



Na Mídia

04/04/2025 | [Canal Energia](#)

Renovação das concessões hidrelétricas provoca embates jurídicos

Setor aguarda definição estrutural sobre manutenção ou não do regime de cotas e das diretrizes alinhadas com as transformações do mercado para eliminar diferentes interpretações da lei e manter a atratividade dos investimentos

Henrique Faerman

Entre os casos que geram controvérsias e insegurança jurídica ao setor elétrico, tem ganhado força o debate sobre o modelo a ser definido para renovação das concessões hidrelétricas. Diferentemente dos segmentos de transmissão e distribuição, a geração ainda não teve regras e diretrizes anunciadas pelo Ministério de Minas e Energia, o que o setor espera que aconteça até o fim do ano ou começo de 2026. Muito menos uma discussão estruturada sobre como esse processo deve se atualizar e acontecer diante das transformações vividas na última década.

O embate acontece porque o texto da Lei 12.783/2013 traz uma interpretação de que as usinas, não só de serviço público, mas também de produção independente e autoprodução, poderiam ser relicitadas e também prorrogadas pelo regime de cotas, que parece despertar pouco interesse entre os agentes de geração por se constituírem em baixos valores. E ainda mais por se mostrar incompatível com a abertura cada vez maior do mercado livre, que parte do pressuposto de ter a energia livremente disponível no setor para comercialização, enquanto as cotas engessam essa energia, pendurando um contrato de 30 anos no portfólio das distribuidoras.

Além disso, os consumidores e o Tesouro Nacional tinham a expectativa, no contexto da reforma do setor elétrico (Projeto de Lei 414), de que as prorrogações ocorressem fora do regime de cotas promovendo vantagem econômica. A proposta previa que 50% da arrecadação das concessões renovadas fora desse regime fossem destinadas à CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e os outros 50% ao Tesouro.

O tema vem ficando ainda mais emblemático com os casos recentes das UHEs Jauru e Sobragi, em duas frentes de relicitação e renovação. Os dois agentes outorgados não queriam as cotas, mas no primeiro caso houve uma discussão interna entre os sócios, com um deles comprando a participação do outro e entrando num acordo para prorrogação pelo regime; e no caso de Sobragi, o processo foi despachado ao Ministério de Minas e Energia pela Aneel com sugestão do indeferimento da renovação e consequente relicitação pela recusa do empreendedor ao sistema de cotas.



Hidrelétrica Paraibuna, de 86 MW em São Paulo, é uma das concessões vencedoras que aguarda definição do Ministério de Minas e Energia (Auren Energia)

O diretor de Assuntos Regulatórios da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (Abiape), Daniel Pina, disse que vê somente alguns casos muito específicos de agentes que têm esse entendimento pelo sistema de cotas. Mas alerta que o setor está amarrado no texto da atual lei, com o parecer da Aneel sendo de que esses ativos que estão sendo julgados serão relicitados. Além dos casos já citados, correm ainda na Agência processos envolvendo a UHE Suíça e as PCHs Fruteiras, Rio Bonito e Muniz Freire. E as empresas contratando advogados para apoiarem suas sustentações.

“Basicamente os geradores não querem, acham o valor da cota muito baixo, então para fins de remuneração não é positivo, virando quase um operador de usina”, disse o especialista ao **CanalEnergia**, ressaltando que Companhia Brasileira de Alumínio, que detém a outorga de Sobragi, solicitou a participação fora do regime de cotas por entender juridicamente que o texto não era compatível. A Aneel não deu causa e esse e outros pedidos começam a acumular no MME. Um desses casos é da UHE Paraibuna, que espera por uma nova licitação há três anos.

Na visão do diretor de Regulação da Abiape, é fundamental que o governo tome uma decisão estrutural sobre a continuidade ou não do regime de cotas, podendo avaliar a migração para um outro modelo diferente da tarifa pelo custo. “É uma escolha estratégica que deve envolver o Congresso e o Ministério de Minas e Energia”, afirma Pina, pontuando ser preciso uma discussão mais profunda e uma alteração legal, pois pela interpretação jurídica corrente, o governo está atualmente vinculado ao texto da lei 12.783, que estabelece essa obrigação. Apesar de pareceres jurídicos que sugerem outras interpretações, o entendimento vigente da Aneel é de que não há margem para mudanças sem uma nova legislação.



É fundamental que o governo tome uma decisão estrutural sobre a continuidade ou não do regime de cotas

Daniel Pina, da Abiape

O executivo cita ainda uma discussão mais abrangente, sobre a prorrogação das concessões de hidrelétricas concedidas entre 1995 e 2003. Algumas interpretações apontam que a legislação atual não oferece um respaldo jurídico claro para a renovação dessas usinas, criando uma espécie de vácuo legal. Para ele, protelar esse debate traz consequências negativas como insegurança jurídica, acúmulo de processos no MME e o gerador operando os ativos de forma provisória e temporária, sem garantia de investimentos, o que pode comprometer sua eficiência e segurança para o sistema elétrico.

“Tem essa discussão que é extremamente jurídica e que a gente precisa ter uma base mais sólida, regras claras e alinhadas com a evolução do setor elétrico para garantir segurança jurídica e manter a atratividade de investimentos”, pondera Daniel Pina, classificando essa definição como urgente e essencial.

Segundo levantamento realizado no âmbito de um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento da EDP em parceria com a Fundação Getúlio Vargas, o segmento de geração admite 83 concessões cujos contratos vencem até 2032, entre cerca de 29 GW, excluindo as usinas da Eletrobras que tiveram seus acordos renovados na privatização da empresa. A última renovação no setor abarcou as UHEs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias, da Copel. O valor total foi de R\$ 4,1 bilhões, para um prazo de 30 anos.

Empreendimento	CEG	Fonte	Potência Outorgada (kW)	Tipo de Atuação	Proprietário / Regime de Exploração	Início Vigência	Fim Vigência
Jaguari	UHE.PH.SP.027131-4	UHE	27.600,00	Concessão	100% para CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS (SP)	20-05-2000	20/05/2020
Salto do Itororanga	UHE.PH.SP.0202626-3	UHE	36.870,00	Concessão	100% para COMPANHIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO (APE)	04-11-2001	04/11/2021
Paracatu	UHE.PH.SP.027122-5	UHE	87.020,00	Concessão	100% para CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO (SP)	06-03-2021	03/06/2022
Itaipu (Parte Brasileira)	UHE.PH.PR.001181-4	UHE	7.000.000,00	Concessão	100% para Itaipu Binacional (SP)	30-08-1973	30/08/2023
Jauru	UHE.PH.MT.001245-9	UHE	121.300,00	Concessão	90% para JAURU ENERGÉTICA S.A. (PIE) 10% para CINCO ESTRELAS AGRICULTURA E PARTICIPAÇÃO LTDA (APE)	12-01-1994	12/01/2024
Ituporanga	UHE.PH.SP.001136-7	UHE	35.000,00	Concessão	100% para COMPANHIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO (APE)	19-02-2004	19/02/2024
Santana	UHE.PH.MG.027126-8	UHE	850,00	Concessão	100% para VOTORANTIM CIMENTOS S.A. (APE)	29-12-1994	28/12/2024
São João	UHE.PH.MG.0027195-0	UHE	3.200,00	Concessão	100% para VOTORANTIM CIMENTOS S.A. (APE)	28-12-1994	28/12/2024
Sobragi	UHE.PH.MG.002757-0	UHE	60.000,00	Concessão	100% para COMPANHIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO (APE)	05-07-1993	22/01/2025
Muniz Freire	UHE.PH.ES.001518-0	UHE	25.000,00	Concessão	100% para SAMARCO MINERAÇÃO S.A. EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL (APE)	07-07-1995	07/07/2025
Santa Branca	UHE.PH.SP.002696-4	UHE	56.050,00	Concessão	100% para LIGHT ENERGIA S.A. (SP)	04-06-1996	04/06/2026
Itaipua (Casas de Forças I e II)	UHE.PH.MT.027244-2	UHE	157.370,00	Concessão	100% para ELERA RENOVÁVEIS S.A. (APE)	27-10-1998	19/06/2026
Goaporé	UHE.PH.MT.001066-9	UHE	120.000,00	Concessão	64% para TANGARA ENERGIA S/A (PIE) 36% para MINERAÇÃO SANTA ELINA INDÚSTRIA E COMÉRCIO S.A. (PIE)	07-07-1995	17/07/2026
Sã Carvalho	UHE.PH.MG.002563-1	UHE	78.000,00	Concessão	100% para SA CARVALHO S/A (SP)	02-12-1994	28/08/2026
Gulman Amorim	UHE.PH.MG.001079-0	UHE	140.000,00	Concessão	51% para ARCELORMITTAL BRASIL S.A. (PIE) 49% para SAMARCO MINERAÇÃO S.A. EM RECUPERAÇÃO JUDICIAL (PIE)	25-01-1995	04/09/2026
Sulça	UHE.PH.ES.002781-2	UHE	35.337,00	Concessão	100% para STARKRAFT ENERGIAS RENOVÁVEIS S/A (PIE)	13-07-1995	12/02/2027
Balbina	UHE.PH.AM.000190-2	UHE	249.750,00	Concessão	100% para CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A (SP)	01-03-1977	01/03/2027
Mascarenhas	UHE.PH.ES.001432-0	UHE	198.000,00	Concessão	100% para ENERGEST S.A. (SP)	12-11-2007	12/03/2027
Theodorino Carneiro Santiago (Antiga Emborcação)	UHE.PH.MG.027115-2	UHE	1.192.000,00	Concessão	100% para CEMIG Geração e Transmissão S.A. (SP)	23-07-1975	26/05/2027
Novo Ponte	UHE.PH.MG.001574-1	UHE	510.000,00	Concessão	100% para CEMIG Geração e Transmissão S.A. (SP)	23-07-1975	12/08/2027
Aripuanã	UHE.PH.MT.027427-8	UHE	800,00	Concessão	100% para JURUENA ENERGIA S.A. (SP)	11-12-1997	11/12/2027
Nilo Peçanha	UHE.PH.RJ.001536-9	UHE	380.030,00	Concessão	100% para LIGHT ENERGIA S.A. (SP)	04-06-1996	30/03/2028
Pereira Passos	UHE.PH.RJ.002043-5	UHE	99.900,00	Concessão	100% para LIGHT ENERGIA S.A. (SP)	04-06-1996	24/04/2028
Illa dos Pombos	UHE.PH.RJ.001113-4	UHE	387.169,00	Concessão	100% para LIGHT ENERGIA S.A. (SP)	04-06-1996	26/04/2028
Fontes Novas	UHE.PH.RJ.000973-3	UHE	131.988,00	Concessão	100% para LIGHT ENERGIA S.A. (SP)	04-06-1996	01/07/2028
Guaricana	UHE.PH.PR.001075-8	UHE	36.000,00	Concessão	100% para GUARICANA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A (PIE)	16-08-2006	21/07/2028
Alto Fátima I	UHE.PH.BA.027414-3	UHE	10.850,00	Concessão	100% para AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A. (SP)	20-12-2010	20/12/2038

Sistema SIGA da Aneel mostra contratos de usinas hidrelétricas próximos do vencimento e seus respectivos proprietários (Aneel)

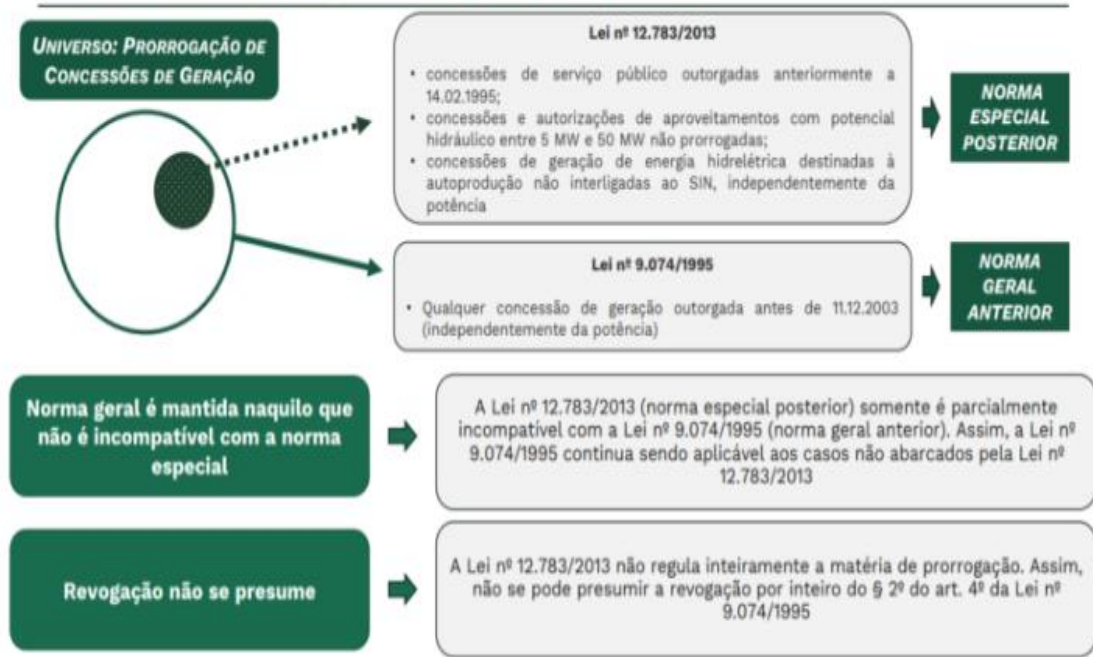
Confusão jurídica

As usinas hídricas foram sendo outorgadas ao longo dos anos, em diferentes regimes constitucionais, algumas antes de toda a legislação do setor elétrico, formalizada em 1995. Sendo assim, é preciso considerar alguns marcos históricos para aferir o que está definido e o que está indefinido dessas regras. Inclusive teve um conjunto considerável de empreendimentos que foram prorrogados até por duas vezes, antes mesmo da Medida Provisória 579 e da Lei 12.783, que ficaram convertidas em cotas.

Em outra categoria, há uma leva com perspectiva de prorrogação por 20 anos e outra pós 2003 que não tem previsão. Nos casos mencionados anteriormente, Jauru e Sobragi, a discussão é se dentro da lei 12.783 esses ativos se enquadrariam também em produção independente ou autoprodução, e se poderiam também sofrer uma prorrogação por cota. “É uma discussão muito jurídica, porque o artigo primeiro da [lei] 12.783 faz remissão a outro artigo da lei 9.074, que por sua vez faz outro caminho para a lei 8.987”, explica ao CanalEnergia a Team Leader da área de Regulação e Litígio da PSR, Gisella Siciliano.

Seguindo o fio, ela aponta que esse último artigo cita o serviço público, tendo o entendimento de que o produtor independente e o autoprodutor só se enquadraria se fosse o caso de uma conversão do regime, e não um já originário. “É preciso que as regras fiquem claras, afastando a incerteza de investimento para garantir a qualidade dos empreendimentos através do sinal correto de incentivo para a operação desses agentes dentro do mercado”, complementa.

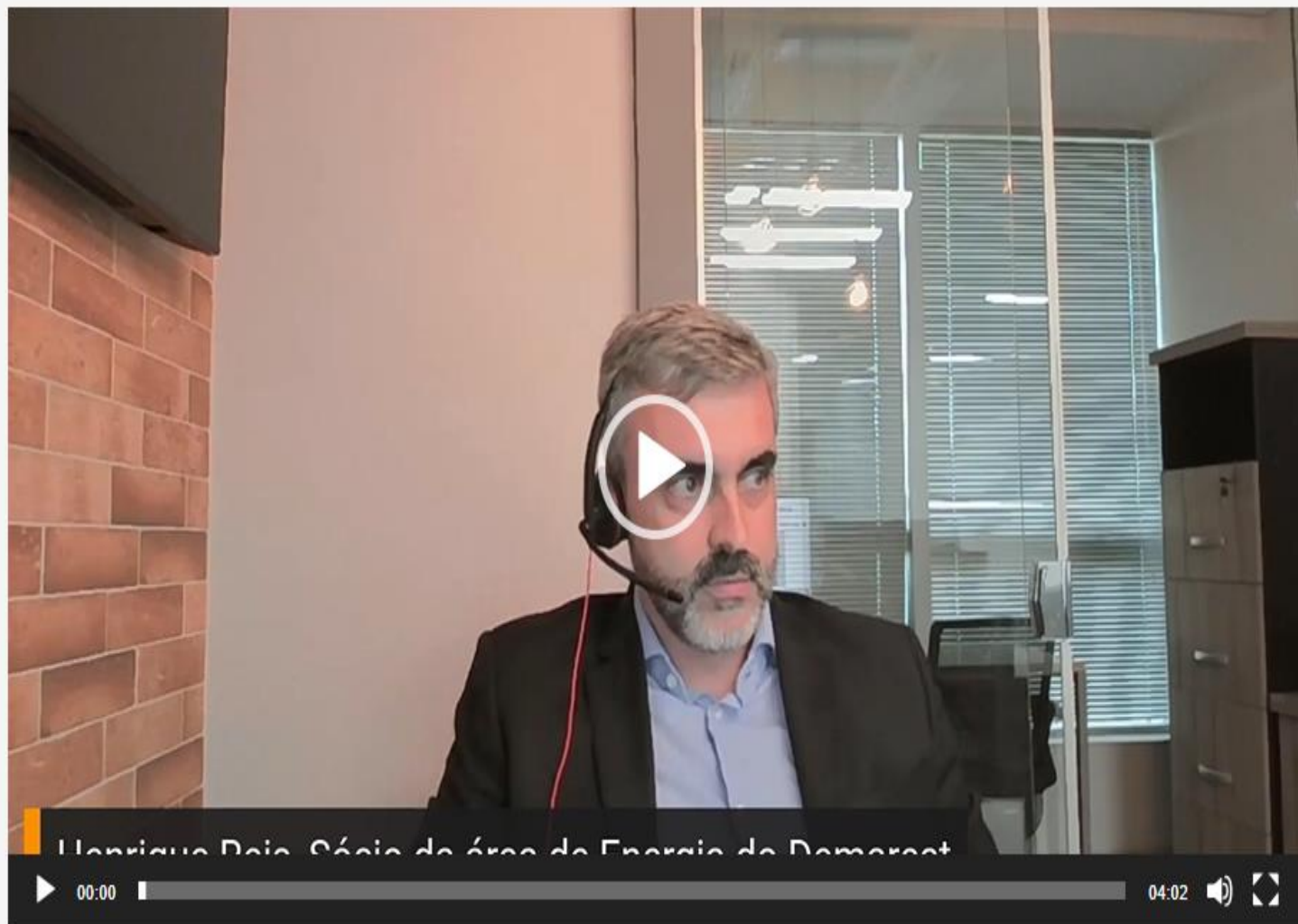
3. Melhor Interpretação da Legislação Aplicável



Convidado pela **reportagem**, o sócio da área de Energia do Demarest, **Henrique Reis**, salienta que a falta de um debate estruturado, como realizado para as distribuidoras e transmissoras, leva a uma situação de ter que endereçar essas concessões vincendas da geração, entre prorrogações ou relicitações na forma disposta pela MP 579 e convertida na Lei 12.783. E depois, com a alteração conferida pela Lei 13.360/2016, traz um novo tratamento para ativos entre 5 MW e 50 MW, abrangendo as outorgas de concessão e autorização.

Essa última mudança, efetuada no governo provisório de Michel Temer, trouxe um regime mais flexível para pequenas centrais hidrelétricas, mas como contrapartida também colocou em debate a questão de excedente econômico de ativos que, por premissa, estariam em tese amortizados. “É uma discussão sobre a captura de uma renda hidráulica ou do excedente econômico provável para a próxima etapa de exploração do empreendimento”, indica Reis.

No **vídeo** a seguir, o advogado busca explicar melhor toda essa confusão jurídica, reforçando que a maior divergência está em relação à própria inexistência de uma discussão mais aprofundada e a necessidade de observar a legislação que vem de dez anos atrás para interpretação do parágrafo oitavo do artigo primeiro da Lei 12.783. “Existe um embate jurídico, já que a fundamentação está toda sustentada em pareceres da Procuradoria”.



Como avançar?

Reis avalia existir mais de uma forma de avançar, descartando fórmula mágica. Uma ideia é o MME instaurar consulta pública, assim como fez com as concessões de distribuição e transmissão, para depois ter como produto dessa discussão um decreto para reger as prorrogações. No entanto, ele analisa que pela existência de uma lei e que para tentar endereçar essa discussão de forma mais alinhada ao atual debate sobre a modernização do setor elétrico, o ambiente mais adequado para a discussão seria através do Congresso Nacional, apesar das dificuldades de tempo e tramitação.

“São questões como valorar os atributos das hidrelétricas, de serviços prestados como para maior flexibilidade do sistema e que não são remunerados, alocando melhor os custos e os riscos do setor elétrico”, elenca **Henrique Reis**, rogando uma definição em torno desse dispositivo que tem gerado controvérsias e que pode resultar em judicializações.

Em sua opinião, o maior desafio do Ministério será como harmonizar as regras e os dispositivos com outorgas dos mais diversos regimes. E que assim como outros segmentos, a geração pode ter novidades nas diretrizes para os contratos, estabelecendo novas condições, critérios de modernização, ampliação de empreendimentos, sujeição a um novo modelo, entre outros.

“Sempre podemos ter novidades visto que a prorrogação é um ato discricionário do poder concedente e que pode ser sujeito a determinadas condicionantes, podendo advir na forma de um decreto”, conclui.



Existe um embate jurídico, já que a fundamentação está toda sustentada em pareceres da Procuradoria

Henrique Reis, do Demarest

Gisella Siciliano, da PSR, ressalta que um decreto poderia disciplinar quais as condições para o poder concedente conferir as renovações, já que existe uma previsão na lei de que essas concessões, entre fevereiro de 1995 e dezembro de 2003, podem ser renovadas por mais 20 anos. Mas frisa que o mais importante é ter as regras claras para o planejamento dos investimentos com tarifas menores para todos.

“Temos uma boa oportunidade com os poços vazios no leilão de reserva de capacidade. No entanto algumas usinas têm um prazo de outorga que não alcança todo o período de suprimento, sendo pertinente até que a discussão comece por esse ponto, o que seria uma boa sinalização para os empreendedores”, destaca a especialista, acrescentando que essa definição deveria vir em até 18 meses antes do vencimento de uma concessão.

Além de engessar a liberdade dos agentes, na análise de Gisella, o regime por cotas afasta também a gestão onde se pode assumir riscos e, a partir dessa assunção, aferir maiores benefícios. Mas também estando sujeito aos prejuízos, já que a brincadeira do mercado é justamente estar exposto ao risco para o bem e o mal. E salienta que tal questão já era um ponto que vinha sendo direcionado como uma mudança de regime a partir da desotização das usinas da Eletrobras.



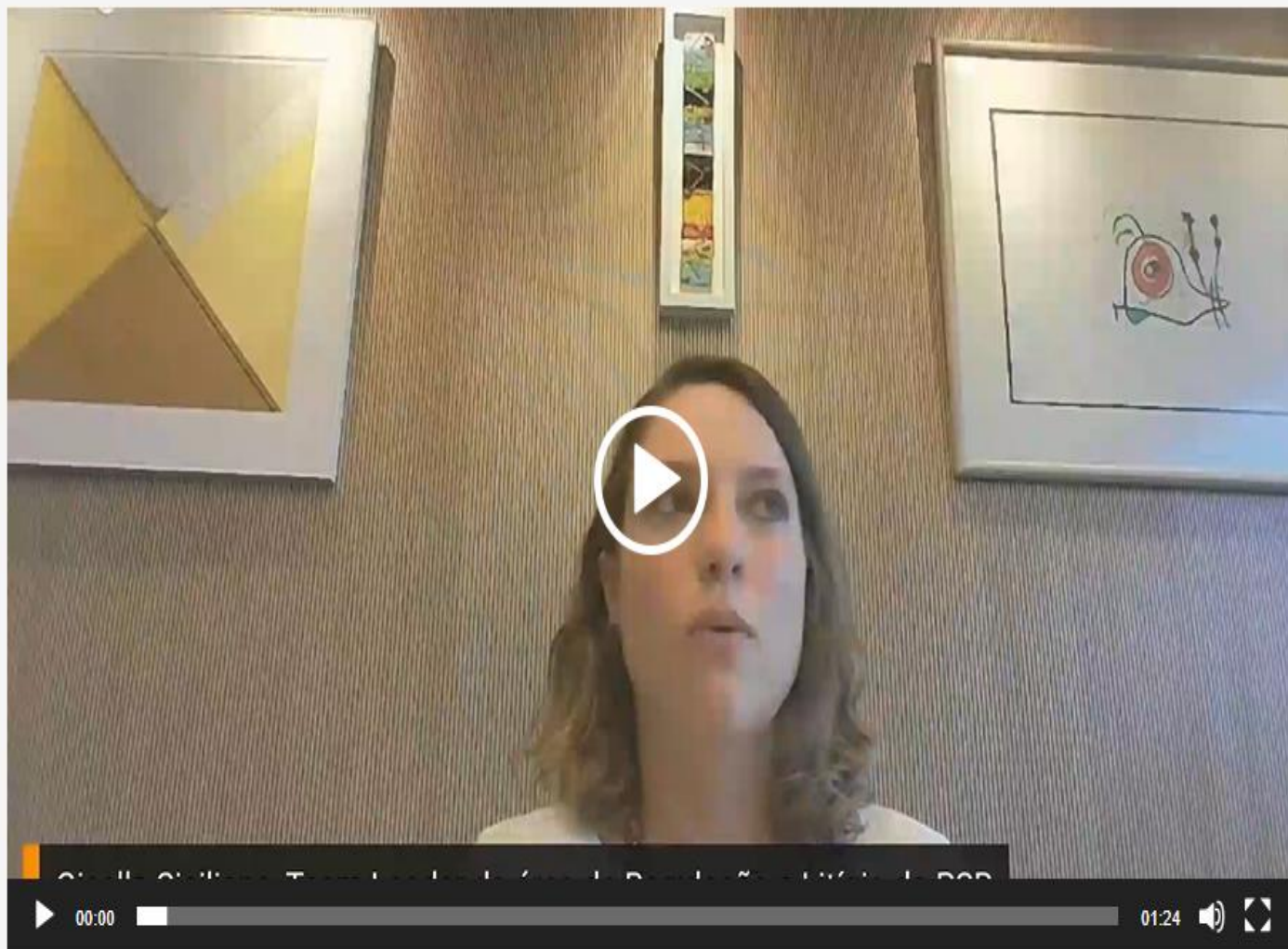
Oportunidade de colocar nos novos contratos formas de medir a eficiência dentro do MRE

Gisella Siciliano, da PSR

“Acaba sendo também uma oportunidade para modernizar tanto os contratos quanto o modelo”, indica a analista da PSR, ressaltando que todas as discussões do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) poderiam estar num aditivo no contrato das prorrogações prevendo a abertura para uma mudança de questões como serviços de flexibilidade e outros pontos que já poderiam ser abordados nos novos contratos que olham para o futuro.

“Talvez fosse uma boa oportunidade de colocar nos novos contratos formas de medir a eficiência dentro do MRE”, complementa, referindo-se à possibilidade de novos indicadores de qualidade dentro do processo, assim como aconteceu para as distribuidoras. “Também é possível revisar a garantia física sem limite, o que traria um efeito colateral para o MRE positivo, num maior acoplamento entre o que os geradores estão entregando e o que de fato consta ali como garantia física dessas usinas”, sugere a especialista.

No **vídeo** abaixo, Gisella comenta quais serão os principais desafios envolvendo as novas regras e o modelo de renovação das hidrelétricas, citando as dificuldades nos cálculos de indenização, o desenho ou modelagem do processo, além do acúmulo de usinas para avaliação e decisão do Ministério de Minas e Energia.



Também convidado pela **reportagem**, o CEO da Thymos Energia, João Carlos de Oliveira Mello, pontua o *timing* como principal desafio para definição do modelo a ser adotado para conferir maior clareza jurídica nas renovações, lembrando que nos últimos anos o setor teve de lidar com muitas soluções diferenciadas para o tema. Como a possibilidade de, ao privatizar, ter uma concessão renovada no regime de produtor independente, sendo esse caminho tomado pela Eletrobras e a gaúcha CEEE.

“É preciso uma reflexão um pouco mais racional, de ter essa definição quanto antes. Não pode deixar para em cima da hora, como foi em 2012, com algumas demandas que não tenham sido negociadas”, comenta o executivo ao **CanalEnergia**. Para ele, é necessário que o governo negocie com os atuais concessionários, no sentido de criar metas razoáveis e processos anteriormente aprovados com alguma antecedência. Além de que essa relação mais próxima pode fazer a pasta absorver demandas de mercado ainda não vislumbradas.

No entanto, o líder da renomada consultoria pondera que a agenda do governo teve algumas prioridades, primeiro na transmissão e agora buscando avançar melhor com as concessões de distribuição. O caso mais urgente é o da EDP Espírito Santo, cujo processo se arrasta, com a última atualização sendo um pedido de vistas na última reunião da Aneel, para um contrato que está chegando ao fim sem uma resolução. “O melhor e mais racional seria até o final do ano ou no máximo até o começo de 2026”, afere Mello, referindo-se a conclusão das propostas sobre o modelo para a prorrogação das UHEs.



Melhor forma de renovação é sem bônus de outorga e com o compromisso de reinvestir na concessão.

João Carlos Mello, da Thymos

A revisão da lei de concessões do setor elétrico seria a solução mais fácil e rápida para o tema na visão do executivo, que entende como pouco razoável e produtivo a abordagem de colocar muito dinheiro na frente da compra da outorga, que exige uma série de investimentos a serem realizados ao longo da concessão. “Melhor forma de renovação é sem o bônus de outorga e com o compromisso de reinvestir na concessão e permanecer operante por muito tempo”, opina.

Sobre metas e diretrizes, Mello entende o mecanismo como a forma certa de avaliar se o agente está tomando conta da própria concessão. E que a regulamentação da questão ambiental vem avançando ao longo dos últimos anos, mas por vezes com alguma complexidade entre demandas e condicionantes diferentes para adaptação de uma concessionária.

“Uma outra meta de desafio é não só investir na própria concessão, mas também no novo regime de produção independente, definindo novos investimentos em outros setores como armazenamento e energias renováveis”, acrescenta o CEO da Thymos Energia.

Provocado pela **reportagem** para estimar valores de impactos dessas renovações em termos de tarifas, Mello salienta ser um desafio enorme dado que as regras não estão postas e as últimas renovações tiveram realidades distintas. Mas no **vídeo** a seguir ele comenta um pouco sobre alguns pontos que envolvem essa perspectiva, conferindo uma projeção final para uma percepção de preços seguindo o que tem sido visto atualmente em contratos de longo prazo, na ordem de R\$ 170/MWh e R\$ 180/MWh de energia convencional.



O caso da Auren

Pelo lado da Auren Energia, uma das maiores geradoras do país, a maior preocupação envolvendo esse tema das prorrogações é com relação a já citada UHE Paraibuna (SP), da antiga Cesp, cujo contrato de concessão está vencido há três anos e que aguarda a manifestação do Ministério de Minas e Energia sobre seu futuro. A empresa segue operando o ativo de forma temporária, por meio de uma portaria do MME.

“A gente opera mantendo a mínima manutenção e todo o cronograma necessário, mas é uma usina que já está se aproximando dos 50 anos e que em breve ela vai necessitar de investimentos”, comenta ao **CanalEnergia** a diretora executiva de Assuntos Regulatórios e Mercados da companhia, Priscila Lino.

Ela cita que há outras empresas no mercado com empreendimento similares e que os players estão aguardando as diretrizes de quando será a licitação, para eventualmente participar, a depender das condições estabelecidas, ou devolver o ativo à União. Adicionalmente a essa usina, a geradora possui um portfólio de 22 hidrelétricas oriundas da aquisição da AES Brasil, que atuam na modalidade de produção independente, mas que alterna esses contratos daqui a alguns anos.

“Não é um problema agora para esse período, já que nossas concessões vencem em meados de 2032”, indica a executiva. Os próximos vencimentos de contratos envolvendo UHEs da Auren começam em 2031, com a UHE Igarapava (SP), para no ano seguinte mais nove usinas, uma em Minas Gerais (Água Vermelha) e o resto espalhado pelo estado de São Paulo: Nova Avanhandava; Promissão; Bariri; Barra Bonita; Ibitinga; Euclides da Cunha; Caconde e Limoeiro.



MME deveria priorizar licitação das usinas que estão operando de forma temporária

Priscila Lino, da Auren

Para Priscila, assim como a maioria das fontes ouvidas na reportagem, o primeiro desafio no processo é a definição de todas as diretrizes para a realização, seja da prorrogação ou da licitação, com uma série de parâmetros que precisam ser definidos para o investidor tomar sua decisão. “E quanto antes essas discussões começarem, melhor a gente vai ter a previsibilidade em relação a esses montantes”, ressalta.

A diretora da Auren não enxerga nesse momento a possibilidade de alguma inovação em indicadores, metas ou algum fato novo nos próximos contratos, afirmando se tratar de definições de critérios muito bem conhecidos. Como preço de energias de longo prazo, estabelecimento da valoração dos investimentos, entre outros que seguem normativas já estabelecidas. “O que precisa agora é começar a priorizar a licitação das usinas que estão operando de forma temporária, dando seguimento à transferência desse ativo para um novo concessionário”, reforça.

No **vídeo** abaixo, que encerra essa **Reportagem Especial**, Priscila busca responder os motivos do processo envolvendo a UHE Paraibuna estar parado há tanto tempo no MME, ponderando ser importante que o governo agilize a tomada de decisão sobre os novos contratos e assim assegurem os investimentos e à recuperação desse valor ao longo do novo contrato de concessão. “Se queremos abrir o mercado no futuro é importante rever esse modelo (cotas), que inclusive pode ser uma das razões para a licitação da nossa usina ainda não ter ocorrido”.



Procurado o Ministério de Minas e Energia disse que responderia perguntas via e-mail, mas após mais de uma semana mudou sua versão, informando que só se manifestaria nos processos administrativos. A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage) também não quis participar, alegando que o assunto ainda não foi discutido entre suas associadas.