

Título	É preciso desatar o nó
Veículo	Valor Econômico
Data	11 novembro 2015
Autores	Claudio J. D. Sales e Richard Lee Hochstetler



É necessário repactuar o risco hidrológico, previsto na MP 688. Por *Claudio Sales e Richard Hochstetler*

É preciso desatar o nó

O setor elétrico está à beira do caos. Constrita por mais de 80 liminares, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica deixou de liquidar mais de 51% do valor das operações no Mercado de Curto Prazo. Uma solução urgente é necessária para evitar o colapso do setor.

Vários fatores têm contribuído para a crise, mas o principal é a enorme exposição dos geradores hidrelétricos ao Mercado de Curto Prazo, cujo impacto acumulado no ano é da ordem de R\$ 13 bilhões. Nos últimos dois anos a produção relativa das hidrelétricas tem sido muito inferior à média histórica registrada desde 1931, o que tem obrigado os geradores hidrelétricos a comprar energia para atender às suas obrigações contratuais.

A maior parte da energia elétrica é comercializada por meio de contratos de longo prazo que conferem estabilidade de preços para consumidores e geradores. As transações no Mercado de Curto Prazo são tipicamente destinadas a cobrir apenas as variações entre os montantes contratados e os efetivamente realizados. Na maior parte do tempo tais preços são baixos, mas em períodos de escassez os preços podem atingir patamares elevadíssimos, como tem acontecido nos últimos dois anos.

O principal motivo que forçou os geradores hidrelétricos a adquirir grandes montantes de energia no Mercado de Curto Prazo foi a ocorrência de baixas vazões hidrológicas, mas esta não é a única explicação: a alteração da matriz elétrica e vários fatores que afetam o equilíbrio entre a oferta e a demanda estrutural impactaram a operação do sistema e, conseqüentemente, o nível dos reservatórios.

Há, ainda, outros fatores que levam ao deslocamento da geração hidrelétrica, tais como: a) o acionamento de termelétricas “fora da ordem de mérito”; b) a importação de energia; e c) a inserção de Energia de Reserva a partir de fontes intermitentes com custo variável unitário igual a zero. O Projeto de Lei de Conversão da Medida Provisória (MP) 688 reconhece (Art. 2) a necessidade de revisão da regulação destes fatores pela Aneel.

O acionamento de termelétricas “fora da ordem de mérito” é um desvio da política operativa codifi-

cada no programa oficial Newave, em que parte da produção hidrelétrica é substituída pela de termelétricas de maior custo. Embora a intervenção possa ser justificada pela ótica da segurança energética, ela é prejudicial para os geradores hidrelétricos, pois torna a política operativa menos previsível e reduz o acionamento de suas usinas nos períodos em que os preços estão mais altos, forçando-os a comprar os montantes de energia faltantes no Mercado de Curto Prazo e a armazenar água nos seus reservatórios para geração futura a preços (esperados) inferiores aos atuais.

A atual crise prova que a gestão de risco é uma das fragilidades do modelo setorial que precisa ser repensada

A contratação de fontes intermitentes com custo variável igual a zero para prover Energia de Reserva também prejudica os geradores hidrelétricos. Embora a Energia de Reserva seja necessária, seu suprimento a partir de fontes intermitentes com custo variável igual a zero não é a mais apropriada, pois tais fontes agregam energia independentemente das necessidades do sistema, provocando o deslocamento da geração hidrelétrica mesmo em períodos de abundância hídrica.

Os geradores hidrelétricos dispõem de poucos instrumentos para gerir esse risco: a operação de suas usinas é comandada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e a política de expansão e de contratação de Energia de Reserva é gerida pelo governo. Resta aos geradores hidrelétricos apenas a política de comercialização de energia.

Mesmo na comercialização de energia, o grau de liberdade dos geradores hidrelétricos é limitado, pois os termos e os prazos de contratação de energia para atendimento da maior parte dos consumidores é definido em contratos padronizados oferecidos nos Leilões de Energia organizados pelo governo. Isso implica que os geradores dispõem de pouca flexibilidade para ajustar o montante contratado em função das condições hidrológicas, principalmente no caso de novas usinas que estão no início de sua operação comercial.

É por todas as razões acima que

se faz necessária a possibilidade de repactuação do risco hidrológico viabilizada por meio da MP 688.

A metodologia definida pela Aneel para definição das contrapartidas aos consumidores pela assunção do risco hidrológico no mercado regulado toma a forma de um “prêmio de risco”, pago pelos geradores hidrelétricos a favor dos consumidores, e creditado na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

O prêmio de risco leva em conta o “valor em risco” (Value at Risk) associado à exposição provocada pela ocorrência de um cenário hidrológico equivalente ao de 2014, valorado ao preço esperado do Mercado de Curto Prazo. Considera-se também o horizonte médio de duração dos contatos (25 anos) e o custo médio ponderado do capital (9,63% ao ano).

Com isso pode-se definir diferentes prêmios de risco em função do grau de proteção, isto é, o limite máximo para o Fator de Ajuste das hidrelétricas quando a geração é inferior à Garantia Física (GSF — Generating Scaling Factor). O prêmio de risco aumenta se o gerador quiser proteção sobre eventual revisão de sua Garantia Física e diminui se o gerador abrir mão das receitas associadas à produção de Energia Secundária em anos de hidrologia favorável.

Em resumo, a solução consiste num “cardápio” de opções de adesão, sendo que os geradores que aderirem à proposta precisarão desistir das liminares judiciais.

Quanto aos contratos livremente negociados, o mecanismo prevê que os geradores hidrelétricos podem obter hedge por meio da compra de contratos de Energia de Reserva.

O governo, o Congresso e a Aneel têm sido zelosos, neste processo, com os interesses dos consumidores, exigindo contrapartidas para a assunção do risco adicional. É bom que assim seja, mas é igualmente importante fazer os ajustes necessários, tanto no mercado regulado quanto livre, buscando viabilizar adesões suficientes para interromper o impasse atual.

A atual crise prova que a gestão de risco é uma das fragilidades do modelo setorial que precisa ser repensada, mas a prioridade é desatar o nó que sufoca o setor.

Claudio J. D. Sales e Richard Lee Hochstetler são do Instituto Acende Brasil (www.acendebrasil.com.br).

O setor elétrico está à beira do caos. Constrita por mais de 80 liminares, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica deixou de liquidar mais de 51% do valor das operações no Mercado de Curto Prazo. Uma solução urgente é necessária para evitar o colapso do setor.

Vários fatores têm contribuído para a crise, mas o principal é a enorme exposição dos geradores hidrelétricos ao Mercado de Curto Prazo, cujo impacto acumulado no ano é da ordem de R\$ 13 bilhões. Nos últimos dois anos a produção relativa das hidrelétricas tem sido muito inferior à média histórica registrada desde 1931, o que tem obrigado os geradores hidrelétricos a comprar energia para atender às suas obrigações contratuais.

A maior parte da energia elétrica é comercializada por meio de contratos de longo prazo que conferem estabilidade de preços para consumidores e geradores. As transações no Mercado de Curto Prazo são tipicamente destinadas a cobrir apenas as variações entre os montantes contratados e os efetivamente realizados. Na maior parte do tempo tais preços são baixos, mas em períodos de escassez os preços podem atingir patamares elevadíssimos, como tem acontecido nos últimos dois anos.

O principal motivo que forçou os geradores hidrelétricos a adquirir grandes montantes de energia no Mercado de Curto Prazo foi a ocorrência de baixas vazões hidrológicas, mas esta não é a única explicação: a alteração da matriz elétrica e vários fatores que afetam o equilíbrio entre a oferta e a demanda estrutural impactaram a operação do sistema e, conseqüentemente, o nível dos reservatórios.

Há, ainda, outros fatores que levam ao deslocamento da geração hidrelétrica, tais como: a) o acionamento de termelétricas "fora da ordem de mérito"; b) a importação de energia; e c) a inserção de Energia de Reserva a partir de fontes intermitentes com custo variável unitário igual a zero. O Projeto de Lei de Conversão da Medida Provisória (MP) 688 reconhece (Art. 2) a necessidade de revisão da regulação destes fatores pela Aneel.

O acionamento de termelétricas "fora da ordem de mérito" é um desvio da política operativa codificada no programa oficial Newave, em que parte da produção hidrelétrica é substituída pela de termelétricas de maior custo. Embora a intervenção possa ser justificada pela ótica da segurança energética, ela é prejudicial para os geradores hidrelétricos, pois toma a política operativa menos previsível e reduz o acionamento de suas usinas nos períodos em que os preços estão mais altos, forçando-os a comprar os montantes de energia faltantes no Mercado de Curto Prazo e a armazenar água nos seus reservatórios para geração futura a preços (esperados) inferiores aos atuais.

A contratação de fontes intermitentes com custo variável igual a zero para prover Energia de Reserva também prejudica os geradores hidrelétricos- Embora a Energia de Reserva seja necessária, seu suprimento a partir de fontes intermitentes com custo variável igual a zero não é a mais apropriada, pois tais fontes agregam energia independentemente das necessidades do sistema, provocando o deslocamento da geração hidrelétrica mesmo em períodos de abundância hídrica.

Os geradores hidrelétricos dispõem de poucos instrumentos para gerir esse risco: a operação de suas usinas é comandada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e a política de expansão e de contratação de Energia de Reserva é gerida pelo governo. Resta aos geradores hidrelétricos apenas a política de comercialização de energia.

Mesmo na comercialização de energia, o grau de liberdade dos geradores hidrelétricos é limitado, pois os termos e os prazos de contratação de energia para atendimento da maior parte dos consumidores é definido em contratos padronizados oferecidos nos Leilões de Energia organizados pelo governo. Isso implica que os geradores dispõem de pouca flexibilidade para ajustar o montante contratado em função das condições hidrológicas, principalmente no caso de novas usinas que estão no início de sua operação comercial.

É por todas as razões acima que se faz necessária a possibilidade de repactuação do risco hidrológico viabilizada por meio da MP 688.

A metodologia definida pela Aneel para definição das contrapartidas aos consumidores pela assunção do risco hidrológico no mercado regulado toma a forma de um "prêmio de risco", pago pelos geradores hidrelétricos a favor dos consumidores, e creditado na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

O prêmio de risco leva em conta o "valor em risco" (Value at Risk) associado à exposição provocada pela ocorrência de um cenário hidrológico equivalente ao de 2014, valorado ao preço esperado do Mercado de Curto Prazo. Considera-se também o horizonte médio de duração dos contratos (25 anos) e o custo médio ponderado do capital (9,63% ao ano).

Com isso pode-se definir diferentes prêmios de risco em função do grau de proteção, isto é, o limite máximo para o Fator de Ajuste das hidrelétricas quando a geração é inferior à Garantia Física (GSF - Generating Scaling Factor). O prêmio de risco aumenta se o gerador quiser proteção sobre eventual revisão de sua Garantia Física e diminui se o gerador abrir mão das receitas associadas à produção de Energia Secundária em anos de hidrologia favorável.

Em resumo, a solução consiste num "cardápio" de opções de adesão, sendo que os geradores que aderirem à proposta precisarão desistir das liminares judiciais.

Quanto aos contratos livremente negociados, o mecanismo prevê que os geradores hidrelétricos podem obter hedge por meio da compra de contratos de Energia de Reserva.

O governo, o Congresso e a Aneel têm sido zelosos, neste processo, com os interesses dos consumidores, exigindo contrapartidas para a assunção do risco adicional. É bom que assim seja, mas é igualmente importante fazer os ajustes necessários, tanto no mercado regulado quanto livre, buscando viabilizar adesões suficientes para interromper o impasse atual.

A atual crise prova que a gestão de risco é uma das fragilidades do modelo setorial que precisa ser repensada, mas a prioridade é desatar o nó que sufoca o setor.

Claudio J. D. Sales e Richard Lee Hochstetler são do Instituto Acende Brasil (www.acendebrasil.com.br)