



Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

Efeitos do Período de Suprimento Contratual na Composição de Custos da Energia

**LUCAS FREITAS DE PAIVA(1); WESLEY ISRAEL LOURENÇO(2); ERIK EDUARDO REGO(3);
USP(1);USP(2);USP(3);**

RESUMO

Através de uma modelagem algébrica simples buscou-se neste estudo demonstrar que, com os atuais prazos de suprimento contratuais praticados nos contratos de energia nova (15 a 35 anos), tem-se uma tendência de elevada acumulação destes contratos na matriz total de contratação, com valores da ordem de 60% do total. Tanta representatividade dos contratos de energia nova vai de encontro às premissas originais assumidas no desenho original do setor e acarreta em uma oneração do preço final da energia devido aos elevados custos financeiros para construção de usinas embutidos no preço dos contratos.

PALAVRAS-CHAVE

Contratos, energia, custos, suprimento, lastro.

1.0 - INTRODUÇÃO

Até meados da década de 1990, a expansão da oferta de energia no setor se dava quase que exclusivamente por meio de capital público, no qual grandes companhias estatais eram responsáveis por realizar os investimentos necessários. Após sucessivas crises econômicas que minaram a capacidade do Estado de prover os recursos requeridos, o modelo foi redesenhado visando desestatizar e liberalizar a contratação de energia. Esta renovação se deu no âmbito do projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro).

Contudo, a iniciativa privada não foi capaz de assimilar a nova mecânica do setor e financiar a expansão necessária da geração para o período, o que culminou com uma grave crise energética em 2001, levando o país a um sério racionamento energético.

Tal crise energética rebateu nos campos econômico e político do país de tal maneira que levou a uma necessidade iminente de reformulação do modelo recém implantado, tendo como premissa basilar a atração do setor financeiro para o centro do mecanismo de expansão da oferta de geração. Logo, era fundamental na concepção de um novo modelo que a contratação da expansão de oferta fosse incorporada em um “produto” a ser comercializado no mercado de energia que se enquadrasse nos moldes de financiamentos bancários, nos quais os vultuosos investimentos pudessem ser amortizados por pequenas parcelas mensais, de baixo risco de inadimplência, pagas ao longo de muitos anos.

Assim, a partir de 2004, com a publicação da Lei nº. 10.848 e do Decreto nº. 5.163, que regulamentou o modelo vigente para a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, foi estabelecida a criação de dois ambientes de mercado: o Ambiente de



Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, foram reunidos os maiores consumidores do mercado: concessionárias, permissionárias, e autorizadas do serviço público de distribuição de energia, e a eles foi imputada a obrigatoriedade de garantir, por meio de licitação na modalidade de leilão, o atendimento à totalidade de seu mercado consumidor. No ACL, foi assegurado o direito de livre comercialização de energia aos grandes consumidores, comercializadoras e geradores.

Também ficou determinado que os leilões para contratação de energia no ACR seriam organizados centralizadamente, reunindo todos os compradores e vendedores em grandes certames, criando assim as condições necessárias para a viabilização de grandes projetos de geração, de acordo com as diretrizes do planejamento energético centralizado. Neste contexto, visando a eficiência na contratação de energia, o critério de menor tarifa norteou a realização dos leilões, sempre buscando-se assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e a confiabilidade do sistema elétrico.

As condições de compra e venda dos leilões do ACR como: demanda, preço teto, prazo de suprimento, fontes, dentre demais critérios, são determinadas pelas instituições responsáveis pela gestão do setor como o Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Assim, de modo resumido temos as seguintes modalidades de leilão:

- Leilões de Energia Nova - LEN: tem por finalidade expandir a oferta de energia elétrica do setor, através de contratos de longo prazo – de 15 a 30 anos;
- Leilões de Energia Existente - LEE: com o objetivo de contratação de energia de usinas que já estão em operação comercial, cujos investimentos foram amortizados e, assim, possuem menor custo, através de contratos com prazos de 2 a 5 anos;
- Leilões de Ajuste - LA: visam adequar a contratação das distribuidoras, tratando eventuais desvios entre a previsão realizada e o comportamento do mercado - contratos de até 2 anos;
- Leilões de Fontes Alternativas - LFA: tem por objetivo atender o crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética com contratos de 10 a 30 anos;
- Leilões de Energia de Reserva - LER: tem por finalidade elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN através da contratação controlada de novos empreendimentos de geração.

Desta forma, resumidamente, temos que o conceito central do modelo desenhado para o SEB prevê os Leilões de Energia Nova - LEN, cuja finalidade é expandir a oferta de energia elétrica, e os Leilões de Energia Existente - LEE que buscam a contratação de energia de usinas que já estão em operação comercial. Assim, nesta concepção original, pressupõe-se que os contratos de energia nova se difeririam dos de energia existente basicamente em função de sua capacidade de remuneração do investimento necessário para construção das usinas contratadas. Deste modo, em teoria, um contrato de energia nova deveria então sempre possuir maior custo que um contrato de energia existente e propiciar garantias mais sólidas quanto as receitas contratuais, pois, esses, além de remunerar os custos de energia, também serviriam para remunerar os custos de investimento da expansão.

Neste contexto, os contratos firmados no âmbito dos leilões de energia nova foram desenhados para não somente atender as condições de comercialização de energia, mas também de financiabilidade dos novos projetos de geração. Assim, visando maximizar a financiabilidade destes projetos, foram definidos prazos quase tão longos quanto os prazos de concessão de outorga a essas usinas, sendo de até 35 anos para hidrelétricas e 20 anos para outras fontes, como parques eólicos, biomassa e termelétricas para os contratos firmados em leilões de energia nova.

Ademais, ficou estabelecido que os leilões de energia nova ocorreriam com larga antecedência ao início do fornecimento de energia previsto nos contratos e que as receitas financeiras previstas nestes contratos estariam asseguradas por toda sua vigência. Assim, os empreendimentos vencedores em um leilão de energia nova poderiam levantar recursos para a execução das obras tomando empréstimos no setor financeiro e oferecendo como garantia as receitas previstas nos próprios contratos firmados no leilão. Este modelo de contrato, no qual a



receita esperada é oferecida à instituição credora como garantia financeira da operação de financiamentos das obras, ficou conhecido como Power Purchase Agreements (PPAs).

Diante do exposto, observa-se que, sendo as receitas de todo o suprimento contratual destas usinas a garantia financeira que permite o financiamento das obras de construção das usinas, caso o suprimento destes contratos fosse muito curto, as parcelas mensais de amortização desses financiamentos ficariam muito elevadas, levando a contratos de energia nova com preços bastante destoantes dos praticados nos contratos de energia existente. Este constitui-se desde então como o principal motivo dos longos prazos de suprimento para os atuais contratos de energia nova.

Sob este novo modelo de mercado implantando a partir de 2004, o que se observou foi que, o financiamento da expansão do setor elétrico se tornou de fato atrativo ao setor financeiro, trazendo um intenso fluxo de capitais para o SEB e assegurando a expansão da oferta de geração. Contudo, o longo prazo de duração destes contratos pode ter comprometido a busca por “modicidade tarifária”, pois, os impactos dos juros financeiros embutidos nos preços dos contratos de energia nova também se elevam com a extensão de seus prazos de suprimentos.

Assim, propõe-se neste trabalho a abstração de tais restrições de financiamento da expansão da geração que levaram ao atual desenho de mercado, de modo a permitir o aprofundamento na análise de otimização dos custos incorridos em tais contratos de energia nova em função de seu prazo de suprimento.

Assim sendo, sob um ponto de vista estritamente teórico, analisando a contratação de energia em um dado sistema com os mesmos moldes do atual modelo do SEB, têm-se que: a participação dos contratos de energia nova no total de energia contratada em função de seu período de suprimento apresenta o seguinte efeito: **tão maior será a proporção de participação dos contratos de energia nova no portfólio total de contratos do sistema quanto mais longo for o tempo de suprimento destes.**

Assumindo que um contrato de energia nova sempre será mais caro que um contrato de energia existente, observa-se uma relação de compromisso entre a diferença de custos entre contratos de energia nova e existente e a participação dos respectivos tipos contratuais na composição do portfólio total de contratação. Ou seja, extrai-se daí o seguinte questionamento: **o que é mais barato? Uma matriz de contratação com baixa participação de contratos de energia nova, porém de custos significativamente elevados frente aos contratos de energia existente ou uma matriz com elevada participação de contratos de energia nova, porém de custos levemente superiores aos de energia existente?**

Deve-se considerar em tal análise os efeitos cumulativos dos juros na remuneração dos investimentos embutidos na formação de preços destes contratos, pois, o desembolso final com a remuneração de um investimento é função da duração destes contratos. Em outras palavras, têm-se que, para uma dada taxa de juros, quanto maior for o prazo de amortização do investimento na construção da usina, maior serão os custos financeiros de tal empreendimento, que em última instância serão repassados a tarifa de energia ao consumidor final.

2.0 - MODELAGEM DO PERCENTUAL DE PARTICIPAÇÃO DOS CONTRATOS DE ENERGIA NOVA NO TOTAL DE CONTRATOS

Assumindo que, em um dado sistema elétrico a contratação de energia se dá exclusivamente por meio de leilões de energia nova e de energia existente, temos:

Seja:

- $D(x)$: Demanda do Sistema
- D_0 : Demanda Inicial do Sistema
- Δc : Crescimento Percentual da Carga
- $\Delta D(x)$: Crescimento da Demanda do Sistema
- $EN(x)$: Energia Nova Contratada do Sistema
- $EE(x)$: Energia Existente Contratada do Sistema
- $\%EN(x)$: Percentual de participação da Energia Nova no total contratado
- x : anos
- s : prazo de suprimento

Considerando que neste sistema toda a carga deve ser 100% contratada, temos:

$$D(x) = EN(x) + EE(x)$$

Assumindo que o crescimento anual da carga é constante ao longo dos anos, temos:

$$D(x) = D_0 + \Delta D(x)$$

Onde,

$$\Delta D(x) = D_0 \left[(1 + \Delta c)^x - 1 \right]$$

Logo,

$$D(x) = D_0 + D_0 \left[(1 + \Delta c)^x - 1 \right]$$

Assim, no intervalo $0 \leq x \leq s$, temos que a energia existente contratada será constante e igual a demanda inicial, pois, todos os contratos de energia nova do sistema estarão ainda sendo firmados e nenhum terá seu suprimento encerrado, o que possibilitaria sua renegociação como energia existente. Logo, também se extrai daí que a energia nova do sistema nesse período será igual ao crescimento da demanda. Logo, temos:

$$EE(x) = D_0$$

$$EN(x) = \Delta D(x)$$

Para o intervalo $s \leq x$, os primeiros contratos de energia nova firmados neste sistema começarão a encerrar seu suprimento, eventualmente se “convertendo” em contratos de energia existente ao serem renegociados via leilões de energia existente. Logo, neste período a energia existente do sistema será a demanda inicial (D_0), acrescida dos contratos de energia nova que estão se encerrando. Ao passo que, a energia nova no sistema será dada pelo acréscimo da demanda ($\Delta D(x)$), descontados os contratos vencidos. Assim, temos:

$$EE(x, s) = D_0 + EN(x - s)$$

$$EN(x, s) = \Delta D(x) - EN(x - s)$$

Logo, sendo o percentual de participação dos contratos de energia nova na contratação total:

$$\% EN(x, s) = \frac{EN(x, s)}{EN(x, s) + EE(x, s)}$$

Temos:

Para $0 \leq x \leq s$:

$$\% EN(x, s) = 1 - \frac{1}{(1 + \Delta c)^x}$$

Para $s \leq x$:

$$\% EN(x, s) = 1 - \frac{1}{(1 + \Delta c)^s}$$

Nota-se que o referido sistema possui uma característica transitória, no qual, para os primeiros “s” anos o percentual de participação dos contratos de energia nova no total contratado aumenta até estabilizar permanentemente em um valor constante, que função apenas da taxa de crescimento da demanda e do prazo de suprimento dos contratos. Assim, podemos reescrever a equação acima da seguinte forma:

$$\% EN(x, s) = 1 - \frac{1}{(1 + \Delta c)^{\text{mínimo}(x, s)}}$$

Para exemplificar o comportamento da função $\%EN(x, s)$, apresenta-se os gráficos abaixo para $s=30$, $s=5$ e $s=1$ ano, respectivamente, ver Figura 1.

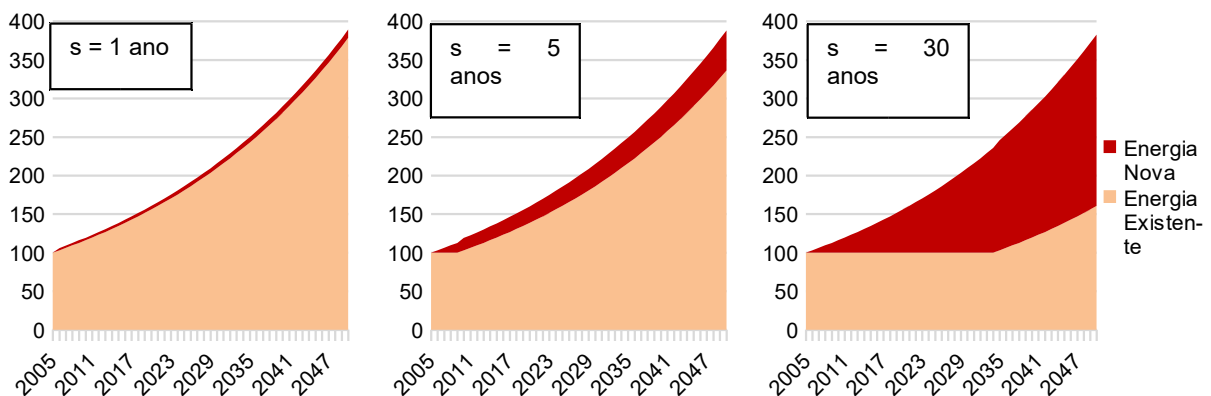


FIGURA 1 - Portfólio contratado para energia nova com 1, 5 e 30 anos de suprimento respectivamente

3.0 - MODELAGEM DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO POR TEMPO DE SUPRIMENTO

Ainda assumindo que um sistema simplificado seja composto apenas por contratos de energia nova e de energia existente, temos que, de um modo geral, os custos incorridos nos contratos de energia nova são compostos por custos relativos ao investimento para construção das usinas ($Custos_{Investimento}(s, i)$) e custos relativos a operação da usina ($Custos_{Energia}$). Ao passo que, os contratos de energia existente refletem apenas os custos de operação da usina. Assim, tem-se:

$$Custo_{s_{EE}} = Custos_{Energia}$$

$$Custo_{s_{EN}}(s, i) = Custos_{Investimento}(s, i) + Custos_{Energia}$$

Logo, o custo médio da geração pode ser estimado por:

$$Custo_{s_{geração}}(x, s, i) = \% EN(x, s) * Custo_{s_{EN}}(s, i) + (1 - \% EN(x, s)) * Custo_{s_{EE}}$$

Atinente aos custos de investimento, podemos estimar sua representatividade no custo unitário médio da geração da seguinte forma:

Sejam:

- i : taxa de desconto
- s : período de suprimento dos contratos de energia nova
- $FRC(s, i)$: Fator de Recuperação de Capital em "s" anos com uma taxa de juros "i"

Assim,

$$Custos_{Invest.}(s, i) = \frac{Investimento_{usina} * FRC(s, i)}{Geração_{anual}_{usina}} \left[\frac{R\$}{MWh} \right]$$

Onde,

$$FRC(s, i) = \frac{(1+i)^s * i}{(1+i)^s - i}$$

Assim, o custo médio da geração pode ser escrito como:

$$Custo_{s_{geração}}(x, s, i) = \% EN(x, s) * Custos_{Invest.}(s, i) + Custos_{Energia}$$

Ou,

$$Custo_{s_{geração}}(x, s, i) = \left[1 - \frac{1}{(1+\Delta c)^{\min(x; s)}} \right] * \left[\frac{I \frac{investimento_{usina} * (1+i)^s * i}{(1+i)^s - i}}{Geração_{anual}_{usina}} \right] + Custos_{Energia}$$

4.0 - ESTUDO DE CASO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Com base na formulação descrita acima, podemos utilizar alguns dados do SEB com fins de obter uma análise mais quantitativa do estudo ora apresentado. Neste sentido, dado que a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica, é razoável simplificar esta análise com base em dados acerca da geração hidráulica.

4.1 Determinação do Custo da Energia Existente

Como já descrito anteriormente, é razoável assumir que os custos incorridos nos contratos de energia existente são basicamente compostos pelos custos operacionais das usinas. Deste modo, a energia contratada no Regime de Cotas de Garantia Física apresenta-se como fonte de razoável precisão na determinação dos custos de energia existente.

Tomando por base o mês de dezembro 2015, antes da entrada no regime de cotas de usinas com remuneração por bonificação de outorga, os custos desta energia podem ser estimados pela simples divisão das receitas pagas naquele mês, conforme relatórios públicos da CCEE, e da garantia física das usinas comprometidas com o regime, ver Tabela 1:

TABELA 1 - Custo na energia contratada via Regime de Cotas de Garantia Física – dezembro de 2015

Energia Contratada:	12485,8 MWm
Receita Fixa Mensal:	R\$ 227.971.037,20
Custo da Energia:	R\$ 24,54 /MWh

4.2 Determinação dos Custos de Investimento em Geração Hídrica

Com base nos custos de construção de alguns dos grandes projetos hidráulicos de geração desenvolvidos no país, estimamos referências de custos de investimentos da geração hidráulica, ver Tabela 2.

TABELA 2 - Custo atualizado do kW instalado de grandes projetos brasileiros de geração hidrelétrica.

UHE Itaipu (14000 MW)	R\$ 2.716,80 / kW instalado
UHE Belo Monte (11223 MW)	R\$ 3.022,22 / kW instalado
UHEs Jirau e Sto. Antônio (3750 + 3568 MW)	R\$ 4.033,22 / kW instalado
UHE Teles Pires (1819,8 MW)	R\$ 5.836,00 / kW instalado

Nota-se que os custos de investimento possuem significativos ganhos de escala em função da capacidade

instalada da usina, de modo que os projetos de Itaipu e Belo Monte chegam a possuir um custo unitário de investimento de quase metade do custo de uma usina do porte de Teles Pires. Contudo, dado que o escopo deste estudo visa analisar o impacto da incidência do financiamento do investimento destes projetos na receita de seus contratos, quanto maior for o custo de investimento, maior será a observância destes efeitos. Neste sentido, assumindo um viés mais conservador para a análise, adotaremos um custo de implantação de R\$ 3.000,00 / kW instalado como referência para as análises.

4.3 Determinação do Fator de Capacidade Médio da Geração

Com base nos dados de geração do parque hídrico do país, bem como de sua potência instalada, podemos estimar um fator de capacidade médio para a geração hidráulica do SIN, ver Tabela 3.

TABELA 3 - Fator de Capacidade Médio da Geração Hidráulica – 2012

Geração das Usinas Hidrelétricas:	411.500,00	GWh
Potência instalada das UHEs:	84,3	GW
Fator de Capacidade Médio:	0,557	

4.4 Cálculo do Custo Médio da Geração de Energia Nova e Existente

Com base nos dados e formulações apresentados acima, podemos então simular os custos da energia nova e existente, para isso, consideraremos três cenários de estudo: contratos com suprimento de 1, 5 e 30 anos. Também consideraremos como taxa de juros de referência ("i") o valor de 10%. Ver Tabela 4.

TABELA 4 - Custo e composição do portfólio de contratos para prazos de suprimento de 1, 5 e 30 anos.

Tipo de Energia	R\$/MWh	% na contratação após estabilização
Custo Energia Existente (1, 5 e 30 anos):	R\$ 24,54 ¹	97,1% / 86,3% / 41,2%
Custo Energia Nova (1 ano):	R\$ 700,58	2,9%
Custo Energia Nova (5 anos):	R\$ 186,66	13,7%
Custo Energia Nova (30 anos):	R\$ 89,73	58,8%

Dado que, conforme apontando anteriormente, o portfólio de contratos apresenta uma proporção constante entre a quantidade de contratos de energia nova e existente após transcorrido ao menos o período de suprimento dos contratos de energia nova, é possível calcular o custo médio da geração de tal sistema quando em regime permanente pela simples média ponderada dos custos apontados na Tabela 4. Ver Tabela 5 e Figura 2.

TABELA 5 - Custo médio da geração para o sistema em regime permanente

Período de suprimento dos contratos de energia nova	Custo médio da geração
1 ano	R\$ 44,23 / MWh
5 anos	R\$ 46,81 / MWh
30 anos	R\$ 62,88 / MWh

1 NOTA: Observe que, o custo estimado da energia existente é o mesmo para os três cenários analisados (1, 5 e 30 anos de suprimento para energia nova) e levantado conforme apontamentos da Tabela 1, o que varia apenas é a representatividade deste tipo de contrato dentre a matriz total de contratação.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

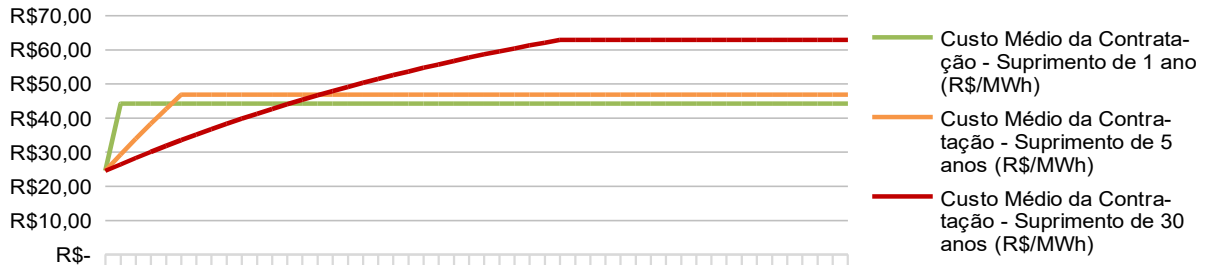


FIGURA 2 – Cenários de custos médios da geração

Os gráficos a seguir apresentam a evolução dos custos médios da energia em um comparativo para os três cenários em estudo.

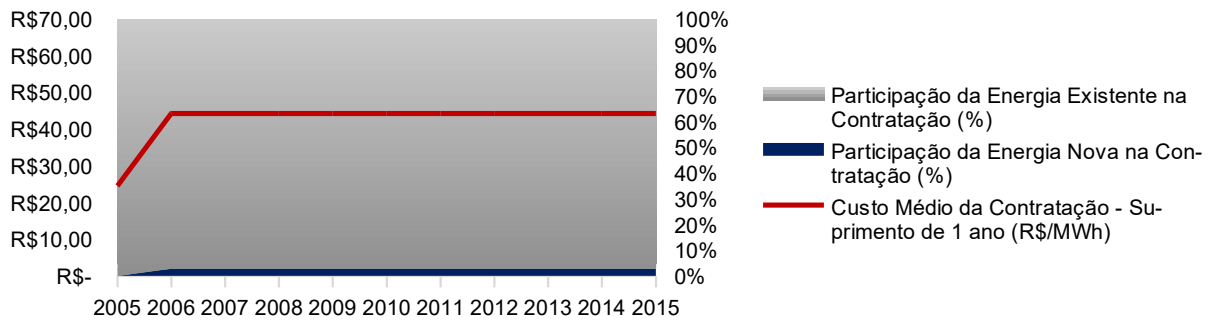


FIGURA 3 – (a)

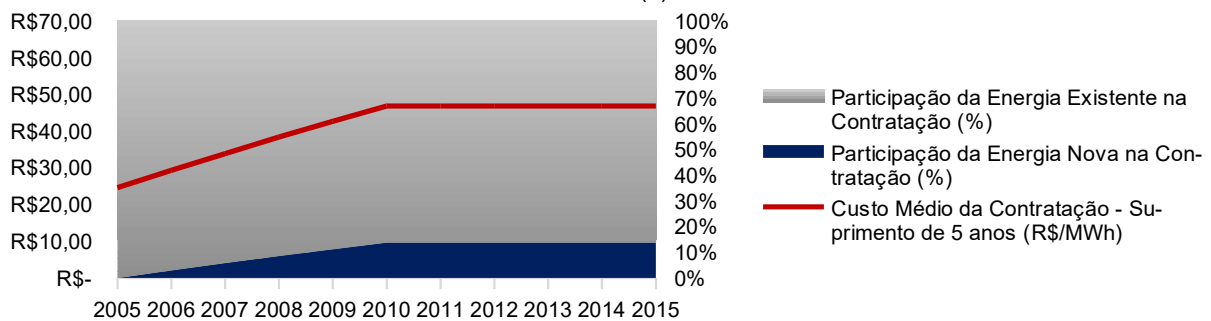


FIGURA 3 – (b)

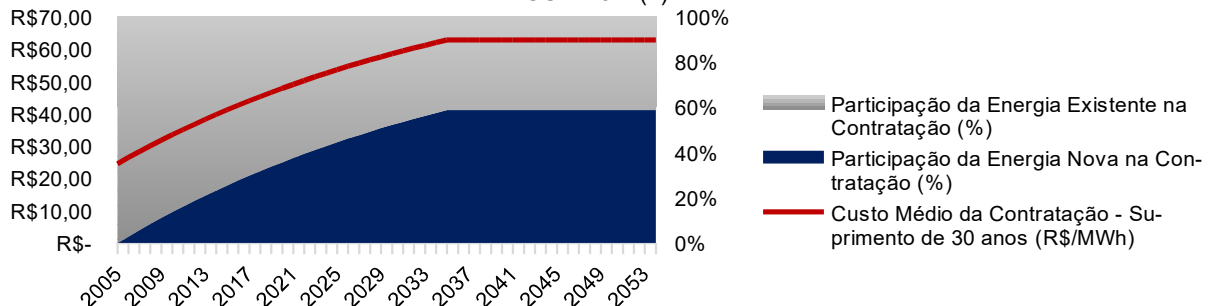


FIGURA 3 – (c)

Observa-se que, quanto mais longo for o período de suprimento dos contratos de energia nova maior será o custo médio dos contratos deste sistema ao atingir o regime permanente. De modo que, ao se empregar curtos períodos de suprimento, embora nos primeiros anos de simulação o custo médio total da contratação supere o

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

custo para os cenários de contratos de suprimento longo, há inevitavelmente um ponto de virada, no qual, a partir de um dado ano os custos totais passam então a serem sempre menores.

A Figura 4 apresenta um comparativo entre os desembolsos requeridos dos consumidores para remunerar o sistema em dois cenários de contrato, energia nova com um ano de suprimento e com 30 anos. Observa-se que, a área laranja representa o desembolso a mais que os consumidores terão de arcar nos primeiros anos do sistema quando contratando energia nova por um ano de suprimento, em comparação com a área vermelha, que representa o que seria evitado de se pagar em relação a contratos com 30 anos de suprimento.

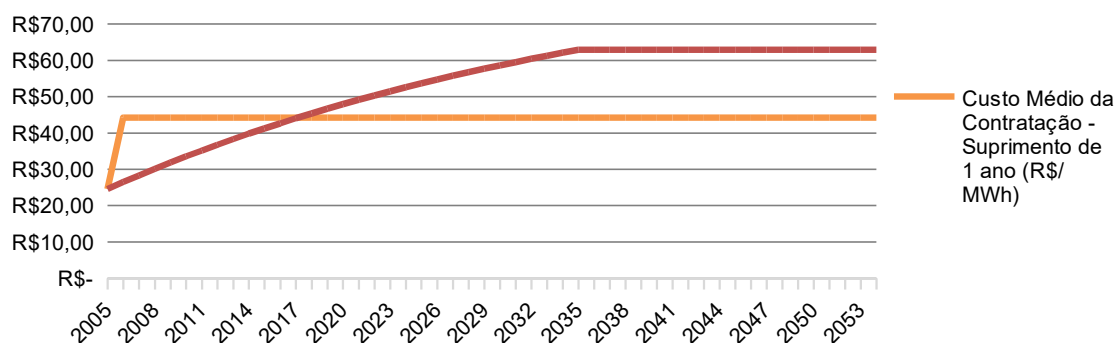


FIGURA 4 - Comparativo de custos acumulados para contratos de energia nova com suprimento longo e curto.

5.0 - DEMAIS CONSEQUÊNCIAS DO SUPRIMENTO LONGO

Além das questões de incremento nos custos embutidos na formação de preços dos contratos acima descritos, longos prazos de suprimento também apresentam diversas outras consequências negativas.

5.1 A perda de competitividade na geração de energia

Ao se firmar contratos por longos períodos de tempo, ocorre efeito no qual o gerador não se vê estimulado a investir no constante aprimoramento tecnológico de seu parque gerador, uma vez que suas receitas já estão garantidas até o fim da vida útil da usina. Deste modo, a entrada de novas tecnologias, mais modernas e eficientes, fica prejudicada e tende a ocorrer não necessariamente quando estas se mostram economicamente viáveis, mas apenas quando há oportunidade de competir pela contratação do sistema, que somente ocorrerá após transcorrido o período de suprimento dos contratos de energia nova.

5.2 Indexação dos preços a inflação

Devido aos mecanismos de atualização monetária, comuns dentre as cláusulas contratuais na comercialização de energia, a receita destes contratos é anualmente reajustada com base em índices inflacionários. Contudo, devido a energia ser matéria prima de quase todos os processos produtivos dentro da economia, cria-se um efeito inercial da inflação onde o reajuste dos contratos gera inflação e a inflação, por sua vez, motiva um novo reajuste nos contratos. Com a renegociação dos preços desta energia em menores intervalos de tempo, entende-se que a composição do preço será majoritariamente dependente do cenário que se apresente no momento e minoritariamente acerca de expectativas inflacionárias.

5.3 Aprisionamento dos contratos no ACR

Como já exposto acima, quão maior for o prazo de suprimento dos contratos de energia nova, maior será sua participação no total contratado. Desta forma, para prazos de suprimento muito longos, têm-se uma tendência de “engessamento” do portfólio contratado das distribuidoras em vistas de cumprir seus compromissos contratuais durante todo o período de suprimento destes contratos.

Assim, quando cenários conjunturais se alteram, os agentes não conseguem adequar seus níveis de contratação a tempo, produzindo efeitos danosos ao sistema como, por exemplo, quando os geradores hidráulicos, durante



longos períodos de estiagem, não conseguiram honrar seus contratos e nem revisar seus compromissos contratuais, agravando a crise que ficou conhecida como “Crise do GSF”.

Outro exemplo tem-se quando, devido a intensificação da migração de consumidores do mercado regulado para o livre bem como a redução do consumo de energia no país devido a recessão econômica entre 2015 e 2017, levou as distribuidoras a ficarem sobrecontratadas e exercer grande pressão sobre os órgãos reguladores em busca de mecanismos que permitissem a descontração de seu portfólio com consequente transferência de lastro do ACR para o ACL, notadamente, foi nesse contexto que surgiu o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) de Energia Nova e o Mecanismo de Venda Excedentes (MVE).

Ora, entende-se que, caso a maior fatia da energia contratada do mercado fosse renegociada via leilões anuais de energia existente, a flexibilidade dos agentes em ajustar seus portfólios de contratação seria muito maior, uma vez que o nível de contratação poderia também responder as questões conjunturais que se apresentem em horizonte próximo e minimamente previsível.

6.0 - CONCLUSÃO

Com base no exposto, entende-se que a contratação da construção de usinas agregada aos contratos de compra e venda de energia por meio de longos prazos de suprimento não é adequada, pois, além de incorrer em fortes impactos financeiros nos custos da energia referentes aos investimentos em obras do setor, também apresenta diversos rebatimentos na dinâmica de funcionamento do mercado, reduzindo a competição pela comercialização de energia, prejudicando a tendência de desindexação econômica do país e enrijecendo em demasia as possibilidades de gestão de portfólio dos agentes.

Neste sentido, esta discussão se alinha as demais que têm surgido em meio ao debate pela busca de soluções para os problemas atuais do setor. Dentro do rol de discussões em curso, destaca-se as propostas de separação entre lastro e energia, que se encaixaria como revisora do modelo atual, separando custos de investimentos dos custos de produção da energia e, assim, permitindo o adequado endereçamento e mitigação dos problemas abordados sob as análises neste artigo.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Empresa de Pesquisa Energética. Estatística e análise do mercado de energia elétrica. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/Forms/EPEBoletimMensal.aspx>
- (2) Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional – BEN. Disponível em: http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%20%E2%80%93%20BEN/Estudos_13.aspx?CategoriaID=347
- (3) Ministério de Minas e Energia. Legislação. <http://www.mme.gov.br/mme/menu/legislacao.html>
- (4) Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>
- (5) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>
- (6) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de Comercialização. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=0f9ba5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

- (7) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Penalidades. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=268da5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>
- (8) FIGUEIREDO, Alcio Manoel de Sousa. Tabela Price & Capitalização de Juros. Editora: Juruá, 2004
- (9) GOLDEMBERG, José. Energia. LUCON, Oswaldo. Meio Ambiente e Desenvolvimento. EDUSP, 2003.
- (10) LEITE, Ana Carolina Gomes Moreira. A Sustentabilidade Empresarial, Social e as Fontes de Energia. PUC. São Paulo, 2013.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Lucas Freitas de Paiva é mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo – USP. Graduação em Engenharia Elétrica pela USP (2015). Especialista em Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.



Wesley Israel Lourenço é mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo – USP. Possui especialização em Economia e Finanças pela Brazilian Business School – BBS (2013), Graduação em Administração de Empresas pela Universidade São Marcos (2003). Especialista de Mercado Regulado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.



Erik Eduardo Rego é Diretor de Estudos de Energia Elétrica na EPE, Professor Doutor do departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da USP (RTC); Formado em Engenharia de Produção pela Escola Politécnica-USP, Bacharelado em Ciências Econômicas pela FEA-USP, Mestrado em energia e Doutorado em ciências - área energia pelo IEE-USP com sanduíche na Universidade de Illinois (Estados Unidos), e especialização em derivativos pela BM&F. Erik foi professor auxiliar de ensino do departamento de economia da FEA-USP e professor de economia da ESEG (Faculdade ETAPA), e ainda exerceu cargo de vice-coordenador do CEAI (Curso de Especialização em Administração Industrial; pós-graduação lato sensu) da Fundação Vanzolini.