



# A PRIMEIRA DAS PRIORIDADES

Desafios que o novo governo deve enfrentar para resolver o passivo do risco hidrológico nos primeiros cem dias

ANTONIO CARLOS SIL E GISELE DE OLIVEIRA

**A**o longo dos últimos anos, o setor elétrico vem convivendo com as consequências do risco hidrológico no segmento de geração. A combinação entre seca prolonga-

da no país e erro de planejamento por parte do governo provocou um escalada de problemas e que, agora, a nova equipe do Ministério de Minas e Energia (MME) tem a missão de resolver. A questão é priorida-

de dentro do ministério, que espera nos próximos cem dias uma solução conjuntural para o GSF. Há a expectativa de o Projeto de Lei 10.985/2018 ser votado de forma conclusiva no Congresso, o que po-



deria solucionar o impasse ao prorrogar o tempo de concessão de hidrelétricas dos geradores afetados pelo risco hidrológico. Mas há ainda uma solução estrutural para o tema que está no plano de ações de longo prazo do MME. Essa solução passa por temas delicados como a renegociação de garantias físicas e a definição de um novo modelo do mecanismo de realocação de energia. Enquanto a questão não é resolvida, a **Brasil Energia** preparou esse especial sobre o tema, desde o início do

imbróglio, passando pela escalada das liminares na Justiça, até sugestões para resolver o impasse e, conseqüentemente, evitar novos passos para o setor.

#### **ANATOMIA DA CRISE**

O GSF, acrônimo de *Generation Scaling Factor*, é uma forma de expressar, em porcentagem, o risco hidrológico no segmento de geração de energia. Ou seja, indica a probabilidade de haver ou não água suficiente para a operação das hi-

drelétricas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e comandadas de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Hidrelétricas correspondem a 60,8% da capacidade brasileira de geração. Devido às dimensões continentais do Brasil, o regime de chuvas é diferente em cada uma das regiões/bacias hidrográficas do país, variando, portanto, o volume de geração hídrica disponível a cada época do ano. Por isso, na déca-

da de 1990, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) - mecanismo financeiro de compartilhamento do risco hidrológico, associado ao despacho do ONS. O MRE transfere excedentes de geração de participantes do mecanismo para aqueles que geraram abaixo de sua garantia física.

O GSF passou a afetar negativamente o equilíbrio econômico-financeiro do setor por volta de 2013, se agravou ao longo de 2014 e com as primeiras liminares obtidas no primeiro semestre de 2015, lembra Marcelo Ávila, vice-presidente da Comerc Energia.

Os geradores hidráulicos estimavam um GSF de 95%, em função do cálculo da garantia física das usinas. Mas, a partir de 2013, passou a atingir percentuais inesperados. Principalmente em decorrência de uma forte estiagem, que fez baixar os reservatórios, mas também por outros fatores ligados à estratégia operativa do sistema. Isso levou também a uma alta no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), referência para comercialização de energia no ambiente de

comercialização livre (ACL). Em geral, quanto menos água disponível para geração, em relação ao consumo esperado, mais alto será o PLD. Mas, entre 2016 e 2018, o GSF raras vezes superou a faixa de 100%. Pelo contrário, girou, com frequência, na faixa entre 60% e 80%.

Independentemente da disponibilidade de água para as usinas operarem, outros fatores passaram a influenciar o resultado do MRE, alterando a expectativa padrão de 5% de déficit. Termelétricas mais caras tiveram que ser acionadas e problemas na construção de linhas de transmissão, com grandes atrasos de obras importantes, também impediram a operação de hidrelétricas e, conseqüentemente, o atendimento a contratos firmados pelas empresas com o ACL, resultando em valores cada vez maiores a serem cobertos para remunerar os demais geradores que atenderam à demanda do sistema.

O crescimento acelerado da oferta de geração renovável - eólica e solar -, contratada em leilões regulares e de reserva, também con-

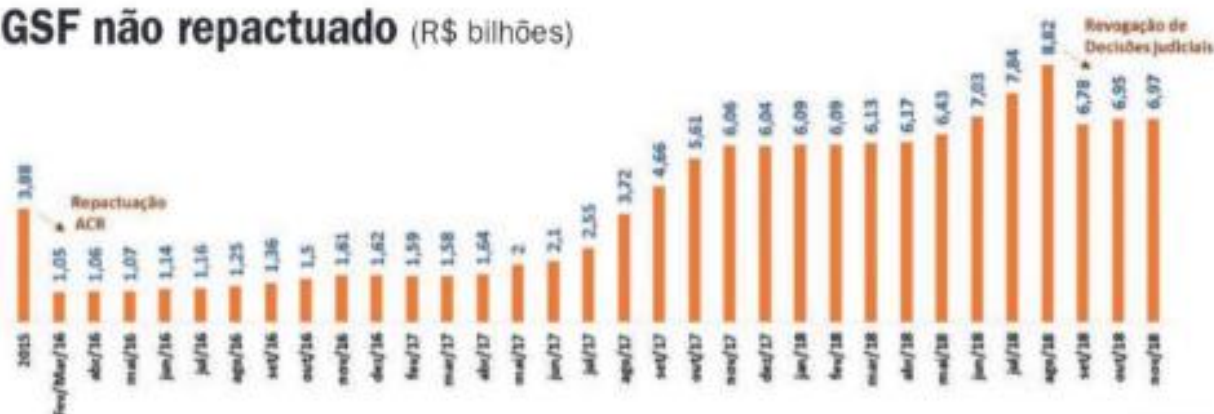
tribuiu para o "deslocamento" da oferta das hidrelétricas, com conseqüente reflexo no nível de GSF. Algumas usinas, mesmo com água para funcionar, deixaram de ser despachadas para dar vazão às usinas eólicas e solares, que não são despacháveis e funcionam de maneira intermitente. Tudo que produzem, portanto, é imediatamente absorvido pelo SIN.

Diante de todo esse quadro, e se sentindo prejudicados pelo que interpretam como desvios do propósito original do MRE, os grandes geradores hidráulicos, e posteriormente de pequeno e médio porte, recorreram à Justiça para limitar ao "padrão" de 5% os prejuízos financeiros causados. Posteriormente, empresas credoras na CCEE e que passaram a sofrer os efeitos financeiros das liminares, caracterizados como inadimplência, também buscaram medidas judiciais para preservar o recebimento dos seus recursos.

O resultado é que foram se acumulando pendências no mercado de curto prazo (MCP), que começaram com R\$ 3,98 bilhões em 2015,



## GSF não repactuado (R\$ bilhões)



Fonte: CCEE

caíram em 2016 em consequência de um acordo de repactuação que o governo conseguiu firmar na época para depois voltarem a disparar, alcançando um pico de R\$ 8,82 bilhões em agosto de 2018 e recuando novamente no fim do ano, após a revogação de decisões liminares na Justiça pelo governo, com apoio da Advocacia Geral da União. Se essa reversão não tivesse acontecido, a CCEE já calculava que esse passivo poderia chegar à casa de R\$ 13 bilhões no final de 2018.

Não há, necessariamente, entende Marcelo Ávila, da Comerc,

disputa entre as diversas associações que representam os agentes de geração, mas as liminares concorrem entre si, pois os recursos financeiros não são suficientes para honrar todas as decisões judiciais. Cabe à CCEE operacionalizar os recolhimentos dos recursos financeiros dos devedores e o pagamento aos credores. Se há um montante de pagamento inferior aos créditos, a CCEE somente paga até o limite dos recursos disponíveis.

Na prática, as consequências do GSF estão limitadas aos agentes do MRE. Porém, o custo acabou atin-

gindo o mercado livre por haver uma liquidação financeira única na CCEE que envolve todos os agentes de geração, comercialização e consumo. Em condições normais de mercado, o GSF sinaliza uma alta de preços em razão do atendimento do sistema com maior participação de fonte térmica.

"A conta do GSF trouxe um desbalanceamento geral para o setor. Há cinco anos, tínhamos a energia mais barata do mundo. Hoje, somos a quarta mais cara. A verdade é que faltou planejamento por parte do governo sobre qual fonte seria



priorizada", afirma Valmor Alves, presidente do conselho da Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (AbraPCH).

#### TÉRMICAS

Incluindo as nucleares Angra 1 e 2, o Brasil tem, hoje, um parque de termelétricas de pouco mais de 42 mil MW, o que representam 26% da capacidade total de geração instalada no país, segundo dados da Aneel. Há mais 3.600 MW em construção e outros 3.900 MW com obras não iniciadas. O avanço dessa fonte foi mais acelerado na virada do milênio, quando o Brasil enfrentou um racionamento de energia. Essa ala do setor elétrico é uma das principais credoras dos recursos liquidados na CCEE quando o MRE enfrenta hidrologia baixa ou acontecem problemas em linhas de transmissão.

"A regulação nos últimos anos falhou e o próprio planejamento do setor ao insistir muito na dependência das hidrelétricas", pondera Pedro Seraphim, da área de Energia do TozziniFreire Advogados. Em resumo, ele entende que o país cresceu, a economia se desenvolveu e o parque hidrelétrico não acompanhou.

Somado a isso existe o crescimento acelerado das fontes renováveis. Entre plantas eólicas e fotovoltaicas, há 16.400 MW instalados - 10% da geração total -, com mais 1.900 MW em construção e 4.400 MW programados. É uma balança cada vez mais difícil de equilibrar, do ponto de vista energético, e que acaba agravando os embates judiciais junto à CCEE.

A Associação Brasileira de Geradoras Termoeletricas (Abraget) tem liminar na Justiça para receber

parte dos pagamentos pelos serviços prestados. "O recurso que recebemos é para pagar combustível e, se não tenho combustível, não tenho como despachar fora da ordem de mérito", observa o presidente da associação, Xisto Vieira.

Ainda, assim, segundo Evelina Neves, consultora da Thymos Energia, os geradores térmicos não vêm recebendo pagamento integral, porque, no processamento feito na Câmara, uma parte do dinheiro recolhido precisa ser reservada para obedecer a outros tipos de liminares.

É um equívoco, na opinião de Vieira, dizer que a geração fora da ordem de mérito aumenta porque o parque hidrelétrico está gerando menos. "O uso de térmicas permite armazenar mais água nos reservatórios. O GSF aumenta, mas, em compensação, o preço [da energia] *spot* diminui", argumenta.

#### ALÍVIO PARCIAL

A diretoria da Aneel se debruçou sobre a questão da geração fora da ordem de mérito e, em abril de 2017, por meio da Resolução Normativa 764, aprovou uma metodologia que vem garantindo o pagamento de parte do custo de deslocamento da geração hidrelétrica quando, por razões operativas do ONS, precisa ser substituída por geração termelétrica mais cara.

O regulamento estabelece que o gerador hidrelétrico afetado pela geração fora da ordem de mérito receba a diferença entre o valor do PLD do mês em que foi deslocado e o valor do PLDx (média dos valores médios mensais desde 2001) estabelecido para o ano. Em 2018, essa referência estava em R\$ 127,86. Por outro lado, a conta dessa compen-

sação foi transferida às tarifas pagas pelos consumidores, por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) de acordo com a classificação do deslocamento (segurança energética ou restrições elétricas).

#### IMPERFEIÇÃO GERA DISTORÇÃO

A demora prolongada para encontrar uma solução para as disputas na Justiça levou os participantes de menor fôlego financeiro a recorrer a saídas não-convencionais. Sem condições para suportar a espera pelo pagamento de valores a receber, não restou alternativa a esse grupo a não ser negociar seus próprios recebíveis, com deságio, levando ao surgimento de um mercado secundário. "Mais uma distorção", classifica José Sorge, consultor da Ludo Energia. "Vendem a preço degradado." O desconto aplicado aos contratos de energia revendidos chegou a atingir faixa entre 12% e 13%.

Apesar de tudo, o fato é que essa prática criou uma "válvula de escape" útil. Porque, do contrário, já teria acontecido uma quebra de sistema de proporções incalculáveis. Por conta dessa realidade, segundo fontes, o Banco BTG Pactual - que tem comercializadora registrada e vem comprando créditos de outros agentes - é tido hoje como o maior credor na contabilização da CCEE.

#### O CONSUMIDOR COMUM

A crise do risco hidrológico não afeta exclusivamente o mercado livre. O consumidor cativo, atendido pelas distribuidoras, também arca com o GSF, desembolsando de R\$ 15 bilhões a R\$ 20 bilhões por mês. Com a Medida Provisória 579, assinada pela presidente Dilma Rousseff em 2012, a título de re-

dução das tarifas, o governo federal antecipou a renovação de concessões de hidrelétricas, estabelecendo o regime de cotas. As hidrelétricas "cotizadas" - em sua maioria controladas pelas subsidiárias de geração da Eletrobras - são participantes do MRE. "A tarifa está sendo reajustada em 20% a 25%, muito acima da inflação e dentro disso está o GSF", aponta José Sorge, da Ludo Energia.

A descotização é uma proposta que está na mesa, avalia. "Acho uma boa ideia. Descotiza e permite que a Eletrobras possa vender livremente a energia. E uma parte do lucro poderia vir para cobrir o risco hidrológico mais para frente. Seria uma reversão da MP 579", sugere.

Nelson Leite, presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia (Abradee), lembra que as concessionárias também acabam impactadas, mesmo com repasse aos consumidores dos valores de GSF das hidrelétricas cotizadas por meio das bandeiras tarifárias nas contas de energia. Ainda assim, segundo ele, há uma defasagem. Nem sempre o montante adicional arrecadado pelas bandeiras é suficiente para cobrir todos os custos pagos pelas distribuidoras, sendo obrigadas a absorver a diferença até o próximo reajuste ou revisão tarifária. "A nossa sugestão para a próxima revisão do critério das bandeiras é a criação de um quinto patamar que pode equilibrar isso", diz.

Do lado das empresas representadas pela Associação Nacional dos Consumidores de Energia (Anace), a preocupação não é menor. O temor é a continuidade da ameaça representada pelo risco hidrológico, já que o GSF projetado para este ano deve ficar

## O temor é a continuidade da ameaça representada pelo risco hidrológico, já que o GSF projetado para este ano deve ficar na casa de 90%

na casa de 90%, com perspectiva de melhoria somente em 2021, quando deve passar para 98%. Para o presidente da entidade, Carlos Faria, a solução viável é a que está em tramitação no Congresso Nacional, mesmo levando em conta a oferta de extensão de concessão aos geradores hidrelétricos. "Conceitualmente, o consumidor está pagando duas vezes. Se vai dar mais prazo, estamos pagando pela segunda vez", pondera.

Faria sugere que, na sequência do fechamento de um novo acordo, demais providências sejam agilizadas, tais como a reavaliação das garantias físicas das usinas. "É difícil entender onde foi parar a água dos reservatórios", questiona. Segundo ele, o poder concedente falhou em não revisar a garantia física, basicamente porque "as máquinas envelhecem e os reservatórios vão assoreando".

### ACORDO DE 2015: MITIGOU, MAS NÃO RESOLVEU

O acordo de repactuação do risco hidrológico, ainda em 2015, foi resultado da Lei 13.203, regulada pela Resolução Normativa Aneel 684/2015. Apresentava propostas específicas para resolver passivos no ACL e ACR e condicionava a adesão à desistência de processos judiciais. Os primeiros acertos fo-

ram firmados somente no primeiro semestre de 2016, relativos aos valores referentes ao ACR. As regras de repactuação do risco hidrológico para o ACL não convenceram as empresas com grandes pendências neste mercado.

Para o ambiente regulado, foi prevista a contratação de um hedge de risco mediante o pagamento de um prêmio, podendo haver carência e até mesmo extensão do prazo de concessão da outorga das hidrelétricas envolvidas. A Resolução 684 estabeleceu três modalidades de produtos, que variavam em função do nível de risco hidrológico que permanece com o gerador.

### CENÁRIO HOJE

Até o encerramento desta edição, a estimativa era de que havia, na CCEE, algo em torno de 339 ações com 158 liminares vigentes. As discussões mais recentes para propor um novo acordo que resolva o passivo - sem, porém, aprimorar o MRE (tema que corre em paralelo) -, acabaram interrompidas pelo recesso do Congresso Nacional e, claro, pela mudança de governo. Havia proposta no legislativo, mas também estava em discussão uma proposta da Aneel.

Na agência reguladora, a ideia seria retomar a proposta para o

ambiente livre já constante da Lei 13.203/2015 e REN 684. Entretanto, a ideia tem pouca chance de sucesso, visto que não recebeu adesões suficientes para prosperar. "Apesar da boa vontade, a Aneel não tem os mecanismos legais para fazer uma proposta mais ousada para esta questão", observa Mário Menel, presidente da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape). Uma possibilidade, já discutida com o mercado na Consulta Pública MME 36/2017, seria retirar o limite de 10% de redução de garantia física de usinas cotistas, contida no Decreto 2655/1998, como uma forma de mitigar, mas não eliminar, os efeitos do GSF. Por fim, há a proposta do PL 10.985/2018, já aprovado no Senado e em tramitação na Câmara dos Deputados. Nesse projeto está prevista, entre outros pontos, uma compensação dos valores financeiros oriundos do GSF, mais extensão de prazo de outorga limitada a sete anos.

#### MODELO DE MERCADO

As consequências desastrosas dos desdobramentos do risco hidrológico não surpreendem Roberto Brandão, pesquisador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Gesel/UFRJ). Desde a virada da década já havia estudos que apontavam possíveis resultados de uma estiagem prolongada sobre o setor. Ou seja, a combinação fatal de seca muito forte com PLD muito alto faria surgir - como de fato aconteceu - "uma série de contas" na comercialização de energia, devido também a um sistema precário de garantias financeiras.

"A avaliação que temos é que o problema não está no MRE. Está na própria ideia do desenho do mercado de curto prazo", aponta. Basicamente, os contratos estão descasados do despacho e por isso sempre há um volume muito grande de diferenças, de 9% a 10% da geração.

Assim, quando os agentes recorrem à Justiça, as contas vão aparecendo e as dívidas se amontoam sem que se tenha feito uma nova contratação. Decisões de alguns agentes, em resumo, geram débitos para outros agentes que são passivos no processo. "Se alguém desligar uma fábrica porque a energia está cara, ele não gasta nada e vai ser credor, mas alguém vai virar devedor. Fica devedor sem ter feito nada", exemplifica o pesquisador, para quem isso evidencia uma vulnerabilidade séria, razão de "um maremoto" de contestações judiciais contra as regras de comercialização.

Outra questão é que as geradoras vendem a garantia física, mas o despacho é imprevisível. Além disso, existe um problema no dimensionamento do sistema, embora não seja a raiz da questão. Há uma tendência de contratar energia de reserva para compensar o desequilíbrio, estratégia que gera mais confusão porque tudo deságua no mercado de curto prazo.

Não é um problema simples de se resolver, admite Brandão, mas há solução, desde que o governo tenha vontade política para agir. Primeiro, é preciso ser certeiro no diagnóstico, algo que ainda não aconteceu. Nem a Consulta Pública 33, avalia o especialista, trouxe respostas. O resultado, porém, não viria em um ou dois anos. O mercado

ibérico de energia, por exemplo, levou 12 anos para chegar ao que é hoje, um dos mais aperfeiçoados do mundo.

O Gesel trabalha com a EDP Brasil em um projeto de pesquisa e desenvolvimento que, se bem desenvolvido, poderia resolver a situação. Brandão destaca que o Brasil tem um dos mais avançados sistemas de pagamento de garantias do mundo. A infraestrutura do mercado financeiro nacional é muito sólida.

"Por que não usar essa infraestrutura, que é à prova de inadimplência, criando um mercado de energia para valer?", sugere, lembrando que seria necessário montar um esquema de transição, sem, portanto, romper contratos. "Uma *clearing* passaria a ser a contraparte de todas as transações do mercado", acrescenta. A Aneel sairia de cena, em relação à questão das garantias, hoje instrumentalizadas pela CCEE, que passariam a ser reguladas pelo Banco Central e CVM, mediante modificação na legislação em vigor.

Alexandre Viana, diretor de Comercialização da SPIC Brasil e ex-gerente executivo de Leilões & Mercado Regulado da CCEE defende o desenvolvimento do mercado por um modelo mais próximo do que existe no Oeste dos Estados Unidos. Lá, a formação de preços se dá por oferta, ou seja, alocação por sinal econômico. Menores lances são selecionados para despacho. Em paralelo, diz o executivo, se estimularia a formação de uma bolsa de energia para negociação de contratos bilaterais com garantias de recebimento e redução de encargos. ■