

Contribuição da APINE – Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica -
Consulta Pública nº 036/2017

Introdução

Em 17.08.2017, foi publicada a Portaria MME nº 322, de 15 de agosto de 2017 (“Portaria MME nº 322/2017”), por meio da qual o Ministério de Minas e Energia (“MME”) divulga, para consulta pública, o relatório técnico referente à avaliação dos limites de revisão de garantia física de energia de usinas hidrelétricas (“Relatório Técnico”), tendo como proposta analisar a *“viabilidade jurídica e a conveniência técnico-econômica de violação dos limites de redução das garantias físicas de energia, previstos no Decreto nº 2.655/1998, para a usina hidrelétrica Itaipu e para as usinas concedidas no regime de cotas de garantia física por ocasião da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013”* (“Consulta Pública nº 36/2017”).

Em 20.04.2017, foi encaminhada pela APINE, Carta PRE 075/2017 endereçada ao Exmo. Senhor Ministro de Minas e Energia, Dr. Fernando Coelho Filho, na forma de sugestões exclusivamente técnicas para o processo de revisão ordinária de garantia física ocorrido no primeiro semestre deste ano. Tal processo passou a adotar os novos parâmetros de aversão ao risco de déficit que, dentre outros fatores, contribuíram para uma redução média de -3,2% de garantia física das usinas hidroelétricas em relação aos seus valores originais.

A APINE entende o objetivo do processo de revisão ordinária como sendo o de adequar a garantia física à realidade física do sistema, sendo esse procedimento importante e saudável para compatibilizar planejamento e operação. Neste sentido a APINE encaminhou contribuições à Consulta Pública nº 24, de 18.11.2016, com o propósito de colaborar para o aperfeiçoamento do tema.

Ocorre que, em situações adversas, tendência recorrente nos últimos anos, requerem despacho térmico intenso implicando em preços de curto prazo elevados e aumento do deslocamento hidroelétrico (e consequente redução do GSF, ou Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia, “MRE”). Mesmo com situações hidrológicas menos graves, as alterações estruturais da matriz energética (decorrentes da forte expansão de fontes térmicas e renováveis não despacháveis) também impactam o GSF, que será um fator de crescente preocupação para o setor elétrico nos próximos anos.

O Decreto nº 2.655/1998 dispõe que:

“Art. 21. **A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada**, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

(...)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º **As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base,** constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.” (Grifou-se)

Cabe observar, porém, que o propósito desse Decreto é o de assegurar energia suficiente para que os geradores que comercializam sua garantia física disponham de uma receita firme que viabilize seus empreendimentos. Em contrapartida, preços elevados de curto prazo, associados à GSF muito baixos, impõem desembolsos expressivos no mercado de curto prazo às empresas geradoras, afetando fortemente sua receita líquida e comprometendo consideravelmente seus balanços.

A adequação proposta no âmbito desta Consulta Pública nº 36 vem no sentido de que os referidos limites de redução de garantia física do Decreto 2.655 de 1998 devam ser aplicados apenas para aqueles empreendimentos que utilizam de fato a garantia física como lastro para comercialização de energia.

Tal proposta estabeleceria que para Usinas Cotistas (usinas com contratos na modalidade exclusiva de cotas de garantia física) e para a UHE Itaipu (ativos contratados com o consumidor regulado e que possuem mecanismos de comercialização distintos das demais UHEs) os limites de redução de 5% e 10% previstos no Decreto não seriam aplicados. Assim, a redução de Garantia Física para a UHE Itaipu e para Usinas Cotistas seria aplicada de forma integral.

A APINE entende que, que na medida em que a revisão da garantia física de Itaipu e das Usinas Cotistas não afetaria a remuneração dessas usinas e, conseqüentemente, não ensejaria o desequilíbrio econômico-financeiro dos respectivos contratos de concessão, muito menos infringiria o direito adquirido de seus concessionários, tal medida seria perfeitamente viável da forma como proposta pelo MME.

Tal medida, além de aportar ainda mais realismo na adequabilidade entre planejamento e operação, possui outros benefícios, dentre os quais destacamos:

- 1) A mitigação da sobrecontratação das distribuidoras por meio da redução de seus contratos de cotas e redução da potencial exposição do consumidor regulado ao risco hidrológico associado a estes empreendimentos, conferindo-lhes com isso potenciais benefícios tarifários como pretende-se detalhar mais adiante.
- 2) Em função da redução da energia alocada às usinas anteriormente mencionadas, o MRE deverá dispor de mais energia para alocação às demais usinas, reduzindo, também suas exposições ao GSF, como apontado no Relatório Técnico associado à Consulta Pública nº 36/2017, com o efeito de aumentar a oferta de energia para o mercado com a menor percepção de risco por parte do gerador.

- 3) Redução da necessidade de contratação de energia de reserva, também já apontado no Relatório Técnico do MME, uma vez que o total de garantia física outorgada no sistema passaria a ser mais aderente à realidade.
- 4) Redução do impacto destas exposições ao GSF em benefício dos consumidores, dado que o risco hidrológico da maioria destas usinas no ACR foi "REPACTUADO" (transferido para o consumidor) por meio da Lei nº 13.203 de 2015.

A partir deste ponto, passamos a abordar questões relacionadas à viabilidade jurídica, técnico-econômica e regulatória em favor da melhoria dos resultados para o MRE e consequente redução da percepção de risco para novos investimentos no setor elétrico, conforme proposto no âmbito desta Consulta Pública nº 36 proposta pelo MME.

Remuneração das Usinas Cotistas

A remuneração das Usinas Cotistas está vinculada à Receita Anual de Geração ("RAG"), definida nos respectivos contratos de concessão como sendo o "valor em Reais (R\$) a que a Concessionária terá direito pela disponibilização da Garantia Física de Energia (...) em regime de cotas". Mais especificamente, a RAG é composta pelos "custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (...), além dos encargos e tributos".

Conforme detalhado na Nota Técnica nº 105/2015-SRG/ANEEL, constante do processo que tratou do leilão para contratação de concessões de usinas em regime de alocação de cotas de garantia física, nos termos das Portarias MME nº 123/2013 e 218/2015¹, a receita das Usinas Cotistas será definida em função dos custos que os geradores incorrerem para manter uma prestação adequada do serviço dentro de padrões de qualidade, atualmente previstos na Resolução Normativa nº 541/2013². Veja-se abaixo trecho da referida nota técnica nesse sentido:

"14. A principal diferença conceitual introduzida pela Lei nº 12.783/2013 para os geradores hidráulicos que renovaram as concessões ou que venham a ser licitados nos termos da presente lei é que **não competirão no mercado em busca de contratos de venda de energia, mas sim receberão uma receita para manter a prestação do serviço adequada.**

15. **A receita que o gerador hidráulico em regime de cotas recebe deve assegurar recursos para o agente operar o aproveitamento dentro de padrões de qualidade definidos, regidos atualmente pela Resolução Normativa nº 541**, de 12 de março de 2013, recebendo uma bonificação quando os padrões são superados e urna penalidade quando não atingem a referência." (Grifou-se)

Ou seja, a remuneração recebida pelas Usinas Cotistas, qual seja a RAG, está inteiramente vinculada aos custos associados à prestação do serviço dentro dos padrões regulatórios de qualidade.

¹ Processo ANEEL nº 48500.002243/2015-62.

² Tal resolução estabelece as disposições relativas ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado por concessionárias de usinas alcançadas pela Lei nº 12.783/2013 e o Decreto nº 7.805/2012. Conforme dispõem os artigos 2º e 3º da referida resolução, será considerado na RAG o atendimento ao padrão de qualidade, definido com base no índice de indisponibilidade total que leva em consideração a Indisponibilidade Forçada Apurada e a Indisponibilidade Programada.

Em relação à cobrança e faturamento dessa receita, os contratos de concessão das Usinas Cotistas preveem que a concessionária “deverá faturar a RAG observando as COTAS homologadas pela ANEEL (...) de modo a cobrar de cada Distribuidora o equivalente à sua respectiva Participação na Cota de Garantia Física”.

Contudo, desde a publicação da Resolução Normativa nº 702/2016 que alterou a Resolução Normativa nº 631/2014, a participação de cada distribuidora na garantia física da Usina Cotista passou a ser um percentual, cabendo à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) promover a conversão dos percentuais de garantia física em montantes de contratos de cotas de garantia física. Assim, sendo fixos os percentuais alocados a cada distribuidora, eventual redução da garantia física das Usinas Cotistas demandaria apenas uma atualização do volume total de garantia física disponível para alocação, sem alteração dos percentuais.

Consequentemente, nesse cenário, não haveria prejuízo ao gerador, sendo portanto mantida a viabilidade da proposta do MME, pois não seriam feridos o direito adquirido, nem o respectivo equilíbrio contratual dessas usinas. O consumidor, por sua vez, tem ganhos e perdas, conforme analisado no “Item 2.1.3 Impacto nos Consumidores” constante do Relatório Técnico divulgado no âmbito da Consulta Pública 036. **É importante observar que no Caso 2, do citado Item 2.1.3, deve ser introduzido o valor do benefício para o consumidor cativo advindo da melhoria do GSF, que reduz o custo do deslocamento hidrelétrico para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no âmbito do ACR.**

Assim, com relação às Usinas Cotistas e a UHE Itaipu, pode-se dizer que a proposta sob consulta pública não altera a remuneração dos concessionários envolvidos, não lhes causando portanto lesão.

Remuneração de Itaipu

Passa-se a analisar a viabilidade jurídica de eventual redução de garantia física além dos limites atualmente previstos para a usina de Itaipu.

O tratado internacional celebrado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai para o aproveitamento hidrelétrico da usina de Itaipu, incorporado ao ordenamento jurídico brasileiro pelo Decreto nº 72.707/1973 (“Tratado de Itaipu”), prevê que o aproveitamento hidrelétrico será explorado por Itaipu, entidade binacional (“Itaipu Binacional”), e ambos os países comprometem-se a adquirir o total da **potência instalada** da usina de Itaipu, senão veja-se:

“ARTIGO III

As Altas Partes Contratantes criam, em igualdade de direitos e obrigações, uma entidade binacional denominada ITAIPU, com a finalidade de realizar o aproveitamento hidrelétrico a que se refere o Artigo I.

§ 1º A ITAIPU será constituída pela ELETROBRÁS e pela ANDE, com igual participação no capital, e reger-se-á pelas normas estabelecidas no presente Tratado, no Estatuto que constitui seu Anexo A e nos demais Anexos.

(...)

ARTIGO XIII

A energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrica a que se refere ao Artigo I será dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles direito de aquisição, na forma estabelecida no Artigo XIV, da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo.

Parágrafo único. **As Altas Partes Contratantes se comprometam a adquirir, conjunta ou separadamente na forma que acordarem, o total da potência instalada.**" (Grifou-se)

O artigo 4º da Lei nº 5.899/1973, com redação dada pela Lei nº 10.438/2002, designa a Eletrobrás para adquirir a totalidade dos serviços de eletricidade de Itaipu no Brasil, senão veja-se:

"Art. 4º Fica designada a Eletrobrás para a aquisição da totalidade dos mencionados serviços de eletricidade de Itaipu.

Parágrafo único. A Eletrobrás será o Agente Comercializador de Energia de Itaipu, ficando encarregada de realizar a comercialização da totalidade dos mencionados serviços de eletricidade, nos termos da regulamentação da Aneel."(Grifou-se)

Esses serviços de eletricidade, por sua vez, são repassados, por meio de cotas, às concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos do artigo 3º da Lei nº 5.899/1973 e do parágrafo único do artigo 8º da Lei nº 4.550/2002:

Lei nº 5.899/1973

"Art 3º **A totalidade dos serviços de eletricidade da ITAIPU**, Usina de base, que, pelo Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, com a República do Paraguai, para o aproveitamento hidrelétrico do trecho do Rio Paraná entre o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guaira e a Foz do Rio Iguazu, o Brasil se obrigou a adquirir, **será utilizado pelas empresas concessionárias, nas cotas que lhes forem destinadas pelo Poder Concedente.**" (Grifou-se)

Decreto nº 4.550/2002

"Art. 8º A ELETROBRÁS, como Agente Comercializador de Energia de ITAIPU, é responsável pela comercialização da energia elétrica de ITAIPU, consumida no Brasil.

Parágrafo único. **Atendendo ao disposto no art. 3º da Lei no 5.899, de 5 de julho de 1973, as cotas da energia elétrica constantes do compromisso de repasse pela ELETROBRÁS serão distribuídas entre os concessionários de distribuição de energia elétrica**, cabendo à ANEEL estabelecer a regulamentação necessária, observado o parágrafo único do art. 9º da citada Lei." (Grifou-se)

Assim, Itaipu Binacional, por disposições legais expressas, terá todos seus serviços de eletricidade "adquiridos" pela Eletrobrás, enquanto a Eletrobrás repassará cotas desses serviços para as distribuidoras.

A regulamentação da ANEEL reforça a ideia de que a Eletrobrás tem neutralidade em relação aos custos de pagamento pelos serviços de eletricidade de Itaipu, uma vez que garante que eventuais saldos negativos da Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu serão incorporados no cálculo da Tarifa de Repasse no ano subsequente. Vejam-se os dispositivos que regulam a Tarifa de Repasse da Energia de Itaipu:

"9. Recursos da Eletrobras utilizados para cobrir saldos negativos da conta, serão remunerados com recursos da própria conta, com base em taxa de juros equivalente àquela que seria obtida com aplicação dos mesmos, em igual período de utilização.

(...)

11. O saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu tem as seguintes destinações:

I. se positivo, será destinado, com periodicidade anual, mediante rateio proporcional ao consumo individual e crédito de bônus, nas contas de energia, dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional

Interligado - SIN, integrantes das classes residencial e rural, cujo consumo mensal seja inferior a 350 kWh; e

II. se negativo, será incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse da potência contratada do ano subsequente à formação do resultado.”

Ressalta-se, ainda, que a venda de potência de Itaipu não está relacionada à sua garantia física, uma vez que é utilizado como base para o estabelecimento da tarifa de repasse da potência de Itaipu o custo do serviço de Itaipu, e não sua garantia física, conforme se depreende do artigo 12 do Decreto nº 4.550/2002 e do Item IV do Anexo C do Tratado de Itaipu, senão veja-se:

Decreto nº 4.550/2002

“Art. 12. A ANEEL estabelecerá, anualmente, a tarifa de repasse a ser praticada pela ELETROBRÁS na comercialização da energia elétrica proveniente de ITAIPU.

§ 1º **A tarifa** referida no caput **terá como base:**

I - o custo unitário do serviço de eletricidade de ITAIPU disciplinado no Anexo "C" do Tratado de ITAIPU;(…)”

Anexo C do Tratado de Itaipu

“IV.1. A receita anual, decorrente dos contratos da prestação dos serviços de eletricidade deverá ser igual, em cada ano, ao custo do serviço estabelecido neste Anexo.

IV.2. Este custo será distribuído proporcionalmente às potências contratadas pelas entidades supridas.” (Grifou-se)

Dessa forma, a análise da legislação e regulamentação aplicáveis permite concluir que Itaipu Binacional e Eletrobras não terão sua remuneração afetada caso haja a redução da garantia física da usina de Itaipu, pois (i) Itaipu Binacional tem a totalidade de sua potência comprada pela Eletrobras, o que independe do valor da garantia física da usina de Itaipu; e (ii) a Eletrobras tem garantida a neutralidade de seus custos com a compra dos serviços de eletricidade de Itaipu.

Por fim, com relação aos consumidores cativos, a análise de custos x benefícios, constante do Item 2.1.3 do Relatório Técnico, é a mesma já referida com relação às Usinas Cotistas.

Observância ao Princípio da Isonomia ou da Igualdade

Um outro aspecto jurídico que deve ser analisado é se a seleção apenas das usinas em regime de cotas de garantia física e de Itaipu para a inaplicabilidade dos Limites de Redução de Garantia Física implicaria uma violação ao princípio da isonomia ou da igualdade.

O MME, no Relatório Técnico disponibilizado no âmbito da Consulta Pública MME nº 36/2017, justificou a seleção desse grupo de usinas da seguinte forma:

“Portanto, serão analisados os impactos de exceder os limites estabelecidos no Decreto nº 2.655/1998 para as usinas cotistas e Itaipu. Considerou-se a análise específica deste grupo de usinas devido ao fato de que (i) suas receitas não estão atreladas à garantia física; (ii) o risco hidrológico é alocado ao consumidor regulado; (iii) os investimentos de implantação, no caso das usinas cotistas, já foram amortizados durante o período da outorga ou indenizados; e (iv) remuneração dos investimentos a serem realizados também não estão atrelados à garantia física”

Assim, verifica-se que o MME listou alguns critérios para a diferenciação de tais usinas. Partiremos do pressuposto, para fins do presente estudo, de que esses critérios de *discrímen* escolhidos pelo MME têm embasamento técnico.

Para que a diferenciação seja lícita, os critérios elencados devem ter pertinência lógica com a diferença de tratamento dado a essas usinas, qual seja, a inexistência de limite para a redução de suas garantias físicas, pois nesse caso, segundo a melhor doutrina, não haveria violação ao princípio da isonomia ou da igualdade, senão veja-se:

“(…) Com efeito, **há espontâneo e até inconsciente reconhecimento da juridicidade de uma norma diferenciadora quando é perceptível a congruência entre a distinção de regimes estabelecida e a desigualdade de tratamento jurídico dispensado.**” (Grifou-se)
(BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. Conteúdo Jurídico do Princípio da Igualdade. 3ª edição. Malheiros: São Paulo, 1993, p. 37.)

Como os critérios listados pelo MME parecem ter pertinência lógica com a diferença de tratamento dado a essas usinas, não haveria violação ao princípio da isonomia ou da igualdade.

Na medida em que há diferenças que permitem a diferenciação entre as Usinas Cotistas e Itaipu e as demais usinas hidrelétricas, não há violação ao princípio da isonomia e da igualdade ao se dar tratamento diferente, no que concerna à ausência de limite para a redução de garantia física, para as usinas cotistas e para a usina de Itaipu.

Observância ao Princípio da Modicidade Tarifária

Conforme reconhecido pelo próprio MME no Relatório Técnico disponibilizado no âmbito da Consulta Pública MME nº 36/2017, a proposta de não aplicação dos Limites de Redução de Garantia Física para as Usinas Cotistas e a UHE Itaipu, poderia implicar, em alguns cenários, aumento tarifário para os consumidores cativos. Por outro lado, a proposta traz para os consumidores cativos, além dos benefícios já mencionados, outros benefícios como abaixo indicados.

Em primeiro lugar, deve-se lembrar que a maioria dos geradores do ambiente regulado repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015 e que o risco hidrológico, nos termos da própria lei, será coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, senão veja-se:

“Art. 1º O risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

§ 1º **O risco hidrológico repactuado relativo à energia contratada no Ambiente de Contratação Regulada** de que trata o art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, **será coberto pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias**, observadas as seguintes condições:

I - pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos, a ser aportado em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias; e

II - **cessão para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias dos direitos e das obrigações dos geradores referentes, respectivamente, à liquidação da energia**

secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes de ajustes do MRE, no Mercado de Curto Prazo.” (Grifou-se)

Como a diminuição das garantias físicas das Usinas Cotistas e de Itaipu implicará menor exposição dos geradores regulados ao GSF, já que as garantias físicas estarão mais próximas da realidade, então serão necessários menos recursos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para cobrir esses custos o que, conseqüentemente, traz benefícios tarifários para os consumidores cativos, já que os recursos de tais contas são cobrados dos consumidores cativos.

Se considerarmos que o total de garantia física das usinas hidroelétricas que repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei 13.203 de 2015 somam cerca de 20 GW e, deste total, aproximadamente 13 GW efetivamente repactuaram o risco hidrológico em algum tipo de produto (SP100, SP95,...), nos baseando em um valor de PLD igual ao valor utilizado para compra de lastro, igual a R\$ 170,00/MWh e um cenário de melhora no GSF para o MRE da ordem de 1,4% a 1,6%, calcula-se benefício para Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias da ordem de R\$ 900 milhões no período de 2018 a 2021.

Além disso, a diminuição da garantia física das Usinas Cotistas reduzirá também a quantidade de energia alocada às distribuidoras via cotas. Considerando-se (i) o cenário atual de sobrecontratação de diversas distribuidoras no país; (ii) que a alocação de cotas de garantia física e de potência, acima do montante de reposição, é entendida como sobrecontratação involuntária; e (iii) o reconhecimento da sobrecontratação involuntária dá às distribuidoras o direito de repassarem à tarifa o custo de sua sobrecontratação; ENTÃO a menor alocação de cotas de garantia física às distribuidoras mitigaria sua sobrecontratação involuntária e, conseqüentemente, a depender do valor do PLD, poderia resultar no repasse de menores custos a esse título à tarifa do consumidor cativo.

Portanto, a proposta discutida no âmbito da Consulta Pública nº 36/2017 não viola ao princípio da modicidade tarifária.

Conclusão

Diante do exposto, entendemos que como a remuneração recebida por Itaipu e pelas Usinas Cotistas mantém-se inalterada após a redução da garantia física das usinas, não afetando o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessões, ENTÃO a proposta apresentada pelo MME na Consulta Pública nº 36/2017, no sentido de “*aplicar, integralmente, o cálculo de revisão da garantia física para usinas em regime de cotas, inclusive Itaipu Binacional*” é viável juridicamente, na medida em que não viola direito adquirido e está em conformidade com os princípios da isonomia e da modicidade tarifária, além de obviamente conter os méritos apontados no Relatório Técnico do MME de melhorar a percepção de risco do investidor em geração hidroelétrica participante do MRE, reduzindo custos e propiciando um ambiente regulatório mais eficiente.