

## **GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

### **A EXPANSÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA E O PROBLEMA DOS CONTRATOS LEGADOS: UMA ANÁLISE PROPOSITIVA SOBRE O TEMA**

**WEBER RAMOS RIBEIRO FILHO(1)  
CEMIG(1)**

#### **RESUMO**

No Setor Elétrico Brasileiro é possível segmentar um vasto conjunto de contratos de compra de energia elétrica que são provenientes de leilões regulados (CCEAR's) e que se juntam a outras modalidades específicas de contratos, como é o caso de Itaipu, Angra, Cotas de Garantia Física e PROINFA dando origem aos chamados contratos legados de energia. O tratamento a ser dado a estes contratos se coloca como um dos maiores desafios a serem enfrentados quando se leva em conta as pretensões do poder concedente em relação à expansão do mercado livre de energia. Propor alternativas regulatórias a este desafio é o principal objetivo deste ensaio.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Setor Elétrico Brasileiro, Ambiente de Contratação Regulada, Expansão do Ambiente de Contratação Livre, Contratos Legados, Arquitetura Regulatória

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

A partir de meados da última década do século passado o marco regulatório do setor elétrico nacional foi objeto de profundas transformações. Neste quesito, destaca-se a segmentação institucional da cadeia produtiva do setor elétrico em quatro negócios complementares e interdependentes: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica. Dentro deste contexto normativo mercadológico, foram instituídos dois ambientes onde a energia elétrica poderia ser comercializada: o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulada. No Ambiente de Contratação Livre os agentes negociam seus contratos de forma bilateral fazendo com que o preço da energia seja definido através de parâmetros mercadológicos livremente negociados entre compradores e vendedores. Por outro lado, no Ambiente de Contratação Regulada, todo o processo de contratação é efetivado através de leilões regulados em que a energia comercializada é integralmente alocada às distribuidoras através de contratos de longo prazo cujos preços são definidos no momento do leilão e reajustados anualmente ao longo da vigência do contrato. A estes contratos provenientes de leilões regulados somam-se outros nos quais a energia é alocada compulsoriamente às distribuidoras (como é o caso de Itaipu, Angra, Cotas e PROINFA) complementando o universo daqueles contratos que vem sendo chamado no setor elétrico brasileiro de contratos legados de energia.

Diagnosticada a origem e a natureza dos contratos legados, torna-se fácil perceber que a atual e acalorada discussão relativa à expansão do mercado livre de energia deve necessariamente perpassar pela equalização dos parâmetros de preço, prazo e quantidade associados a estes contratos. Isso porque a simples possibilidade de migração de clientes do regime cativo para o regime livre, ou no sentido inverso, implicará na necessidade de uma maior flexibilização no portfólio de contratos das distribuidoras como forma de se adequar a quantidade demandada de energia pelos clientes cativos com os montantes contratados pelas distribuidoras para atendimento destes clientes. Porém, na prática, esta flexibilização no portfólio de contratos das distribuidoras esbarra nas rígidas condições contratuais de preço, prazo e quantidade associadas aos contratos legados, evidenciando de forma clara como a existência desta categoria de contratos pode acabar impondo obstáculos a expansão equilibrada do mercado livre de energia caso não seja dado um tratamento regulatório adequado para o problema.

Partindo do contexto delineado anteriormente, a abordagem da problemática dos contratos legados frente ao desafio de se promover a expansão sustentável do mercado livre de energia constitui o principal objetivo do presente ensaio. De forma mais específica, procura-se promover ao longo deste trabalho um diagnóstico sistêmico das várias espécies de contratos legados, focando em suas diretrizes relativas a preço, prazo e quantidade contratada.

A partir deste diagnóstico, são então sugeridos e modelados alguns instrumentos regulatórios que poderiam ser utilizados para permitir a convivência dos contratos legados com a expansão equilibrada do mercado livre de energia. Em sua essência, os instrumentos regulatórios avaliados neste artigo procuram atuar no sentido de tornar o produto

energia mais “homogêneo” e menos dependente de atributos físicos e regulatórios associados à fonte ou a forma como a energia é efetivamente gerada.

Neste quesito, cabe ressaltar que vários dos instrumentos regulatórios avaliados neste artigo (separação de lastro e energia, descotização, fim da energia incentivada etc) já foram apresentados e discutidos na Consulta Pública MME Nº 33/2017. O que se procurou neste ensaio foi promover um enriquecimento destas propostas através de uma avaliação sistêmica que passa a abarcar também, outros instrumentos regulatórios que em seu conjunto sejam capazes de catalisar e potencializar a atuação das forças de mercado na definição do preço da energia, assegurar o respeito aos contratos, e não comprometer a financiabilidade da expansão do sistema.

## **2.0 O PROBLEMA A SER ENFRENTADO**

### **2.1 Visão geral modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro**

O arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro instituiu dois ambientes onde a energia elétrica pode ser negociada: o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulada. No Ambiente de Contratação Livre participam geradores, comercializadores, consumidores livres e importadores. Interagindo neste ambiente de contratação livre, estes agentes negociam seus contratos de forma bilateral e, por conseguinte, o preço da energia é definido segundo condições livremente pactuadas.

Por outro lado, no ambiente de contratação regulada, participam apenas geradores e concessionárias de distribuição e todo processo de contratação é operacionalizado através de leilões regulados cujas diretrizes são estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Além dos dois ambientes de comercialização de energia discutidos anteriormente, existem também alguns empreendimentos de geração que, devido às suas condições específicas, tem sua energia negociada através de regimes especiais. Este é o caso de Itaipu, Angra, PROINFA e Energia de Reserva.

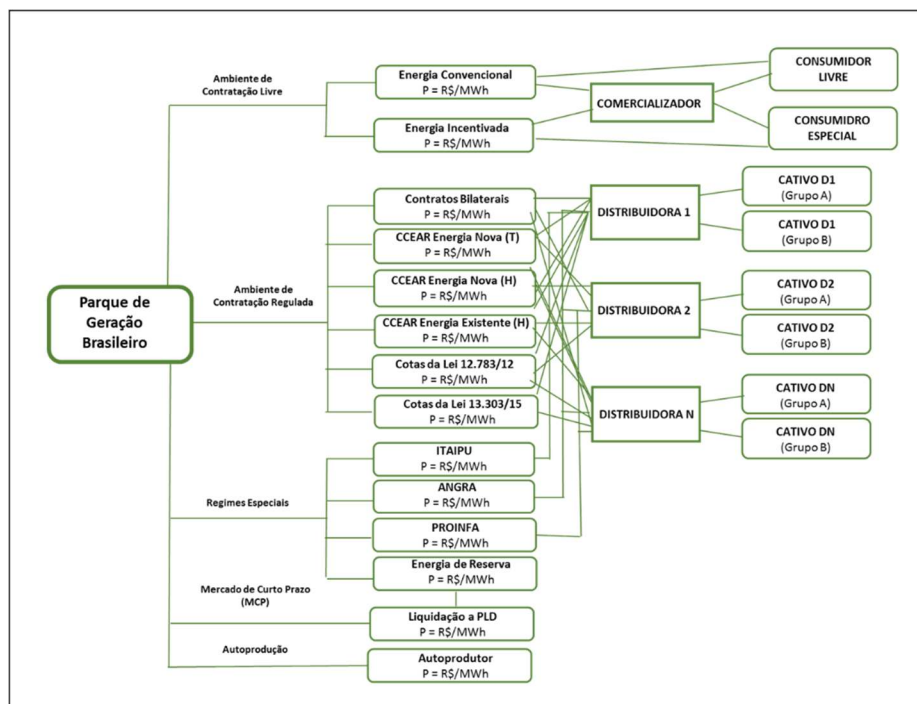
Completando este quadro, o modelo comercial do setor elétrico inclui também o chamado Mercado de Curto Prazo e o regime de Autoprodução de energia. No Mercado de Curto Prazo os preços são definidos em base semanal e segundo as condições de despacho. O objetivo deste mercado é liquidar as posições em aberto dos agentes (posições contratuais descobertas) sendo o preço deste mercado conhecido com Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Já a Autoprodução refere-se ao regime de exploração de algumas usinas que são caracterizadas pelo fato que parte ou a totalidade da energia gerada é destinada para a figura de um consumidor que também é proprietário da usina.

A Figura 1 abaixo procura mostrar um panorama do universo de contratos presentes no modelo de comercialização brasileiro evidenciando as várias possibilidades legais e regulatórias de comercialização de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional<sup>1</sup>.

FIGURA 1: Panorama Geral do Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

---

<sup>1</sup> Por se tratar de um fenômeno indiferente aos propósitos da presente análise, não foi incluída na figura a presença da Geração Distribuída.



A observação da Figura 1 permite contemplar a diversidade de modalidades contratuais que atualmente habitam o Setor Elétrico Brasileiro. Em cada uma destas modalidades contratuais as condições de preço, prazo e quantidade são definidas de forma específica, a depender do regime de comercialização estabelecido no respectivo contrato. A seguir, cada uma destas modalidades de contratação é discutida de forma sucinta<sup>2</sup>

### 2.1.1 Modalidades Contratuais no Ambiente de Contratação Livre (ACL):

i)- *Contratos de Energia Convencional*: são os contratos negociados de forma bilateral entre agentes compradores e vendedores e que não envolvem o uso de energia proveniente de fontes incentivadas.

ii)- *Contratos de Energia Incentivada*: são os contratos negociados de forma bilateral entre agentes compradores e vendedores e que envolvem somente o uso de energia proveniente de fontes incentivadas e incluem descontos na tarifa de transporte (Transmissão e Distribuição).

### 2.1.2 Modalidades Contratuais no Ambiente de Contratação Regulada (ACR):

i)- *Contratos Bilaterais (CB's)*: são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes de geração e concessionárias de distribuição e que foram celebrados antes da promulgação da Lei nº 10.848/2004. Estes contratos representam uma participação cada vez menor no portfólio das distribuidoras, uma vez que, depois de vencidos, não podem ser renovados.

ii)- *Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's)*: referem-se aos contratos de comercialização de energia elétrica celebrados no âmbito do ambiente regulado e negociados através de leilões previstos na Lei nº 10.848/2004. Os CCEAR's dividem-se em contratos de energia nova e de energia existente. Cada uma destas modalidades subdivide-se ainda em contratos por quantidade (risco hidrológico do vendedor) e contratos por disponibilidade (risco hidrológico do comprador).

iii)- *Cotas de Garantia Física da Lei 12.783/13 (MP 579/12)*: refere-se à parcela de energia decorrente do rateio das cotas de garantia física das usinas cujas concessões foram prorrogadas ou relicitadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012;

<sup>2</sup> A liquidação no Mercado de Curto Prazo, assim como a Autoprodução de energia, não serão detalhadas nesta seção uma vez que não se associam de forma direta aos objetivos deste ensaio.

iv)- *Cotas de Garantia Física da Lei 13.303/15*: refere-se à parcela de energia decorrente do rateio das cotas de garantia física das usinas cujas concessões foram relicitadas a partir da promulgação da Lei 13.303/15 e que incluem o pagamento de uma Bonificação de Outorga à União.

### 2.1.3 Modalidades Contratuais nos Regimes Especiais:

i)- *Contratos de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada pela Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil. Estas concessionárias são aquelas localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país;

ii)- *Contratos de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas usinas nucleares de Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

iii)- *Energia de Reserva*: a energia de reserva é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e é proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

## 2.2 Delimitação do problema

A seção anterior mostrou que o segmento de geração de energia elétrica tem seu regime de exploração (modelo de regulação econômica) definido conforme a fonte de energia utilizada e a modalidade do contrato que rege o empreendimento. Como consequência direta deste fato, pode-se inferir que o regime de exploração estabelecido no contrato será o responsável pela maneira como se dará a formação e a definição dos preços da energia negociada por cada empreendimento. Nestes termos, embora o produto energia elétrica possa ser encarado como uma commodity<sup>3</sup>, a regulação econômica que rege os preços da energia elétrica no segmento de geração acaba desprezando esse atributo.

Por conseguinte, o marco regulatório do setor de geração de energia elétrica tem atuado de forma a restringir a importância do mecanismo de preços como elemento indutor da eficiência do mercado. Este fato já foi inclusive reconhecido nas propostas de aprimoramento do setor elétrico apresentadas pelo Ministério de Minas de Energia, tal como pode ser constatado na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE<sup>4</sup>. Neste documento, é nítida a preocupação em se aprimorar o modelo comercial do setor elétrico brasileiro de forma a tornar o produto energia elétrica mais “homogêneo” e, permitindo assim, induzir uma maior concorrência na formação dos preços da energia elétrica.

Partindo deste cenário, o problema que se coloca reside em propor uma nova “*arquitetura regulatória*” para o modelo comercial brasileiro, de tal forma que se assegure a referida “*homogeneidade*” ao produto energia elétrica, mantendo o respeito aos contratos vigentes (contratos legados) e sem comprometer a financiabilidade da expansão do sistema no longo prazo. Assim procedendo, espera-se que seja possível efetuar uma transição suave rumo à expansão sustentável do mercado livre de energia elétrica. Na seção seguinte, é apresentada uma proposta de solução para este problema, a qual é composta por um conjunto de alternativas regulatórias que procuram atender a todos estes requisitos.

## 3.0 PROPOSTA DE UMA NOVA ARQUITETURA REGULATÓRIA PARA O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

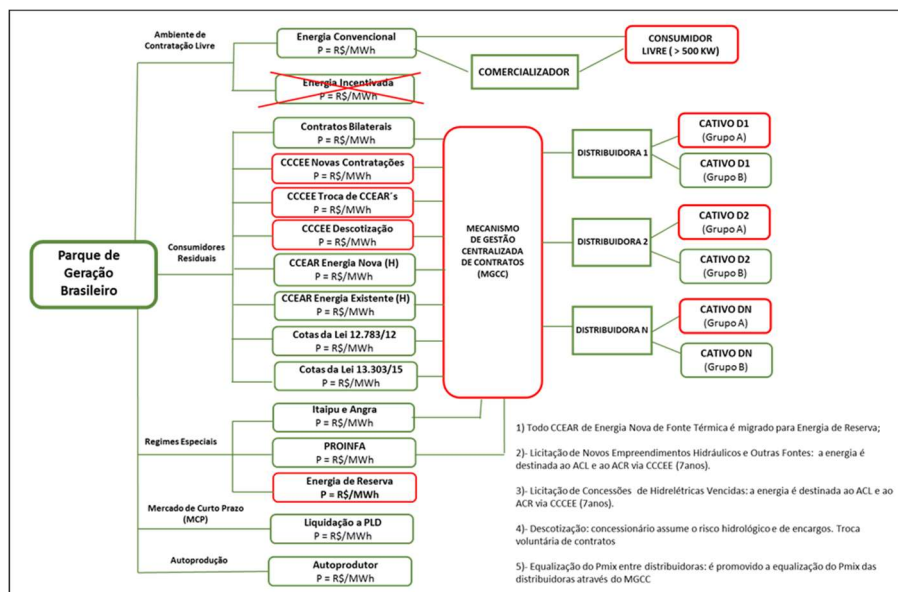
### 3.1 Detalhamento da proposta: a nova arquitetura regulatória

Visando atuar sobre o problema evidenciado na seção anterior, a Figura 2 mostrada abaixo procura delinear, através de uma linguagem diagramático-visual, os contornos conceituais e relacionais de uma nova “*arquitetura regulatória*” para o modelo comercial brasileiro. A descrição dos principais elementos desta arquitetura é realizada na sequência, onde serão apresentadas e detalhadas cada uma das propostas de alteração regulatória destacadas em vermelho na Figura 2.

FIGURA 2: Nova arquitetura regulatória para o modelo de comercialização de energia elétrica

<sup>3</sup> O termo commodity foi utilizado no sentido de que a energia elétrica é um produto idêntico para o usuário final (gera a mesma utilidade), independente da fonte utilizada, da idade dos ativos que produziu a energia ou do modelo contratual em que o empreendimento se enquadra.

<sup>4</sup> Esta nota técnica foi disponibilizada na Consulta Pública MME nº 33/2017 e tinha como tema o “*Aprimoramento do marco legal do setor elétrico*”. Segundo texto extraído deste documento, um dos objetivos a serem alcançados com o aprimoramento do marco legal do setor elétrico seria a “*homogeneização do produto energia, evitando modalidades ou subprodutos que inibam a competição, de modo que eventuais estímulos, incentivos ou compensações por externalidades ocorram fora desse ambiente de negociação homogêneo, não afetando a formação do preço*”



### 3.1.1 Redução dos limites para entrada no mercado livre e fim da energia incentivada

O modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro, em sua concepção original, previa duas classes de consumidores: consumidores livres e consumidores cativos. Posteriormente criou-se também a figura do consumidor especial que constitui uma espécie de cliente livre com requisito de carga menor (clientes acima de 500 kW) mas com a obrigação de contratar energia de fontes alternativas que poderão usufruir de descontos na tarifa de transporte (TUSD ou TUST).

Este tipo de segmentação acaba criando uma nova categoria de energia, chamada de energia especial, a qual irá contribuir para intensificar ainda mais o fenômeno da “desomogeneização” do produto energia elétrica, prejudicando assim, a atuação das forças de mercado e aumentando os custos de transação. Neste sentido, o que se propõe aqui é que a categoria de energia incentivada seja eliminada, e seja aberta a possibilidade de que todos os clientes do Grupo A passem a poder operar no mercado livre. Ressalta-se que o fim da energia incentivada para novos empreendimentos já se tornou uma realidade com a promulgação da Lei 14.120/21.

### 3.1.2)- Migração dos CCEAR's de fonte térmica (por disponibilidade) para o regime de energia de reserva

No âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos das distribuidoras com usinas térmicas se dão através de contratos por disponibilidade (CCEAR's por disponibilidade), onde o chamado risco hidrológico é alocado nos compradores que, neste caso, são os consumidores cativos. Na prática, isso acaba elevando os preços médios da energia no mercado regulado ao alocar os custos da confiabilidade do sistema, promovida pelas usinas térmicas, apenas nos consumidores cativos.

Por outro lado, caso os contratos por disponibilidade de fonte térmica fossem transferidos para Energia de Reserva, os custos destes contratos seriam arcados por todos os consumidores (livres e cativos). Isso, além de facilitar a operacionalização das transações e deixar os contratos do ACR mais homogêneos.

Quanto à eventual subcontratação involuntária das distribuidoras com esta migração dos contratos, ela poderia ser mitigada caso esta migração seja implementada em momentos de sobrecontratação sistêmica. Adicionalmente, a própria proposta de redução dos limites para que consumidores cativos se tornem livres também atuaria na mitigação deste problema, tornando estas duas medidas extremamente compatíveis e complementares.

### 3.1.3 Separação entre Lastro e Energia

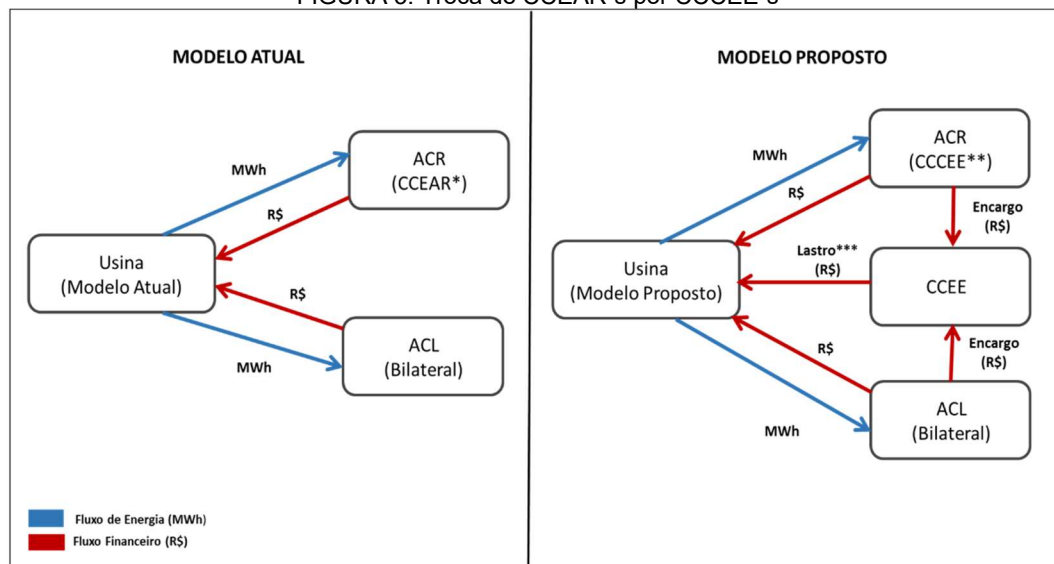
A separação entre lastro e energia foi um dos temas mais polêmicos apresentados na Consulta Pública MME Nº 33/2017 (Aprimoramento do Marco Regulatório do Setor Elétrico). Sem entrar nos detalhes desta polêmica, sugere-se que a distinção entre lastro e energia seja adotada apenas para os novos empreendimentos de geração ou para aquelas concessões que, voluntariamente, aceitem trocar seus Contratos de Cota de Garantia Física ou de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR's) por Contratos de Compra Centralizada de Energia Elétrica (CCCEE)<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Estas trocas sempre terão caráter voluntário e deverão ser efetivadas através de leilões específicos. Neste novo desenho contratual, os percentuais a serem destinados ao ACR e ao ACL dependeriam dos objetivos definidos pelo poder concedente e seriam definidos, juntamente com o preço e o valor do lastro, durante a elaboração do edital do

A Figura 3 ilustra como se comportariam os fluxos de energia e financeiros uma vez realizadas as trocas de CCEAR's por CCCEE's.

Ressalta-se que neste desenho contratural, o Lastro (R\$) a ser pago ao gerador será arcado por um encargo a ser cobrado tanto de consumidores cativos quanto livres. Nas seções seguintes serão detalhados os outros dois casos em que haveria a separação de lastro e energia (licitação de novos empreendimentos e descotização).

FIGURA 3: Troca de CCEAR's por CCCEE's



\*CCEAR = Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (até 30 anos)

\*\*CCCEE = Contrato de Compra Centralizada de Energia Elétrica (máximo 7 anos)

\*\*\*Lastro = valor recebido ao longo de todo período da concessão;

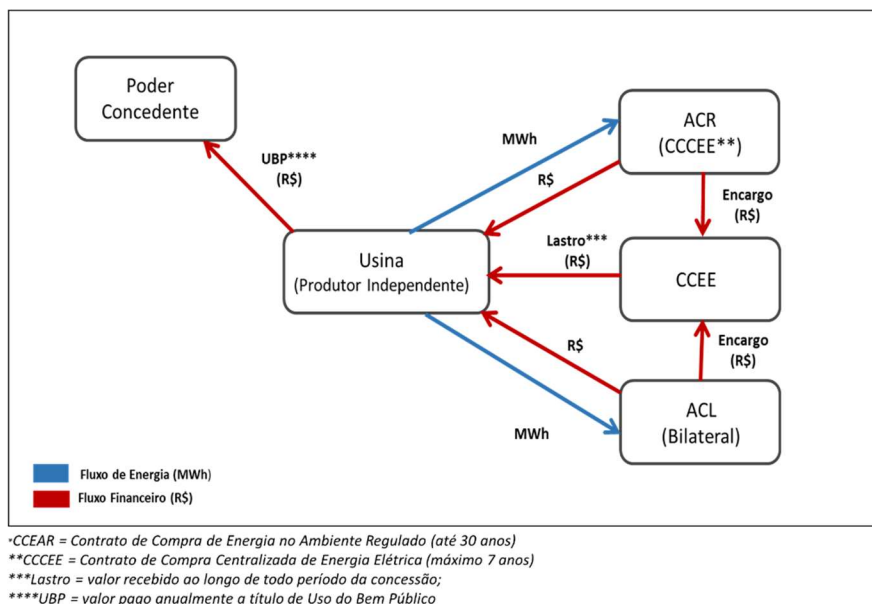
### 3.1.4 Mudanças na Forma de Licitação dos Empreendimentos de Geração

As usinas hidrelétricas, uma vez expirados os seus prazos de concessão, deverão ser revertidas ao poder concedente para que seja promovida uma nova licitação destes ativos. Isso ocorre porque os potenciais hidrelétricos são bens da União, sob os quais o concessionário tem o direito de uso somente durante o período da concessão<sup>6</sup>. Assim sendo, visando manter a coerência com um modelo com separação de lastro e energia, sugere-se que as concessões de usinas hidrelétricas, uma vez vencidas, sejam relicitadas e o vencedor seja aquele que aceitar receber o menor valor de Lastro (R\$), sendo o valor da UBP e do contrato CCCEE definidos a priori. A Figura 4 ilustra esta modelagem.

FIGURA 4: Novo modelo de licitação de empreendimentos de geração

leilão. Todavia, como os CCCEE's tem duração de no máximo sete anos, assegura-se que a energia estará novamente disponível para negociação dentro de um curto período de tempo (até sete anos).

<sup>6</sup> Por esta ótica, as usinas de geração que não utilizam a fonte hidráulica (solar, eólica, térmicas etc) não deveriam ser revertidas à União ao final de suas concessões. Isso porque elas não usufruem do uso de bens públicos.



Adicionalmente, devido a sua simplicidade e consistência, propõe-se que o modelo acima seja replicado nas licitações de novos empreendimentos de geração de energia (leilões de energia nova) qualquer que seja a fonte do empreendimento (hidráulica, solar ou eólica). Nestes casos, porém, deveria se abolir o pagamento da UBP já que nos novos empreendimentos será necessário o desembolso de investimentos para a construção da usina, o que não ocorre na licitação de concessões vencidas.

### 3.1.5 Descotização

A Medida Provisória 579/12, posteriormente convertida na Lei 12.783/13, alterou de forma significativa o arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro dando fim a um imbróglio que já se arrastava a algum tempo: a renovação de concessões do setor elétrico. No que tange ao segmento de geração de energia elétrica, o novo marco regulatório inaugurado com a MP 579/12 acabou gerando diversos impactos negativos, tais como:

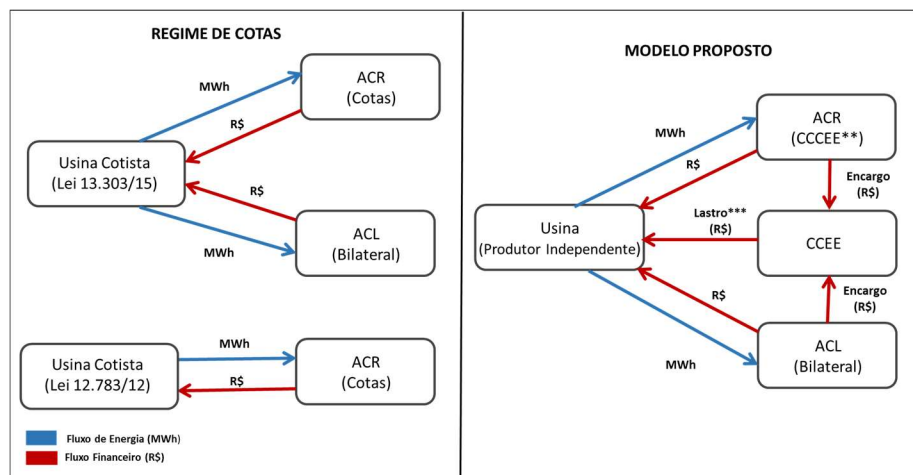
- i)- Rompimento da filosofia regulatória que alicerçava o modelo setorial, transformando os preços da geração em tarifa regulada;
- ii)- Transferência do risco hidrológico para os consumidores;
- iii)- Aumento dos custos regulatórios e demais custos de transação;

Diante destes inconvenientes, sugere-se que a energia hoje vendida na forma de cotas seja gradualmente “descotizada” dando origem a novos contratos em que o risco hidrológico seja assumido pela parte vendedora. Assim, de forma semelhante ao que foi proposto para as licitações de empreendimentos de geração, o processo de descotização implicaria em trocas contratuais tal como mostrado na Figura 5 abaixo<sup>7</sup>.

FIGURA 5: Modelo de Descotização

<sup>7</sup> No que tange a descotização, cabe lembrar que a Lei 14.182/21 (privatização da Eletrobrás) prevê um outro processo de descotização das usinas pertencentes a esta companhia.





### 3.1.6 Criação de um Mecanismo de Gestão Centralizada dos Contratos do ACR (MGCC)

As regras de contratação de energia pós 2004 (Lei 10.848/04) mantiveram a vigência dos contratos antigos (pré 2004) e redefiniram os mecanismos para as novas contratações. No que se refere aos contratos antigos (contratos bilaterais), como as transações ocorreram sobre uma base legal menos restrita do que a atual, é possível enxergar variações significativas entre as distribuidoras tanto em termos de preço, quanto de prazo destes contratos<sup>8</sup>.

Já para as novas contratações, estabeleceu-se a obrigatoriedade das distribuidoras adquirirem sua energia através de leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Estes leilões negociam energia proveniente tanto de novos empreendimentos quanto de empreendimentos existentes e, o preço a ser pago pela energia, são decorrentes dos resultados de cada leilão. Neste desenho de mercado, cabe às distribuidoras apenas definir qual a quantidade de energia que ela deseja adquirir em cada leilão e, fazendo com que o portfólio de contratos de cada distribuidora seja função de seu histórico de contratações e dos contratos que lhe são imputados de forma compulsória (PROINFA, Itaipu, cotas, Angra I e II).

Quanto aos preços de repasse da energia contratada pelas distribuidoras às tarifas dos consumidores finais, foram estabelecidos limites conforme a natureza e a modalidade de cada contrato. Sem se aprofundar em detalhes, o que cabe apontar aqui é que o valor de repasse aos consumidores finais está associado ao preço médio do portfólio de contratos de cada distribuidora. Mas, como a estrutura do portfólio de contratos de cada distribuidora depende do histórico de contratações passadas e dos preços praticados nos leilões regulados que a distribuidora participa, o preço de repasse dos custos de aquisição de energia para os consumidores finais irá variar bastante entre as distribuidoras.

Neste cenário, a adoção de um mecanismo de gestão centralizada de contratos seria capaz de simplificar enormemente a contratação de energia no ACR levando a adoção de um mesmo preço de repasse para todas as distribuidoras do país<sup>9</sup>. Adicionalmente, propõe-se que toda contratação de energia feita pelo Mecanismo Centralizador seja efetivada somente através de licitação (leilões), e os contratos de compra de energia tenham prazo de no máximo 7 anos. Na Figura 2 mostrada anteriormente estes contratos foram denominados de Contratos de Compra Centralizada de Energia Elétrica (CCCEE). A limitação do prazo dos contratos em 7 anos visa tornar mais dinâmica a contratação, delegando cada vez mais, a definição dos preços da energia às condições de mercado vigentes no momento da transação.

## 4.0 CONCLUSÕES

Ao longo deste ensaio, foram apresentados alguns instrumentos regulatórios que, em seu conjunto, constituem as bases de uma nova “*arquitetura regulatória*” a ser empregada no modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro e que seja capaz de assegurar a expansão do mercado livre sem desprezar os contratos vigentes (legados) e nem comprometer a financiabilidade da expansão do sistema.

Ressalta-se que todas as propostas foram norteadas pelos objetivos e princípios elencados na pelo Ministério de Minas e Energia na Consulta Pública nº 33/2017 e nos documentos que a acompanham. Neste sentido, espera-se que estas propostas sejam úteis e efetivamente contribuam com este esforço louvável de modernizar o arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro.

<sup>8</sup> Atualmente os contratos bilaterais constituem uma parcela bastante reduzida do universo de contratos.

<sup>9</sup> A gestão centralizada de contratos também contribuiria para redução dos custos regulatórios associados a gestão da Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias e aos cálculos da CVA Energia por simplificar enormemente a operacionalização de ambos os processos.



## 5.0 BIBLIOGRAFIA

Akorede, M.F; Hizam, H; Pouresmaeil, E. 2010. ***Distributed energy resources and benefits to the environment***. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14. 724 - 734.

Baldwin, R., Cave, M. & Lodge, M.: (2012): ***Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice***; 2nd Ed., Oxford University Press

Bankes, S. (1993). ***Exploratory modeling for policy analysis***. Operations Research, 41(3):435–449.

Bonabeau, E. (2002). ***Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems***. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 99(Suppl 3):7280–7287

Castro, N.; Brandão, R.; Marcu, S.; Danta, G. 2010. ***Market design in electricity systems with renewables penetration***. TDSE nº 28. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52\\_TDSE28.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_TDSE28.pdf).

Foley, A. M.; Ó Gallachóir, B. P.; Hur, J; Baldick, R.; McKeogh, E. J. 2010. ***A Strategic Review of Electricity Systems Models***. Energy 35 (12): 4522–30. doi:10.1016/j.energy.2010.03.057.

Pereira Jr., A. O.; Costa, R. C.; Costa, C. V.; Marreco, J. M., La Rovere, E. L. 2013. ***Perspectives for the expansion of new renewables energy sources in Brazil***. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 23. 499 – 559.

SALOMÃO Filho, Calixto. ***Regulação da Atividade Econômica: princípios e fundamentos jurídicos***. São Paulo: Malheiros, 2001;

## DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduações em Engenharia Mecânica (2007) e Economia (2003), ambas pela Universidade Federal de Uberlândia. Possui mestrado em Teoria Econômica pela Universidade Estadual de Maringá (2006) e MBA em Gestão de Negócios em Energia Elétrica e Gás Natural pela Fundação Getúlio Vargas (2012). Exerceu o cargo de Economista nas Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC (de Agosto de 2006 a Março de 2007). Atualmente trabalha como Analista de Regulação na Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG