



CADERNO OPINIÃO

NOVA CONJUNTURA DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA DE USINAS HIDRELÉTRICAS E DOS ROYALTIES DE ITAIPU NO BRASIL

AUTORES

Vanderlei Affonso Martins, Isabella Vaz Leal da Costa
e Ana Cláudia Cirino dos Santos

junho.2018

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Isabella Vaz Leal da Costa
Larissa de Oliveira Resende
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



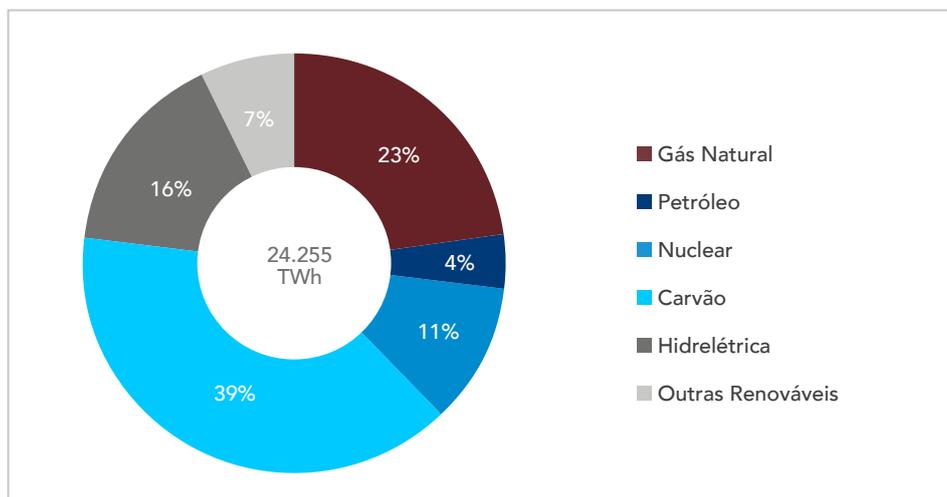
OPINIÃO

NOVA CONJUNTURA DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA DE USINAS HIDRELÉTRICAS E DOS ROYALTIES DE ITAIPU NO BRASIL

Vanderlei Affonso Martins, Isabella Vaz Leal da Costa
e Ana Cláudia Cirino dos Santos

A principal forma renovável de geração de eletricidade no mundo (ver Gráfico 1), a Hidroelétrica, é a alternativa preferida no planejamento energético ao produzir energia elétrica de forma pouco poluente (baixa emissão de CO₂) quando comparada a usinas termoeletricas e que possui baixo custo de operação e manutenção.

Gráfico 1 - Participação de Recursos Energéticos na Geração Elétrica Mundial - 2016.



Fonte: IEA, 2017.

Apesar de valer-se da baixa emissão de CO₂, os custos e benefícios da geração hidrelétrica devem ser adequadamente verificados para quantificar as externalidades¹ desses empreendimentos. Nessa perspectiva, destaca-se o papel do *royalty*² como instrumento econômico capaz de minimizar as falhas de mercado.

No setor de óleo e gás existe na literatura um

significativo volume de estudos sobre a aplicação de *royalties*, enquanto que, no caso hidroelétrico, o número de pesquisas é reduzido. Assim, torna-se relevante verificar a existência e o funcionamento desse instrumento de política econômica nos países com expressiva geração hidrelétrica: Brasil, China, Canadá e Estados Unidos, que juntos representam mais de 50% da produção global – Tabela 1.

Tabela 1 – Maiores Produtores de Energia Elétrica Hidráulica - 2016

Ranking	Produtores	Geração - TWh	Participação Mundial - %
1°	China	1.130	28,4%
2°	Canadá	381	9,6%
3°	Brasil	360	9,0%
4°	Estados Unidos	271	6,8%
5°	Rússia	170	4,3%
6°	Noruega	139	3,5%
7°	Índia	138	3,5%
8°	Japão	91	2,3%
9°	Suécia	75	1,9%
10°	Venezuela	75	1,9%
11°	Demais Países	1.148	28,9%
	Mundo	3.978	100%

Fonte: IEA, 2017.

Entre os 4 maiores produtores mundiais da Tabela 1, segundo PINEAU *et al.* (2017), existem diferentes critérios para aplicação de instrumento de política econômica relacionados às hidrelétricas:

- 1) Tamanho da Barragem: os *royalties* podem ser proporcionais à dimensão da barragem. Algumas províncias na China adotam essa abordagem, com exceção de Hubei, onde está instalada a usina de Três Gargantas.

¹ A externalidade é negativa quando decisões de produção e de consumo afetam a disponibilidade dos serviços ambientais e reduzem o bem-estar ou a produção de outros bens (VARIAN, 2015).

² Os *royalties* podem ser definidos como instrumento de política econômica, utilizados na minimização da externalidade negativa provocada pela extração dos recursos naturais. Também são considerados mecanismos de compensação pela escassez, na expectativa de garantir o atual benefício da exploração do recurso natural para gerações futuras (Pinto Junior *et al.*, 2016). No caso dos *royalties* da energia hidrelétrica, o conceito foi adaptado para estabelecer o pagamento pelo custo de oportunidade no uso de recursos hídricos para produzir eletricidade.

- 2) Comprimento do Curso d'água: este método considera compensar o custo de modificar os caminhos da água, tendo como base o comprimento inicial do curso de água seco e o seu resultado após o desvio, que inclui também a quantidade de materiais aluviais extraídos. O estado da Califórnia nos EUA aderiu a este critério na sua metodologia e implementou um fundo de recursos hídricos.
- 3) Geração Elétrica: a cobrança de *royalties* com base na geração de eletricidade é o critério mais recorrente na China, nos EUA e no Canadá, e funciona como um imposto fixo por unidade de energia gerada.
- 4) Receitas das Usinas de acordo com PINEAU *et al.* (2017): outro critério para cobrança de *royalties* é o faturamento das usinas hidrelétricas, aplicado no Brasil e em Ontário no Canadá.

A China é a maior produtora de hidroeletricidade desde 2004 e, assim como no Brasil, a hidrelétrica também decorre de outorga pública, podendo, no caso brasileiro, ser de concessão ou de autorização. Para os chineses o instrumento de política econômica é tratado com *royalty* que é a compensação que o operador da usina deve pagar pelo seu uso. Assim, o governo central controla as licenças e a regulação do sistema de *royalties*, inclusive valores mínimos e máximos de arrecadação, porém permite maior liberdade para as províncias criarem suas próprias taxas dentro desses limites (PINEAU *et al.*, 2017).

No caso do Brasil há uma distinção em relação à China, a partir da promulgação da Lei 9.648/98 e legislação superveniente, pois usinas hidrelétricas, objeto de concessão passaram a ser outorgadas considerando o critério de menor preço de energia.

A taxa dos *royalties* chinesa é controlada pelos ministérios de controle de preços, de recursos hídricos e pelo Tesouro das províncias, submetida ao governo central. As principais variáveis analisadas são a produção real de energia da usina, o tamanho da barragem e as tarifas locais de água. Os recursos são destinados, principalmente para conservação, proteção e gestão dos recursos hídricos definidos pelo Conselho do Estado da China. Assim como Itaipu possui uma regra própria para cobrança de *royalties*, nos termos do Tratado de Itaipu, a usina de Três Gargantas são decididas em conjunto pelo Ministério das Finanças e pelo Ministério dos Recursos Hídricos, submetidas ao Conselho de Estado (PINEAU *et al.*, 2017).

De forma semelhante à política chinesa, as províncias canadenses, que produzem cerca de 10% da energia hidrelétrica mundial (PINEAU *et al.*, 2017), possuem poder legislativo para a gestão dos recursos hídricos e do setor hidrelétrico de seu território, utilizando os *royalties* como pagamento pelo direito de uso da água e produção de eletricidade. A metodologia de cálculo do *royalty* adotada pela maior parte das províncias baseia-se na energia gerada pelas hidrelétricas. Algumas províncias, como Manitoba e Saskatchewan, consideram também a capacidade de geração de energia para determinada estação do ano. No caso de Ontário, optou-se por uma base de cálculo na renda bruta das usinas, de forma semelhante ao praticado no Brasil (PINEAU *et al.*, 2017).

No Canadá, em geral, as taxas de *royalties* são fixadas por longos períodos e reavaliadas ao final do contrato de concessão da usina hidrelétrica. Cabe destacar que apenas três províncias possuem considerável arrecadação de *royalties* (Quebec, British Columbia e Saskatchewan) e optam pela atualização anual de suas taxas, de acordo com o aumento percentual no índice de preços ao consumidor (PINEAU *et al.*, 2017).

Ao contrário do sistema praticado no Canadá e na China e mais próximo do brasileiro, os EUA centralizam em nível federal a regulamentação da compensação financeira e *royalty* de energia hidrelétrica. No entanto, os estados americanos têm a responsabilidade de gerenciar o uso de recursos hídricos. Dessa forma, a regulação dos EUA possui uma estrutura federal comum e vários regulamentos estaduais (PINEAU *et al.*, 2017).

No âmbito do governo federal dos Estados Unidos, existe a “*Federal Energy Regulation Commission*” - FERC, entidade reguladora semelhante ao papel desempenhado pela Agência Nacional de Energia Elétrica brasileira. A FERC cobra taxas anuais dos empreendimentos hidrelétricos licenciados, com o objetivo de compensar o governo pelos custos de gerenciamento do programa regulatório de energia hidrelétrica e também pelo uso do solo, das barragens e dos benefícios dos projetos construídos com o apoio do governo (PINEAU *et al.*, 2017).

Além da cobrança a nível federal, estados com expressiva geração hidrelétrica (Oregon, Washington e Califórnia) cobram algumas taxas pela produção de energia, com base na capacidade instalada do projeto, informada na licença de uso. Nos EUA, os *royalties* das hidrelétricas são pagos apenas pelos proprietários privados, as usinas de propriedade do governo não pagam essas taxas. Em geral, nos níveis federal e estadual, as cobranças se baseiam em um princípio administrativo e operacional de recuperação de custos. Da mesma forma, na Califórnia os *royalties* vão para o Fundo da Água para cobrir os custos do sistema de administração hídrica (PINEAU *et al.*, 2017).

No caso brasileiro, a ANEEL é responsável, dentre outras atividades, pela regulamentação e fiscalização

dos projetos hidrelétricos, bem como pelo recolhimento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. A taxa desses recursos recebe duas nomenclaturas na ANEEL: a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH), nos termos da Lei nº 7.990/1989, e os *Royalties* (aplicado especificamente para a Itaipu), nos termos do Tratado de Itaipu. As metodologias de cálculo são distintas entre a usina de Itaipu e as demais hidrelétricas.

A Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi regulamentada pela Lei nº 7.990/1989 e aprimorada pela Lei nº 8.001/1990, com modificações dadas pelas Leis nº 9.433/97, nº 9.984/00, nº 9.993/00, nº 13.360/16 e nº 13.661/18. No final da década de 80 a China iniciou sua política de taxa de recursos hídricos, e a partir das experiências internacionais, pode-se dizer que a legislação brasileira seguiu algumas diretrizes já adotadas pelos Estados Unidos e pela província de Ontário no Canadá.

Enquanto os EUA isentam do pagamento as usinas governamentais, no Brasil, há dispensa de recolher Compensação Financeira para os empreendimentos hidráulicos outorgados sob regime de autoprodução e de até 30MW caracterizados como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH.

Os demais empreendimentos hidrelétricos recolhem, atualmente, compensação financeira proporcional a 7% (Lei nº 13.360/2016) do valor da energia produzida e são balizados pela TAR – Tarifa Atualizada de Referência, que é definida anualmente por meio de resolução homologatória da ANEEL – Tabela 2. Assim, o valor a ser recolhido com compensação financeira e sua distribuição no país apresentam a seguinte estrutura:

Tabela 2 – Metodologia de Arrecadação da Compensação Financeira de Recursos Hídricos;

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA = VALOR % x ENERGIA GERADA x TAR
Compensação Financeira = valor em reais (R\$)
Valor % = Fator % aplicado a energia produzida definido pela ANEEL
Energia Gerada = valor mensal de geração hidrelétrica (MWh).
TAR = Tarifa Atualizada de Referência (R\$/MWh).

Fonte: ANEEL, 2018.

A repartição da compensação financeira de recursos hídricos é detalhada na Tabela 3:

No caso da Usina Hidrelétrica de Itaipu são pagos *royalties* conforme estabelecido no Tratado de

Itaipu, assinado entre Brasil e Paraguai em 26 de abril de 1973, cujos beneficiários e distribuição equivalem às diretrizes da Compensação Financeira. A metodologia para cálculo dos *royalties* de Itaipu é detalhada na Tabela 4 e sua repartição na Tabela 5.

Tabela 3 – Estrutura de Distribuição dos Recursos da Compensação Financeira

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA DE RECURSOS HÍDRICOS		
REGULAÇÃO LEI nº 13.360/2016 e LEI nº 8.001/1990		
7,00%	0,75%	ANA (100%)
	6,25%	FNDCT (4%)
		MMA (3%)
		MME (3%)
		ESTADOS (45%)
		MUNICÍPIOS (45%)

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 4 – Metodologia de Arrecadação dos *Royalties* de Itaipu

ROYALTIES ITAIPU = ENERGIA GERADA x VALOR x K x TAXA DE CÂMBIO
<i>Royalties</i> Itaipu = valor dos <i>royalties</i> em reais (R\$)
Energia Gerada = geração mensal da energia de Itaipu (MWh);
Valor = valor da energia definido no tratado de Itaipu (US\$)
k = Fator de atualização
Taxa de Câmbio = Taxa de Câmbio referente ao dia do pagamento dos <i>royalties</i>

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 5 – Estrutura de Distribuição dos *Royalties* da Usina Hidrelétrica Itaipu

ROYALTIES ITAIPU		
10%	4%	FNDTC
	3%	MMA
	3%	MME
90%	45%	85% ESTADOS (diretamente atingidos)
		15% ESTADOS (à montante da hidrelétrica)
	45%	85% MUNICÍPIOS (diretamente atingidos)
		15% MUNICÍPIOS (à montante da hidrelétrica)

Fonte: ANEEL, 2018.

A legislação brasileira proíbe a aplicação desses recursos no pagamento de dívidas e em quadro permanente de pessoal. Porém foi permitido o uso desses recursos para capitalização de fundos de previdência, de acordo com a Lei nº 10.195/01, mas não há dados sobre fundos criados com esse recurso.

Segundo ANEEL (2018), apenas no ano de 2017 as hidrelétricas brasileiras pagaram mais de 2,4 bilhões de reais em compensação financeira e *royalties* pela utilização de recursos hídricos. Esse valor representa 17,6% das despesas com a construção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio no complexo do rio Madeira, por exemplo – vide Tabela 6 e 7.

Tabela 6 – Arrecadação da Compensação Financeira em R\$ no período de 2017-2012.

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012	
7%	0,75%	ANA (100%)	172.810.015	208.815.854	185.261.103	185.527.628	176.768.958	191.885.881
		FNDTC (4%)	57.603.080	66.821.073	59.283.553	59.368.841	56.566.067	61.403.482
		MMA (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
		MME (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	6,25%	ESTADOS(45%)	648.034.649	751.737.076	666.939.972	667.899.459	636.368.250	690.789.170
		MUNICÍPIOS (45%)	648.034.649	751.737.076	666.939.972	667.899.459	636.368.250	690.789.170
		ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	1.296.069.298	1.503.474.153	1.333.879.944	1.335.798.919	1.272.736.499	1.381.578.341
		TOTAL	1.612.887.012	1.879.342.691	1.667.349.930	1.669.748.648	1.590.920.624	1.726.972.926

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 7 – Arrecadação dos Royalties da hidrelétrica de Itaipu em R\$ no período de 2017-2012

ROYALTIES ITAIPU		2017	2016	2015	2014	2013	2012
0%	ANA (100%)	-	-	-	-	-	-
	FNDTC (4%)	32.512.500	35.158.486	31.671.273	23.585.969	22.148.478	19.138.648
10%	MMA (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	MME (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	ESTADOS(45%)	365.765.620	395.532.967	356.301.824	265.342.149	249.170.376	215.309.790
90%	MUNICÍPIOS (45%)	365.765.620	395.532.967	356.301.824	265.342.149	249.170.376	215.309.790
	ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	731.531.241	791.065.934	712.603.648	530.684.298	498.340.752	430.619.580
	TOTAL	812.812.490	878.962.148	791.781.831	589.649.220	553.711.947	478.466.200

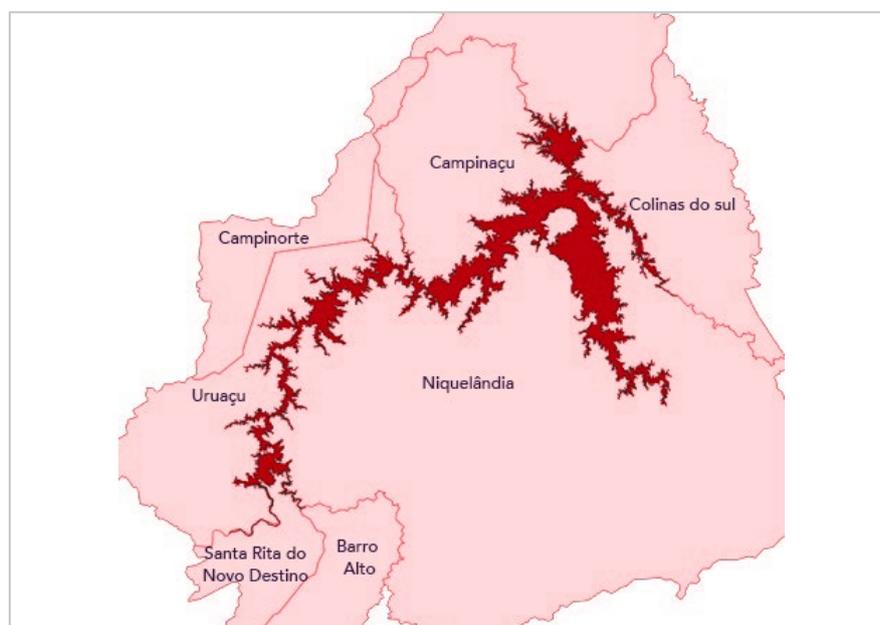
Fonte: ANEEL, 2018.

Importa dizer que o rateio dos recursos de Compensação Financeira baseia-se em dois critérios principais: o primeiro está relacionado ao ganho de energia por regularização da vazão e o segundo, com a área inundada por reservatórios de usinas hidrelétricas. Após o rateio pelo ganho de energia, determina-se os coeficientes de distribuição dos municípios e estados dos beneficiários. No caso dos municípios, o rateio é feito pela proporção das áreas inundadas de cada cidade, além de considerar os casos específicos onde existem localidades com as instalações das casas de máqui-

nas e não há alagamento pelos reservatórios. No caso dos Estados, o valor recebido equivale às somas das áreas alagadas de seus Municípios.

O valor da área inundada pelo reservatório é calculado e fornecido a ANEEL pela própria outorgada titular da usina. A área inundada se refere ao nível máximo associado à vazão de cheia máxima prevista no respectivo projeto da usina hidrelétrica, incluindo o leito original dos rios – como exemplo a seguir na Figura 1.

Figura 1 – Área inundada da UHE Serra da Mesa/GO.



Fonte: ANEEL, 2018.

No caso de central hidrelétrica que tenha reservatório dissociado da casa de máquinas ou que se beneficie de bombeamento de água, estando as instalações elevatórias em município distinto daquele onde se situa o reservatório, é adotado o seguinte critério para a fixação da proporcionalidade de rateio entre os municípios envolvidos:

- i. para o município onde se localiza a casa de máquinas ou as instalações elevatórias de água será atribuída uma fração de numerador unitário e denominador igual ao número de Municípios envolvidos pela central hidrelétrica;
- ii. aos municípios inundados pelo reservatório da central hidrelétrica será dedicado o complemento da fração calculada anteriormente, na proporção de suas áreas inundadas.

Porém, dentro do processo de recolhimento e distribuição dos recursos de Compensação Financeira, cabe destacar a importância da TAR como determinante da arrecadação dos valores devidos pelas usinas. Em 2016, a TAR era de R\$ 93,35/MWh e foi revisada para R\$ 72,20/MWh no ano de 2017, o que representou uma queda de 23%.

Na ótica da regulação, esta redução foi necessária durante a revisão da regulação, tendo em vista alguns fatos relevantes no setor elétrico brasileiro:

- a) A redução do valor da energia pela MP 579 e a Lei nº 12.783/2013: A Medida Provisória 579 foi editada em 11 de setembro de 2012, com o objetivo de viabilizar a redução da tarifa de energia para o consumidor brasileiro. Tal desconto seria resultado de três medidas: (i) a desoneração de alguns dos encargos setoriais; (ii) a antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei no 8.987, de 1995,

que venceriam a partir de 2015; e (iii) o aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético - CDE (FGV, 2014).

- b) Crise Hídrica: A redução na disponibilidade hídrica também corroborou para queda da arrecadação das compensações financeiras. Segundo LUCENA et al. (2012), as mudanças no clima têm alterado de forma significativa os padrões de chuvas no Brasil. Isso impacta, portanto, as vazões disponíveis e consequentemente a participação das hidrelétricas na geração de eletricidade no país. Sendo assim, a queda da eletricidade gerada a partir das hidrelétricas gerou menor arrecadação de compensação financeira, já que esta é percentual e relativa à quantidade de energia gerada.

Nesse sentido, as geradoras hidrelétricas percebem esses dois aspectos como negativos no seu faturamento: de um lado queda no valor da energia com a MP 579 e do outro a crise hídrica com redução da energia gerada, fatores que impactam de forma negativa e simultânea as receitas dessas empresas.

Em decorrência do exposto, a ANEEL revisou a TAR para baixo. Entretanto, essa medida gerou insatisfação dos municípios que dependem da compensação financeira de hidrelétricas e dos *royalties* da usina de Itaipu no seu orçamento.

Este novo cenário de queda na arrecadação desses recursos, somados ao momento de crise na economia brasileira e no orçamento dos governos municipais, motivou a publicação a Lei no 13.661/2018 que alterou as parcelas de participação dos Estados e Municípios na distribuição da compensação financeira e *royalties*. Os Estados passaram a participar com 25%, enquanto os municípios aumentaram para 65% na arrecadação (BRASIL, 2018).

Nas tabelas 8 e 9, são apresentadas simulações com a nova regra de alocação entre os municípios e estados. Dessa forma, pode-se verificar que se a regra

fosse aplicada desde 2012, os Estados estariam com um déficit médio de 450 milhões ao ano e por outro lado, os municípios com o mesmo valor em superávit.

Tabela 8 – Arrecadação da Compensação Financeira pela nova regra em R\$ no período de 2017-2012

COMPENSAÇÃO FINANCEIRA NOVA REGRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012
7%	0,75% ANA (100%)	172.810.015	208.815.854	185.261.103	185.527.628	176.768.958	191.885.881
	FNDTC (4%)	57.603.080	66.821.073	59.283.553	59.368.841	56.566.067	61.403.482
	MMA (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	MME (3%)	43.202.310	50.115.805	44.462.665	44.526.631	42.424.550	46.052.611
	6,25% ESTADOS(25%)	360.019.249	417.631.709	370.522.207	371.055.255	353.537.917	383.771.761
	MUNICÍPIOS (65%)	936.050.048	1.085.842.444	963.357.737	964.743.663	919.198.583	997.806.580
	ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)	1.296.069.298	1.503.474.153	1.333.879.944	1.335.798.919	1.272.736.499	1.381.578.341
TOTAL		1.612.887.012	1.879.342.691	1.667.349.930	1.669.748.648	1.590.920.624	1.726.972.926

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de ANEEL, 2018.

Tabela 9 – Arrecadação dos Royalties da hidrelétrica de Itaipu pela nova regra em R\$ no período de 2017-2012

ROYALTIES ITAIPU NOVA REGRA		2017	2016	2015	2014	2013	2012
0%	ANA (100%)	-	-	-	-	-	-
10%	FNDTC (4%)	32.512.500	35.158.486	31.671.273	23.585.969	22.148.478	19.138.648
	MMA (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
90%	MME (3%)	24.384.375	26.368.864	23.753.455	17.689.477	16.611.358	14.353.986
	ESTADOS(25%)	203.203.122	219.740.537	197.945.458	147.412.305	138.427.987	119.616.550
	MUNICÍPIOS (65%)	528.328.118	571.325.397	514.658.190	383.271.993	359.912.766	311.003.030
ESTADOS + MUNICÍPIOS (90%)		731.531.241	791.065.934	712.603.648	530.684.298	498.340.752	430.619.580
TOTAL		812.812.490	878.962.148	791.781.831	589.649.220	553.711.947	478.466.200

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de ANEEL, 2018.

No caso da redução da arrecadação para os estados, isso implica em prejuízos à implementação da Política Nacional dos Recursos Hídricos e da Política Estadual de Recursos Hídricos, pois são os estados e a União que possuem a responsabilidade de aplicar os instrumentos de gestão de recursos hídricos. As Políticas Nacional e Estadual instituíram os seguintes instrumentos:

1. Os planos de recursos hídricos;
2. O Plano estadual dos recursos hídricos;
3. O enquadramento dos corpos de água em classes, segundo os usos preponderantes da água;
4. A outorga de direito de usos de recursos hídricos;
5. A cobrança pelo uso dos recursos hídricos;
6. O sistema de informação sobre os recursos hídricos; e
7. Programa Estadual de Conservação e Revitalização dos Recursos Hídricos (PROHIDRO) (INEA, 2018).

Os instrumentos de gestão citados possuem extrema dependência entre si e têm como objetivos principais a proteção e recuperação das bacias hidrográficas. Esses instrumentos demandam capacidades técnicas, políticas e institucionais, investimentos financeiros e exigem a participação efetiva de todos os órgãos envolvidos. Com a redução da arrecadação, a aplicação dos instrumentos de gestão dos recursos hídricos torna-se deficiente.

Por outro lado, como exposto anteriormente, o que motivou a alteração do percentual de arrecadação para os estados e para os municípios, fazendo com que os municípios passassem a receber 65% da

parcela de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos nas hidrelétricas, foi a repetida solicitação dos prefeitos que contavam com essa receita em seu orçamento anual e por serem as localidades afetadas diretamente pelos empreendimentos. Segundo os municípios, após a alteração da TAR em 2017, foi recebido 30% a menos do que esperavam.

Portanto, depreende-se que o critério de instrumento de política econômica vigente, baseado na TAR e indiretamente no faturamento das usinas, provoca desequilíbrios nas arrecadações dos estados e municípios, quando alterações na legislação afetam esses cálculos. Este desequilíbrio poderá acontecer novamente no caso da eventual descotização de usinas pertencentes ao Sistema Eletrobras. Vale observar ainda que os Estados e Municípios acabam por utilizar essas receitas variáveis em seus orçamentos anuais, de modo permanente, embora não seja essa a função das compensações financeiras arrecadadas. Este fato pode acarretar problemas financeiros quando os valores esperados não são recebidos. Além disso, o critério de aplicação do instrumento de política econômica pela tarifa regulatória e ligada, indiretamente ao faturamento, em um ambiente competitivo de comercialização de energia com ênfase na busca da modicidade tarifária, pode provocar uma instabilidade na arrecadação dos estados e dos municípios beneficiários.

Sendo assim, não seria oportuno avaliar a implementação de ajustes na legislação necessários ao aprimoramento do critério supracitado para que sua aplicação se torne mais estável frente a variações no valor médio de energia hidráulica no mercado regulado?

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Informações Gerenciais da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, 2018.

BRASIL. Lei no 13.661 de 8 de maio de 2018 – Define as parcelas pertencentes aos Estados e aos Municípios do produto da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), 2018.

Fundação Getulio Vargas. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. Centro de Estudos de Energia – FGV Energia, 2014.

Instituto Estadual do Ambiente (INEA). Informações Institucionais e Gestão das Águas, 2018.

International Energy Agency (IEA). *Key World Energy Statistics*; International Energy Agency: Paris, France, 2017.

Lucena et al., 2012. “Energy sector vulnerability to climate change: A review”. *Energy*, Volume 18, issue 1, p.1-12

PINEAU, P.; TRANCHECOSTE, L.; VEGA-CÁRDENAS, Y. Hydropower Royalties: A Comparative Analysis of Major Producing Countries (China, Brazil, Canada and the United States). *Water Journal*, april, 2017.

PINTO Jr, H. et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. 2ª edição, 2016.

VARIAN, H. *Microeconomia: uma abordagem moderna*. 9a edição, 2015.



Vanderlei Affonso Martins é Pesquisador na FGV Energia. Doutorando do Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), mestre em Planejamento Energético também pela COPPE/UFRJ e economista pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Tem experiência na gestão dos programas de P&D do setor elétrico, regulação da geração distribuída, fontes de energia renováveis e programas de eficiência energética. Possui experiência também com análises de viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos, modelos de avaliação de políticas públicas e avaliação de projetos governamentais, construção de cenários de demanda de energia através de modelos *bottom-up* e estudos relacionados aos temas: smart grids, pobreza energética, economia da energia, regulação do setor elétrico, impactos econômicos das fontes renováveis no Brasil e mudanças climáticas.



Isabella Vaz Leal da Costa é Pesquisadora na FGV Energia e Professora do MBA/FGV em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico. Foi Pesquisadora Pós-doc do Laboratório de Engenharia de Processos, Ambiente, Biotecnologia, e Energia - LEPABE, no Departamento de Engenharia Química da Universidade do Porto - FEUP, Portugal. Foi pesquisadora Pós-doc no Centro de Economia Energética e Ambiental - CENERGIA do Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ por 12 anos. É Doutora em Planejamento Energético com ênfase em Tecnologia da Energia pelo PPE/COPPE/UFRJ (2014) e Mestre em Planejamento Energético com ênfase em Planejamento Ambiental pelo PPE/ COPPE/UFRJ (2009). Engenheira Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com ênfase em Recursos Hídricos e Meio Ambiente (2006). Tem experiência na área de Engenharia Civil (Recursos Hídricos e Obras Hidráulicas), Mudanças Climáticas,

Energia e Meio Ambiente, atuando principalmente nos seguintes temas: geração de energia elétrica (hidrelétrica, térmica, solar, eólica), impactos das mudanças climáticas nos sistemas energéticos; cálculos de potencial e custos para mitigação das emissões de gases de efeito estufa provenientes dos setores energo-intensivos no Brasil e no mundo; exploração e produção de petróleo e gás natural; captura e armazenamento geológico de carbono; Eficiência energética e Pegada ecológica nos setores industriais.



Ana Cláudia Cirino dos Santos é graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, MG em 2007. Pós-graduada no Curso de Especialização em Análise de Impacto Regulatório da Universidade de Brasília, DF em 2017. Analista de Estudos Energéticos da Duke Energy International, Geração Paranapanema, de 2007 a 2010. Entrou na Agência Nacional de Energia Elétrica em 2011 como Especialista em Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, na Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração, onde atua, desde 2015 como Coordenadora.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV. Este artigo expressa exclusivamente a posição dos autores e não necessariamente da instituição para qual trabalham ou estão vinculados.



fgv.br/energia

