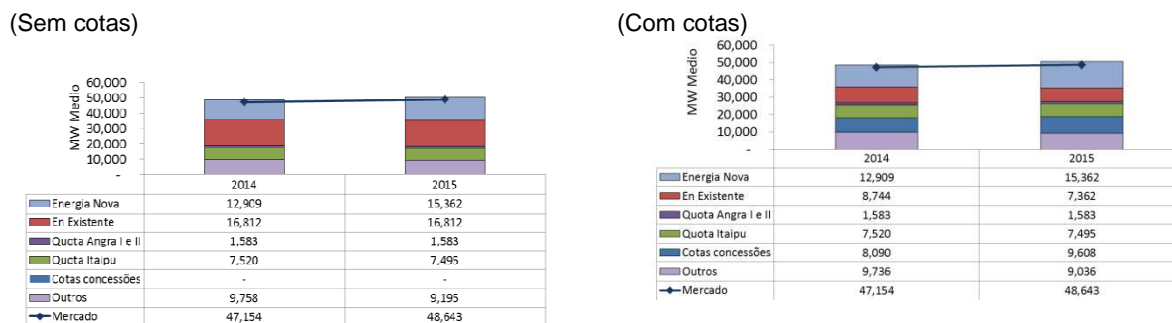


FIGURA 2 – Balanço Contratual do conjunto de distribuidoras do Brasil

#### 4.3 Simulação da Contabilização e Liquidação na CCEE

Após a simulação da operação do sistema e da definição da base contratual de todo o SIN, é realizada a simulação da contabilização e liquidação na CCEE, para que os custos das distribuidoras sejam quantificados. Nesta etapa, utilizou-se o Simulador da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, SCE®, desenvolvido pela PSR. O SCE tem como propósito a simulação das regras algébricas complexas da CCEE para cada cenário de despacho simulado com o Newave ou com o SDDP®, o que o torna uma ferramenta útil para a análise deste trabalho.

Os resultados principais do modelo utilizados neste trabalho são: (i) os custos de reembolso de combustível dos contratos por disponibilidade, (ii) as exposições positivas/negativas na CCEE devido a situações de sobre/subcontratação, (iii) o custo com o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), (iv) o custo com o Encargo de Energia de Reserva (EER) e (v) o alívio das exposições financeiras dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Como já dito anteriormente, os contratos de cotas de garantia física transferiram os custos associados ao risco hidrológico das usinas cotizadas para todas as distribuidoras. Portanto, os seguintes resultados são também analisados: (vi) custos/receitas com a aquisição/venda da diferença entre os créditos de energia da usina cotizada; (vii) geração cedida/adquirida no MRE pelas usinas cotizadas valorada pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO); (viii) excedente financeiro; (ix) a compensação paga pelo uso dos recursos hídricos (CFURH). Neste estudo a sazonalidade das garantias físicas das usinas hidrelétricas foi considerada flat.

#### 5.0 - RESULTADOS

O procedimento descrito na seção anterior foi aplicado e a análise dos impactos das cotas foi realizada para uma amostra de 46 distribuidoras do SIN representadas individualmente e uma distribuidora adicional – que agrega o portfólio das distribuidoras menores – totalizando, portanto, 47 distribuidoras e representando, no total, 75% do mercado de distribuição do SIN. Os resultados são apresentados de forma agregada (para uma distribuidora “Brasil”, que é a soma de todas as distribuidoras representadas individualmente). Por facilidade de apresentação, os resultados serão analisados para os anos de 2014 e 2015.

##### 5.1 Análise do risco hidrológico ao MRE da geração das usinas cotizadas

Observa-se na Figura 3 que, em média, a razão créditos de energia/GF (conhecida também como GSF) possui valores superiores a um. Este fato sugere que, em média, usinas que tenham contratado 100% de sua garantia física não precisarão comprar energia ao PLD para cobrir seus contratos. Pode-se verificar, no entanto, que em

<sup>4</sup> No balanço contratual das distribuidoras, foi considerada uma redução de contratos total de 3,8 MW médios em 2013 e 5,2 MW médios em 2014, devido à frustração de usinas termelétricas contratadas em leilões passados.

todos os meses, exceto fevereiro e março de 2015, existem cenários com razão inferior a um, o que, eventualmente, poderá levar estas usinas a uma exposição contratual.

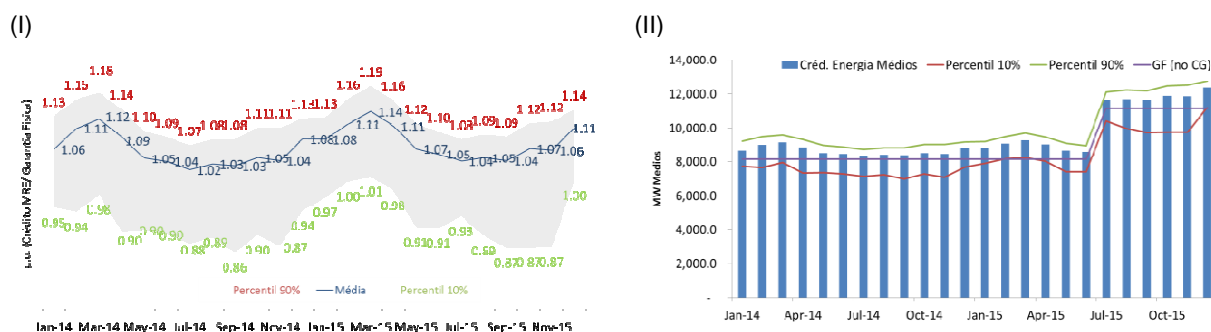


FIGURA 3 – (I) GSF; e (II) Crédito de Energia totais médios das Cotas, percentis 10% e 90% e Garantia Física

Os resultados líquidos de compra e venda no mercado de curto prazo (CEC), no que se refere exclusivamente aos contratos de cotas, são apresentados na Figura 4. Embora a média dos créditos de energia, na Figura 3, tenha ficado sempre acima da garantia física, observa-se que, em vários meses, o valor médio esperado do CEC, da figura 4, foi negativo, devido aos cenários em que os créditos de energia abaixo do montante contratado foram valorados a um PLD mais elevado, resultado da correlação negativa entre a energia alocada pelo MRE e o PLD. Nota-se uma variabilidade muito grande nos custos mensais. Por exemplo, o mês de novembro de 2014 possui custo médio de 76 MM R\$, porém as distribuidoras podem ter um custo muito superior, de 437 MM R\$, caso o cenário realizado seja o correspondente ao P90 da distribuição.

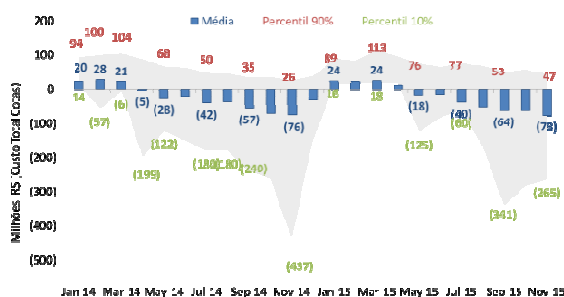


FIGURA 4 – CEC Total médio e percentis 10% e 90% dos contratos de cotas de garantia física

## 5.2 Análise dos custos totais das distribuidoras: situação anterior e posterior a lei 12.783

A Figura 5 mostra que houve um aumento dos custos médios totais da ordem de 0,6 bilhão de Reais no ano de 2014 no caso com cotas, relativamente ao caso sem cotas. Há também um aumento nos custos nos cenários severos (percentil 90%) de 10,8 bilhões para 13,9 bilhões de Reais. Observa-se também que o ano de 2015 apresenta um incremento nos custos do caso com cotas. Verifica-se novamente uma maior variabilidade neste ano.

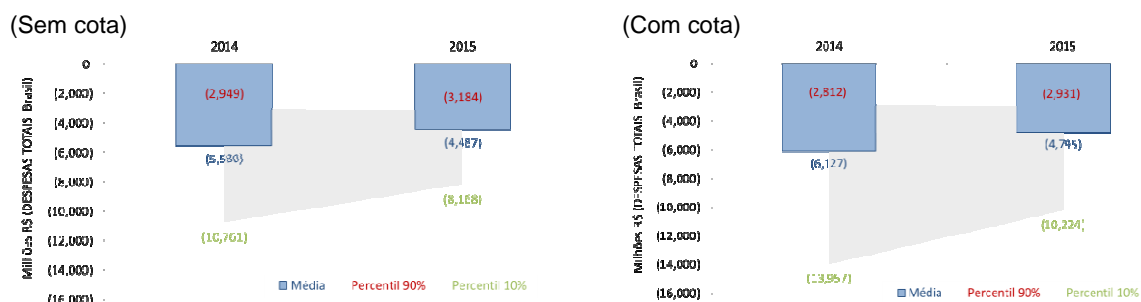
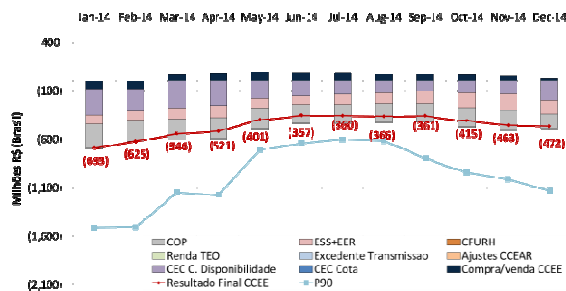


FIGURA 5 – Custos médios com cotas, ESS, EER e COP das distribuidoras e percentis 10% e 90%

Na Figura 6, verifica-se, em base mensal, o “breakdown” do valor esperado dos custos variáveis totais das distribuidoras para os dois casos simulados. No caso simulado com cotas, além do CEC, outros custos variáveis associados aos contratos de cotas são também transferidos às distribuidoras cotistas. Estes custos são a renda da tarifa de otimização (TEO), o excedente de transmissão e a CFURH. Nos gráficos, o resultado Compra/Venda na CCEE corresponde à exposição involuntária das distribuidoras, liquidada a PLD. Os gráficos mostram também o percentil 90% da distribuição total (valor com 90% de chances de ser superado).

(Sem Cotas)



(Com Cotas)

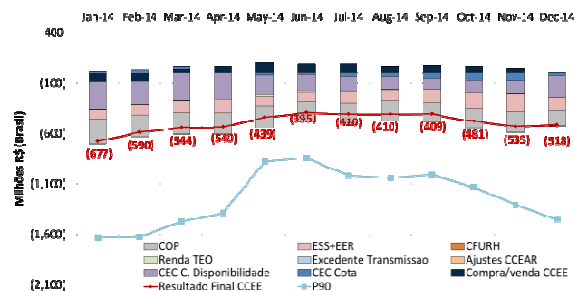


FIGURA 6 – Breakdown dos custos mensais médios das distribuidoras para média e percentis 10% e 90% (casos com e sem cotas)

Pode-se observar que o aumento dos custos do caso com cotas refere-se ao CEC destes contratos, que causa uma maior variabilidade dos custos totais mensais e, portanto, maior impacto econômico nas distribuidoras. Este impacto econômico pode ser mais severo nos piores cenários hidrológicos, como mostra o P90. Por outro lado, nota-se que o impacto das cotas não foi tão significativo para a “distribuidora Brasil” (mas pode ser para uma distribuidora individual). A razão é a complementariedade hidro-térmica no portfólio de contratos das distribuidoras, como analisado abaixo.

### 5.3 Avaliação da complementariedade hidrotérmica no portfólio total de contratos por disponibilidade

Foi visto, na seção 5.1, que os contratos de cotas de garantia física possuem custos de energia variáveis. No entanto, é conhecido no setor a complementariedade na produção entre usinas hidros e térmicas. As térmicas são contratadas por disponibilidade pelas distribuidoras no LEN e, com as cotas, as distribuidoras passaram a ter um portfólio hidrotérmico de contratos por disponibilidade. A Figura 7 compara a curva de permanência dos CEC referentes às cotas com o CEC dos contratos por disponibilidade, para cada cenário hidrológico simulado.

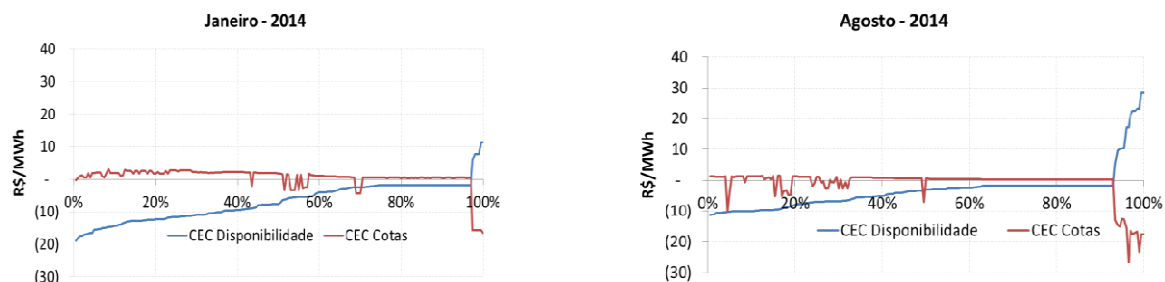


FIGURA 7 – Complementariedade hidrotérmica em R\$/MWh da demanda

Observa-se que nos cenários de hidrologia desfavorável, ou seja, PLD alto, os custos das cotas são compensados com a receita da venda da energia excedente da geração termelétrica (diferença entre energia produzida e garantia física das térmicas). Em outras palavras, o portfólio hidro-térmico de contratos por disponibilidade efetivamente contribui para a redução do risco hidrológico das distribuidoras. Para este exemplo, este comportamento foi observado em todos os meses simulados. Note que estamos trabalhando com uma “distribuidora Brasil”, onde esta complementariedade hidro-térmica é observada com maior facilidade. No entanto, este efeito pode não ser observado em todas as distribuidoras, pois depende da característica hidro-térmica de seus portfólios de contratos.

### 5.4 Análise do benefício das cotas para o consumidor final

As usinas hidrelétricas atingidas pela Lei nº 12.783 comercializavam anteriormente sua energia em contratos por quantidade a cerca de 90 R\$/MWh. Como a tarifa regulada das cotas (ou “RAG”) ficou em torno de 30 R\$/MWh, o benefício para o consumidor com esta lei, em termos de pagamento fixo, foi de 90 R\$/MWh - 30 R\$/MWh = 60 R\$/MWh. Uma questão interessante é se a variabilidade dos custos de energia trazida pelas cotas reduziria este benefício econômico de 60 R\$/MWh.

A Figura 8 apresenta a distribuição de probabilidade dos custos variáveis referentes às cotas (CEC + excedente de transmissão + TEO). Estes valores foram divididos pela garantia física das usinas com energia cotizada. Observa-se que, devido aos custos variáveis das cotas, existe probabilidade de 24% do benefício com a redução do pagamento fixo da energia ser menor do que os 60 R\$/MWh. Existe ainda uma probabilidade de 6% dos custos variáveis anularem este benefício.



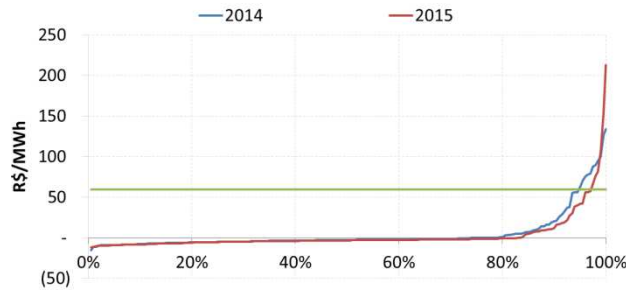


FIGURA 8 – Distribuição de Probabilidade: Razão custo variável total referente às cotas

## 6.0 - CONCLUSÃO

Antes da Lei nº 12.783/13, praticamente todas as hidrelétricas eram contratadas por quantidade, onde o risco hidrológico era assumido pelo gerador. No entanto, os contratos de cotas das hidrelétricas que aceitaram as condições impostas pelo Governo para a renovação das suas concessões passaram a ser por disponibilidade, onde os riscos hidrológicos são assumidos pelas distribuidoras, com direito de repasse ao consumidor final. Como mostrado neste trabalho, a alocação do risco hidrológico para os consumidores aumentou os custos médios referentes às parcelas variáveis da tarifa e observou-se também um incremento da variabilidade destes custos, quando comparado com a situação sem cotas. Este aumento na variabilidade dos custos teria sido maior se não houvesse uma sinergia hidro-térmica no portfólio de contratos da “distribuidora Brasil” simulada neste estudo.

O aumento na variabilidade nos custos mensais das distribuidoras introduz um risco financeiro e de “caixa” nestas empresas pois o direito de repasse às tarifas do consumidor final ocorre uma vez ao ano, na data do seu reajuste tarifário. Esta foi uma das razões da MP nº 605/2013 permitir que os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) fossem utilizados para o pagamento dos custos variáveis, aliviando assim o fluxo de caixa das distribuidoras. A análise apresentada neste trabalho reforça ainda mais a necessidade de uma metodologia eficaz a ser adotada pela ANEEL para prever os gastos anuais de cada distribuidora com seus contratos por disponibilidade e cotas, de forma a encontrar o *melhor equilíbrio* entre a pressão financeira sobre as distribuidoras, caso os gastos reais sejam maiores do que os previstos na tarifa, e a modicidade tarifária para os consumidores, em caso contrário, como enfatizado em [5].

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) L.C.Costa Junior, F.Thomé, B. Bezerra, M.Britto, L.A.Barroso, M.V.Pereira, “Nível meta: avaliação da metodologia e dos impactos econômicos para o consumidor”, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009
- (2) M.V. Pereira, L.A. Barroso, J. Rosenblatt “Supply adequacy in the Brazilian power market” Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Denver, 2004
- (3) L.A. Barroso, S.Granville, J.Trinkenreich., M.V.Pereira, P.Lino “Avaliação de Estratégias de Redução de Risco Hidrológico para Empresas Com Portfólios Predominantemente Hidroelétricos”, XVI SNPTEE, Uberlândia, 2003
- (4) L.A. Barroso, J. Rosenblatt, B. Bezerra, B.C. Flach, M.V. Pereira, P.R. Lino, “Seis anos de leilões de energia nova no Brasil: lições aprendidas e sugestões de aprimoramento”, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- (5) M.V.C. Lobato, F.F.G. Santos, “Análise de riscos ao caixa das empresas distribuidoras em função dos contratos por disponibilidade no ACR”, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Juliana Pontes possui DSc em otimização e é analista na PSR.

Luiz A. Barroso possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.

Bernardo V. Bezerra é mestre em Engenharia Elétrica e gerente de projetos na PSR.

Rodrigo Gelli é mestre em Engenharia Elétrica e analista na PSR.

Priscila Lino é mestre em otimização e é diretora técnica na PSR.