



# Prêmio Secap de Energia 2019

Concurso de monografias

MENÇÃO HONROSA

**WEBER RAMOS RIBEIRO FILHO**

**APRIMORAMENTO DOS ASPECTOS CONCORRENCIAIS E REGULATÓRIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DA AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Patrocínio

Realização

Idealização



SECRETARIA DE  
AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,  
ENERGIA E LOTERIA

SECRETARIA ESPECIAL DE  
FAZENDA

MINISTÉRIO DA  
ECONOMIA



## SUMÁRIO EXECUTIVO

A energia elétrica constitui um produto indispensável à manutenção da vida nas sociedades modernas e isso se confirma quando olhamos ao nosso redor e constatamos quão dependentes somos deste produto. Desde a água que consumimos, que necessita ser tratada e bombeada, até os aparelhos elétricos e eletroeletrônicos, como celulares, computadores e geladeiras necessitam do insumo energia elétrica para estarem disponíveis. Neste mesmo sentido, o crescimento econômico e a criação de empregos também requerem que o país tenha uma oferta de energia elétrica confiável e a preços acessíveis de forma a não comprometer a produtividade e a competitividade da economia nacional.

Dado este caráter de essencialidade intrínseco à energia elétrica a cadeia produtiva da eletricidade sempre foi alvo de intensa regulamentação governamental voltada a assegurar que os fluxos de energia, provenientes dos agentes setoriais e destinados a atender a demanda dos consumidores finais, sejam devidamente remunerados pelos fluxos financeiros, que em sentido inverso, partem dos consumidores e são alocados a todos os agentes participantes do setor elétrico nacional. Neste arranjo produtivo cabe à regulação econômica promover o equilíbrio entre estes fluxos conferindo eficiência e sustentabilidade ao mercado de eletricidade.

Todavia, o tempo não para e a inventividade humana segue pujante em sua jornada evolutiva. Novos produtos, serviços e arranjos mercadológicos surgem a cada dia e geram novas possibilidades de satisfazer as demandas da sociedade. No bojo deste desta dinâmica de transformações, a cadeia produtiva “clássica” do setor elétrico vem se transformando drasticamente com o

desenvolvimento e da difusão de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, a internet das coisas (IoT), o armazenamento de energia, os carros elétricos além de novos dispositivos voltados para a efficientização energética. Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos – RED’s. e têm permitido aos consumidores uma participação mais ativa em relação ao consumo e a produção de energia elétrica. Neste novo cenário não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade assim como ocorreu em outros setores econômicos como as telecomunicações com a chegada dos smartphones, ou o mercado de transporte urbano com a chegada dos aplicativos de carona.

Adicionalmente a esta dinâmica de transformações estruturais promovidas pelos RED’s outros dois movimentos de elevada relevância vêm ganhando força no setor elétrico brasileiro. O primeiro deles refere-se ao “barateamento” da energia elétrica proveniente de fontes intermitentes como a eólica e a solar e o consequente aumento da participação destas fontes na matriz elétrica nacional. Dado o seu caráter de intermitência, estas fontes acabam impactando fortemente tanto a operação quanto o planejamento da expansão do sistema elétrico e estes impactos, de natureza eminentemente física, acabam por se refletir na necessidade de novos arranjos regulatórios que assegurem a eficiência e a sustentabilidade do mercado energia elétrica no longo prazo.

Um segundo movimento de transformação associa-se com a possibilidade de conferir aos consumidores um maior poder de escolha com a abertura do mercado de energia elétrica. Na prática, esta possibilidade corresponde a expansão do mercado livre de energia e também requer que sejam adotados

instrumentos regulatórios concebidos para garantir uma trajetória suave e harmoniosa rumo a este novo modelo de comercialização da energia elétrica.

Dentro desta nova moldura tecnológica e institucional que passa a delinear os contornos do setor elétrico nacional, os fluxos físicos (eletricidade), financeiros (pagamentos) e informacionais (troca de dados) que permeiam a cadeia produtiva da eletricidade passam a apresentar novas configurações que acabam impactando todo o arcabouço regulatório que disciplina o setor. Dito de forma mais direta, o que se percebe é uma certa incompatibilidade das normas vigentes com a nova realidade física e tecnológica sob a qual se assenta o processo produtivo da eletricidade.

Partindo do reconhecimento destes movimentos transformadores, agentes públicos e privados passaram a pautar e debater uma série de aprimoramentos no marco legal e regulatório do setor elétrico num esforço que ficou conhecido como “Modernização do Setor Elétrico Brasileiro”. No âmbito deste esforço, o Ministério de Minas e Energia – MME instaurou a Consulta Pública nº 33/2017 que teve como objetivo estabelecer os elementos básicos de uma visão de futuro para o setor elétrico nacional.

No âmbito da referida consulta pública, os materiais disponibilizados apresentaram uma coerência admirável e constituíram uma verdadeira “aula sobre regulação econômica do setor elétrico”. Estes materiais proporcionaram uma visão integrada e holística do Setor Elétrico Brasileiro - SEB e, a partir deles, seguiram-se discussões de grande valia para que se procedesse uma profunda reflexão técnica acerca de quais são os reais problemas a serem enfrentados e quais as alternativas que se colocam para a solução dos mesmos.

Neste contexto de reflexões e desafios, o presente trabalho procura enriquecer os debates apresentando propostas concretas de aprimoramento do marco regulatório que enfrentem os problemas apontados e atendam a objetivos pré-estabelecidos. Tais alternativas foram descritas em detalhes e modeladas através diagramas que procuram deixar claro e compreensível os efeitos das mudanças propostas.

De forma mais específica, o trabalho focou em apresentar um novo modelo tarifário para a Baixa Tensão que possibilite a acomodação suave e harmônica das novas tecnologias associados aos RED's e que, ao mesmo tempo, não comprometa o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias já atuantes no setor elétrico nacional. Na sequência, foram apresentados uma série de instrumentos regulatórios que, em seu conjunto, constituem as bases de um novo desenho do modelo de comercialização de energia elétrica capaz de assegurar a expansão do mercado livre sem desrespeitar os contratos vigentes (legados).

Ressalta-se que todas as propostas foram norteadas pelos objetivos e princípios elencados na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE e nos documentos que a acompanham. Neste sentido, espera-se que as mesmas sejam úteis e possam contribuir de maneira efetiva com este esforço louvável de modernizar o arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro.

# **PRÊMIO SECAP DE ENERGIA – 2019**

**TEMA:** ENERGIA ELÉTRICA

**SUBTEMA:** ANÁLISE SOBRE O DESAFIO DA MANUTENÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO, COM A REESTRUTURAÇÃO PROPOSTA NA CONSULTA PÚBLICA Nº 33 DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA E A CONSEQUENTE EXPANSÃO DO MERCADO LIVRE.

***APRIMORAMENTO DOS ASPECTOS CONCORRENCIAIS E REGULATÓRIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DA AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA.***

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
<b>2. A CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO: ASPECTOS FÍSICOS E ECONÔMICOS</b>	
2.1 Cadeia Produtiva do Setor Elétrico: o modelo clássico .....	4
2.2 Transformações Tecnológicas e a Nova Cadeia Produtiva do Setor Elétrico .....	6
2.3 Regulação Econômica do Setor Elétrico Brasileiro: alocação de riscos e remuneração dos agentes .....	10
2.3.1 Regulação Econômica do Segmento de Geração de Energia Elétrica .....	12
2.3.2 Regulação Econômica do Segmento de Transmissão de Energia Elétrica .....	15
2.3.3 Regulação Econômica do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica .....	16
<b>3. ACOMODAÇÃO DAS NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – RED´s</b>	
3.1 Contextualização .....	20
3.2 Delimitação do Problema .....	22
3.3 Proposta de Alternativa Regulatória .....	28
3.4 Avaliação dos Resultados .....	36
<b>4 A AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE E O PROBLEMA DOS CONTRATOS LEGADOS</b>	
4.1 Contextualização .....	42
4.2 Delimitação do Problema .....	44
4.3 Proposta de Alternativa Regulatória .....	50

4.4 Avaliação dos Resultados .....	60
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>63</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>67</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução Institucional e Regulatória do SEB.....	3
Figura 2 – A Cadeia Produtiva Clássica do Setor Elétrico.....	5
Figura 3 – Transformações Tecnológicas e a Nova Cadeia Produtiva do SEB.....	8
Figura 4 – Evolução das Fontes Intermitentes na Matriz Energética.....	9
Figura 5 – Construção das Tarifas de Energia Elétrica (Revisão Tarifária) .....	23
Figura 6 – Construção das Tarifas de Energia Elétrica (Reajuste Tarifário) .....	24
Figura 7 – Componentes Tarifários e Variáveis de Faturamento .....	25
Figura 8 - Representação Matemática do Algoritmo de Definição das Faturas .....	26
Figura 9 - Decoupling Aplicado ao Modelo Tarifário da Baixa Tensão.....	29
Figura 10 - Tarifação via Planos (Representação Gráfica do Algoritmo) .....	35
Figura 11 - Tarifação via Planos e Objetivos Contemplados .....	36
Figura 12 - Comercialização de Energia Elétrica (Modelo Vigente) .....	46
Figura 13 - Comercialização de Energia Elétrica (Modelo Proposto) .....	52
Figura 14 - Troca de CCEAR's por CCCEE's .....	56
Figura 15 - Nova Forma de Licitação dos Empreendimentos de Geração .....	57
Figura 16 - Modelo de Descotização .....	59
Figura 17 - Novo Modelo Comercial e seus Objetivos .....	61
Figura 18 - Modernização do Setor Elétrico Brasileiro (visão geral) .....	65

## 1)- INTRODUÇÃO

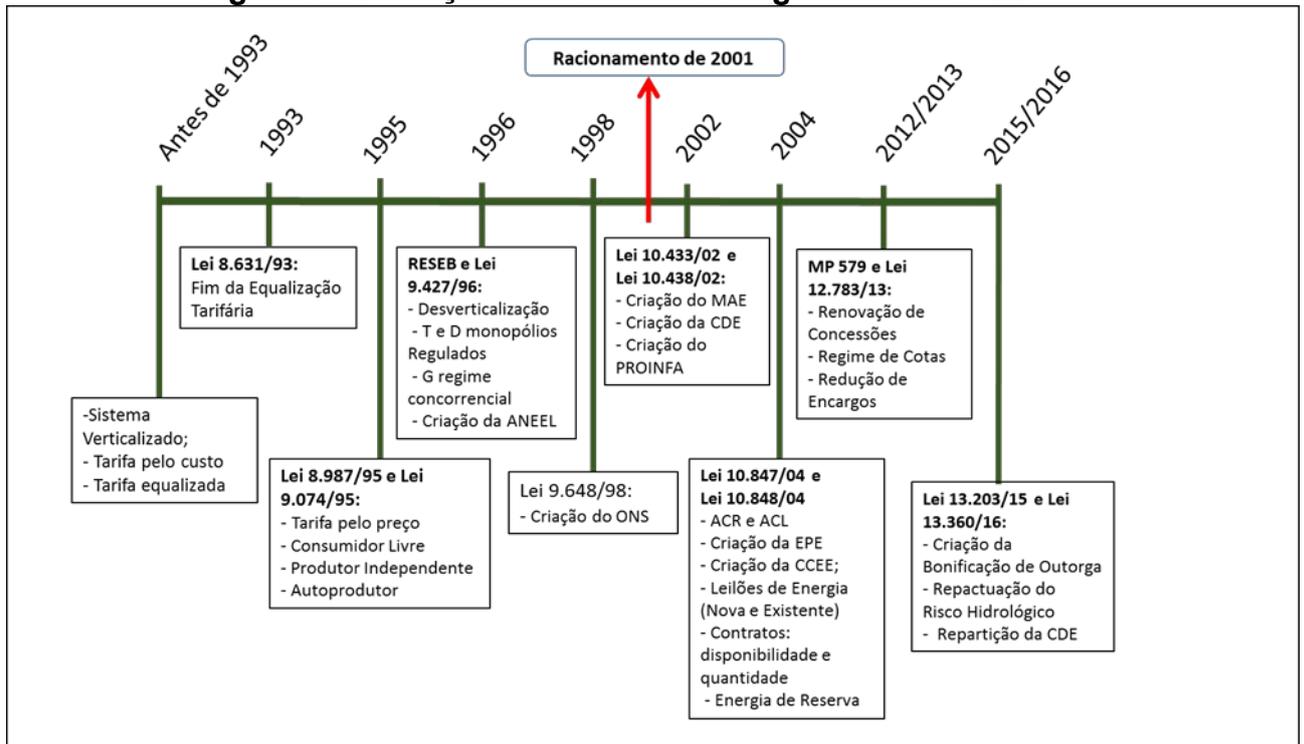
Desde a introdução da energia elétrica no Brasil, o marco regulatório do setor elétrico passou por diversas transformações. Grosso modo, a evolução institucional e regulatória do setor elétrico nacional pode ser dividida em três fases distintas. A primeira delas compreende o período que se estende até meados da década de noventa do século passado. Esta fase é caracterizada pela forte atuação do Estado no setor via empresas estatais verticalizadas que praticavam uma tarifa equalizada em todo o país. A segunda fase inicia-se em 1993 com a promulgação da Lei nº 8.631/93 que extinguiu a equalização tarifária então vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Ainda dentro desta segunda fase, em 1995, com a entrada em vigor da Lei 9.074/95, criou-se a figura do Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. A busca por reformas estruturais seguiu-se com a implantação, em 1996, do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões deste projeto indicavam a necessidade de se implementar a privatização e a desverticalização das empresas de energia elétrica segregando institucionalmente o setor elétrico nas atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Sob esta nova ótica, os segmentos de Transmissão e Distribuição passaram a ser tratados monopólios naturais com tarifas reguladas. Por outro lado, os setores de Geração e Comercialização teriam seus preços definidos pelo mercado, via concorrência.

Todavia, durante a implantação destas reformas o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou no racionamento de energia elétrica de 2001. Tal fato gerou uma série de questionamentos sobre a viabilidade do marco regulatório

que estava sendo implantado naquele período e estes questionamentos, por sua vez, deram origem à terceira fase evolutiva do setor elétrico brasileiro.

Assim, no ano de 2003, estando o governo federal sobre a tutela de um presidente recém eleito, foram instituídas as bases de um novo modelo setorial sustentado pelas Leis nº 10.847/04 e 10.848/04, ambas de março de 2004, e pelo Decreto nº 5163 de julho de 2004. A reforma institucional prevista neste “novo modelo” determinou a criação de um órgão governamental responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo (a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE) e também a instituição de um comitê com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE). Em termos de comercialização de energia elétrica, foram estabelecidos o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores de energia e consumidores livres. Posteriormente, em 2012, foi editada a Medida Provisória 579/12 que alterou drasticamente a forma como as concessões de geração de energia elétrica seriam exploradas. A Figura 1 abaixo sintetiza esta evolução legal e regulatória do Setor Elétrico Brasileiro - SEB.

**Figura 1 - Evolução Institucional e Regulatória do SEB**



Fonte: Próprio Autor

Como não podia ser diferente, todo este contexto evolutivo do Setor Elétrico Brasileiro, uma vez concebido na cabeça de seus idealizadores, passou a ser viabilizado através da edição de dispositivos legais e regulatórios que permitissem a efetiva aplicação daquilo que foi planejado. Estes dispositivos, uma vez implantados, passam a traduzir e definir a forma como se dará a alocação de riscos e a remuneração dos agentes no mercado de energia elétrica brasileiro.

Partindo deste cenário, o objetivo do presente estudo foca na construção de uma análise pormenorizada de como a regulação econômica atualmente adotada no SEB vêm promovendo a alocação de riscos e a remuneração dos agentes no setor elétrico brasileiro, e como isso impacta a eficiência e a sustentabilidade do mercado de energia elétrica brasileiro frente aos desafios associados à expansão da geração distribuída e à ampliação do mercado livre de energia. Cada um destes fenômenos é avaliado de forma aprofundada e independente em capítulos específicos, sendo

apresentadas para cada um deles, alternativas regulatórias que asseguram uma transição suave e eficaz rumo à modernização e à racionalização econômica do setor elétrico nacional.

No intuito de se atender de maneira satisfatória os objetivos delineados no parágrafo anterior o estudo utilizará fartamente de representações visuais que assegurem uma maior compreensão dos argumentos que estão sendo apresentados. Acredita-se que a utilização de diagramas, e outras categorias de elementos visuais, torna latente os efeitos de uma dada regulação em termos de seus resultados esperados.

## **2)- A CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO: ASPECTOS FÍSICOS E ECONÔMICOS**

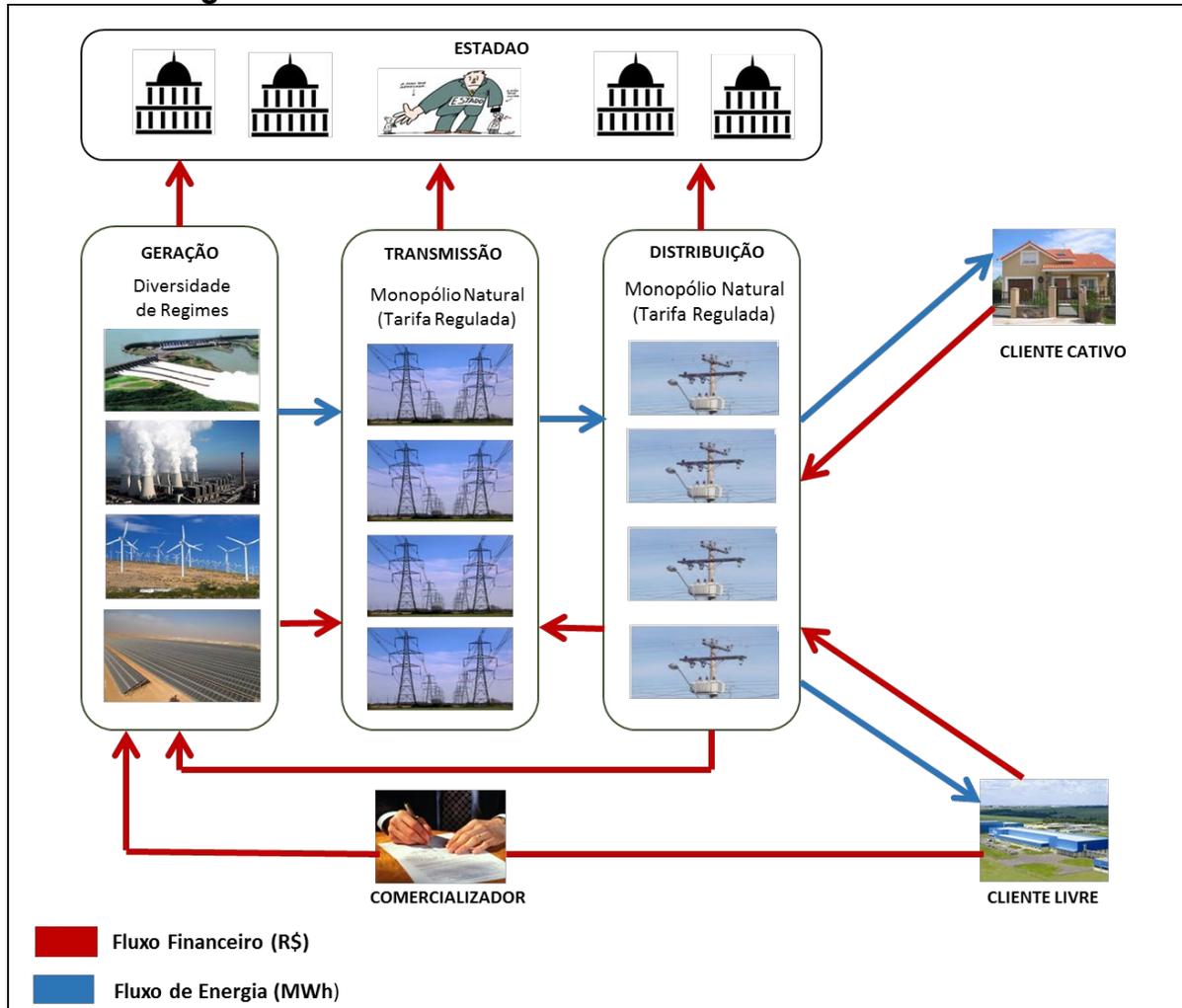
### **2.1)- Cadeia Produtiva do Setor Elétrico: o modelo clássico**

É fato inconteste que a energia elétrica constitui um produto imprescindível à manutenção da vida nas sociedades modernas. Tal fato torna-se evidente na medida em que olhamos ao nosso redor e constatamos quão dependentes somos deste produto. Desde a água que nós ingerimos, que necessita ser tratada e bombeada para os pontos de consumo, até os aparelhos eletroeletrônicos, como celulares, computadores, geladeiras etc, necessitam do insumo energia elétrica para se tornarem passíveis de utilização. O próprio crescimento econômico e a geração de empregos requerem que o país tenha energia elétrica disponível em montantes suficientes para garantir a produção de mercadorias e serviços.

Neste contexto de essencialidade da energia elétrica torna-se interessante conhecer como este produto chega até nós, ou seja, como estão estruturadas as várias etapas

do processo produtivo da eletricidade. A este respeito, a Figura 2 procura descrever a cadeia produtiva do setor elétrico evidenciando os fluxos que a percorrem.

**Figura 2 – A Cadeia Produtiva Clássica do Setor Elétrico**



Fonte: Próprio Autor

Partindo da figura acima, é possível analisar a cadeia produtiva do setor elétrico sob a ótica dos dois fluxos que a permeiam: o fluxo físico e o fluxo financeiro<sup>1</sup>. Pela ótica do fluxo físico, a “produção” de energia elétrica<sup>2</sup> inicia-se nas usinas de geração, onde

<sup>1</sup> Poderia se identificar um terceiro fluxo (fluxo de informações) nesta cadeia produtiva. Todavia evidenciar e analisar este fluxo foge ao escopo deste estudo.

<sup>2</sup> Em termos estritamente físicos a energia não é propriamente “produzida”, mas apenas transformada. No caso da eletricidade esta transformação se dá basicamente através de processos eletromecânicos, ou seja, transforma-se energia mecânica em energia elétrica. Exceção para a energia fotovoltaica e outras fontes ainda incipientes como a célula de hidrogênio. Talvez esteja aí o grande elemento disruptivo associado à fonte solar e que tem permitido a mesma se expandir de forma exponencial.

uma fonte primária de energia é transformada em energia elétrica. Esta fonte primária pode ser a água (fonte hidráulica), os ventos (fonte eólica), o calor (fonte térmica), a luz do sol (fonte fotovoltaica) ou alguma outra fonte não convencional.

Uma vez gerada (transformada) a energia elétrica é então “levada” das usinas de geração até os grandes centros consumidores através das instalações de transmissão. Estas instalações são responsáveis pela transferência de grandes blocos de energia em tensões elevadas, tornando possível a transmissão de energia elétrica entre pontos distantes e com baixos níveis de perdas elétricas. Todavia, a energia elétrica em tensões elevadas não atende às necessidades da grande maioria dos consumidores finais<sup>3</sup>. Eles necessitam de energia elétrica em tensões mais baixas, compatíveis com as tensões empregadas nos equipamentos que eles utilizam no seu dia a dia. Para tanto, é necessário que entre em cena o terceiro elo da cadeia produtiva da eletricidade: o setor de distribuição.

O setor de distribuição é a parte responsável pela entrega de energia aos consumidores finais nas tensões compatíveis com as suas necessidades. Para que isso ocorra é necessário que a tensão da energia elétrica que chega das usinas de geração seja reduzida e posteriormente levada aos consumidores finais através de uma extensa infraestrutura de equipamentos e instalações. A entrega da energia ao consumidor final encerra o fluxo físico da eletricidade.

## **2.2)- Transformações Tecnológicas e a Nova Cadeia Produtiva do Setor Elétrico**

Não há dúvidas que o dinamismo da economia de mercado sempre leva a criação de soluções inovadoras para o atendimento das necessidades da sociedade. Este

---

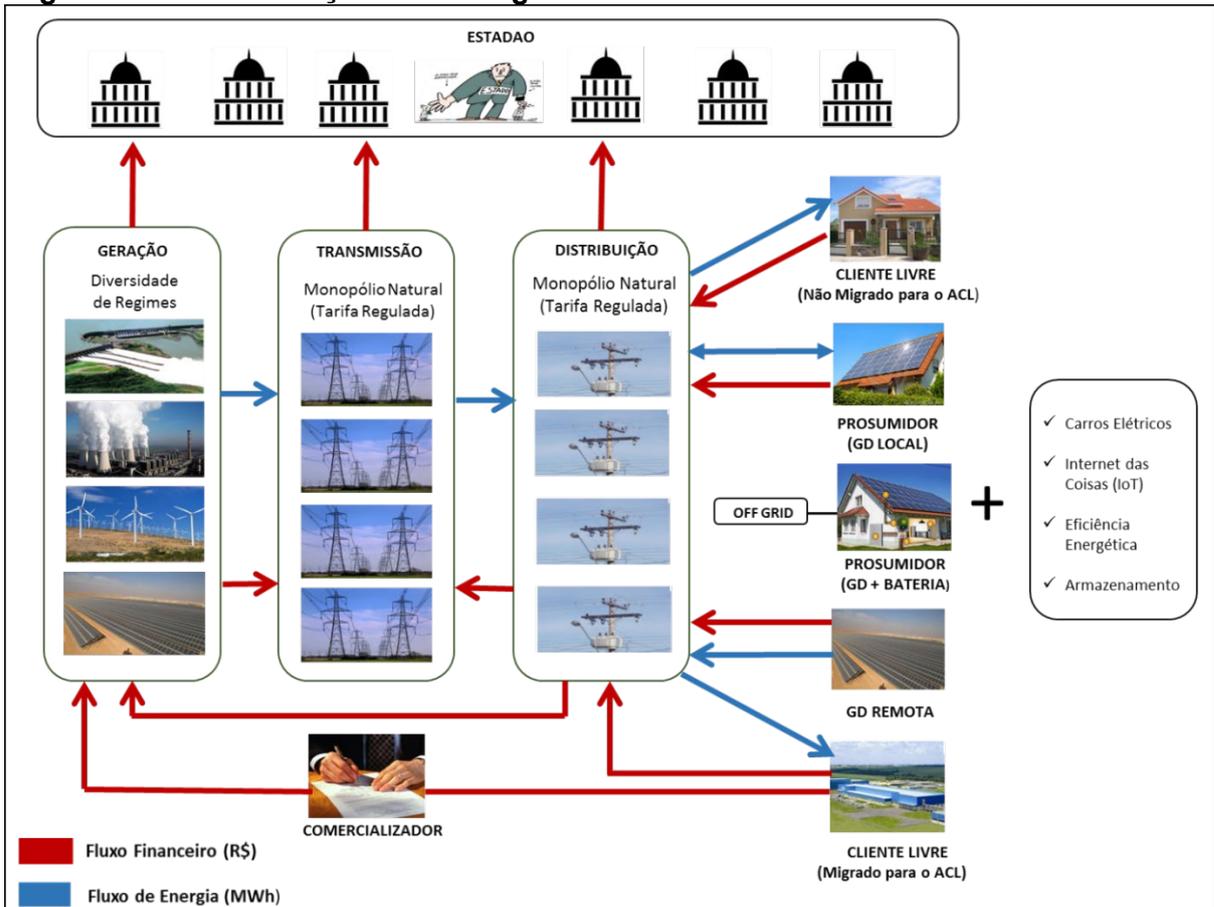
<sup>3</sup> Alguns consumidores, devido ao tamanho de sua carga e a robustez de seus equipamentos, podem estar ligados diretamente nas instalações de Transmissão. Todavia, estes consumidores representam uma parcela bastante reduzida em relação ao universo total dos consumidores de energia elétrica.

dinamismo da economia de mercado acaba implicando no desenvolvimento constante de novos produtos e serviços que irão competir com aqueles já existentes pela preferência dos consumidores. Isso pode ser constatado em uma infinidade de setores que vão desde a telefonia fixa, que se alterou radicalmente com o advento dos celulares, até o setor de transporte de passageiros (taxis e ônibus) que tem sido bastante impactado pelos aplicativos de carona paga. Como não poderia ser diferente, a cadeia produtiva do setor elétrico também está sujeita aos impactos decorrentes da introdução de novas tecnologias e isso tem acontecido de maneira acentuada nos últimos anos em decorrência principalmente da expansão da geração distribuída e de outras tecnologias que a acompanham<sup>4</sup>. A Figura 3 mostra como a introdução destas novas tecnologias acaba transformando a cadeia produtiva do setor elétrico e impactando sobremaneira os seus fluxos físicos e financeiros.

---

<sup>4</sup> A geração distribuída caracteriza-se, de forma clássica, pelo tamanho reduzido das plantas de geração e pela sua proximidade da carga. A este respeito, nota-se que embora a geração distribuída possa utilizar qualquer fonte de energia (hidráulica, eólica, solar, etc) ela tem se expandido principalmente pelo uso de painéis solares fotovoltaicos que, como apontado anteriormente, não utilizam um processo eletromecânico de conversão de energia sendo facilmente moduláveis.

**Figura 3 – Transformações Tecnológicas e a Nova Cadeia Produtiva do Setor Elétrico**



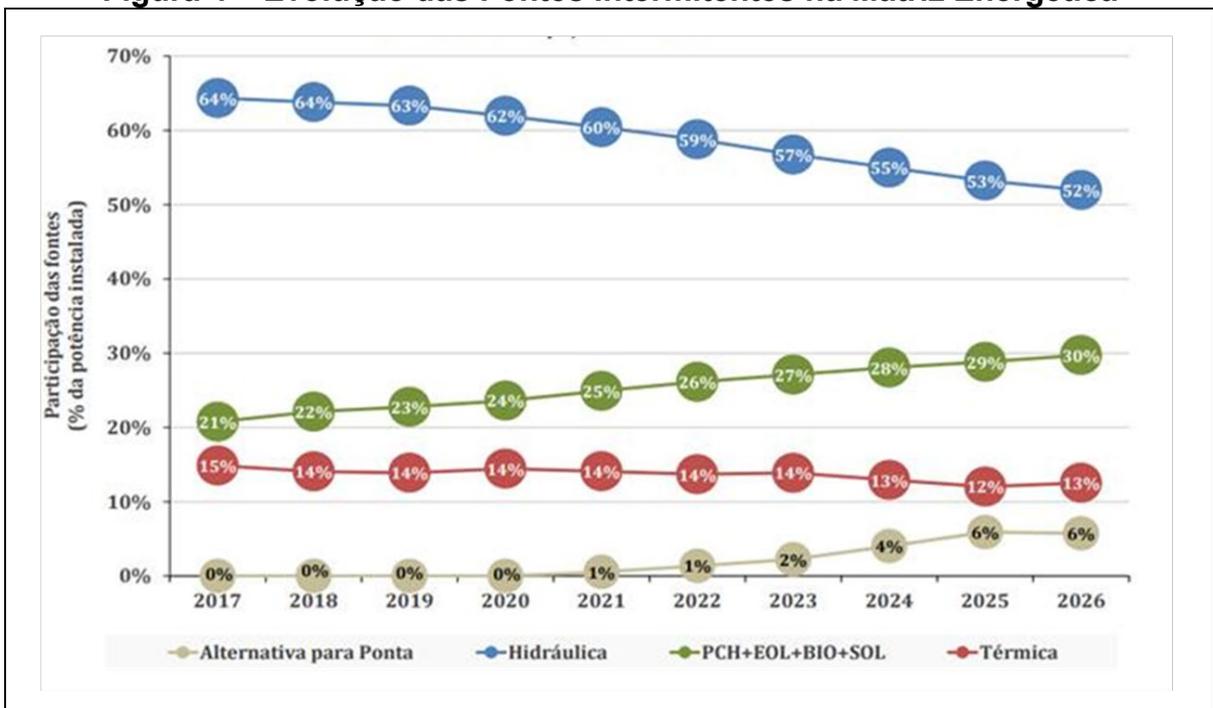
Fonte: Próprio Autor

Pela observação da figura acima é possível notar que a cadeia produtiva “clássica” do setor elétrico vem se transformando drasticamente a partir do desenvolvimento e da difusão de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, a internet das coisas (IoT), o armazenamento de energia, os carros elétricos além de novos dispositivos voltados para a efficientização energética. Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos – RED’s. e tem permitido aos consumidores uma participação mais ativa em relação ao consumo e a produção de energia elétrica. Neste novo cenário não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade assim como ocorreu em outros setores econômicos como as

telecomunicações com a chegada dos smartphones, ou o mercado de transporte de passageiros com a chegada dos aplicativos de carona.

Juntamente à onda transformadora promovida pelos RED's, outros dois importantes movimentos têm ganhando força no setor elétrico brasileiro. O primeiro deles refere-se ao “barateamento” da energia elétrica proveniente de fontes intermitentes como a eólica e a solar e o consequente aumento da participação destas fontes na matriz elétrica nacional. Dado o seu caráter de intermitência, estas fontes acabam impactando fortemente tanto a operação quanto o planejamento da expansão do sistema elétrico. Estes impactos de natureza eminentemente física acabam se refletindo na necessidade de novos arranjos regulatórios que assegurem a eficiência e a sustentabilidade do mercado energia elétrica no longo prazo. A participação crescente das fontes intermitentes na matriz elétrica nacional pode ser vislumbrada na Figura 4 mostrada a seguir.

**Figura 4 – Evolução das Fontes Intermitentes na Matriz Energética**



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029

Já o outro movimento de transformação associa-se com a possibilidade de conferir aos consumidores um maior poder de escolha com a abertura do mercado de energia elétrica. Na prática, esta possibilidade corresponde a expansão do mercado livre de energia e também requer que sejam adotados instrumentos regulatórios concebidos de forma a assegurar uma transição suave e harmoniosa rumo a este outro desenho do mercado de energia elétrica.

Neste novo contexto institucional e tecnológico não restam dúvidas que o fluxo de energia que sai do sistema elétrico convencional para os consumidores de energia irá alterar-se, assim como os fluxos de pagamento que saem dos consumidores para remunerar os concessionários do setor elétrico. Esta alteração no fluxo de trocas físicas e financeiras entre consumidores e agentes setoriais impactará de forma diferente os vários elos da cadeia produtiva do setor elétrico e só pode ser compreendida pela análise da regulação econômica que disciplina o setor elétrico nacional. Neste sentido, torna-se necessário conhecer as diretrizes que regem a regulação econômica do setor elétrico brasileiro, pois são elas que irão definir a forma como se dará fluxo remuneratório de cada agente setorial em função de sua participação no processo produtivo da eletricidade e dos riscos que lhe são imputados neste processo<sup>5</sup>. Este é o tema que será tratado na seção seguinte.

### **2.3)- Regulação Econômica do SEB: alocação de riscos e remuneração dos agentes**

Conforme mencionado anteriormente, a forma como está desenhada a regulação econômica do setor elétrico nacional define como se darão os fluxos remuneratórios

---

<sup>5</sup> Este trabalho restringe-se a avaliar os riscos de natureza estritamente mercadológica, ou seja, os riscos associados a variações nos preços e nas quantidades demandadas e/ou ofertadas que irão impactar a lucratividade das concessionárias.

dos agentes setoriais e os riscos que lhe serão imputados. A este respeito, no que, observa-se que marco regulatório do SEB passou por diversas transformações ao longo do tempo<sup>6</sup> e sua configuração atual se assenta sob alguns fundamentos básicos que são descritos abaixo:

- i)- As atividades de Geração, Transmissão e Distribuição<sup>7</sup> são exercidas de forma “desverticalizada” e para cada uma delas existem contratos de concessão específicos.
- ii)- As atividades de Geração e Transmissão são regidas por contratos de concessão individualizados por empreendimento. Já a atividade de Distribuição tem a sua exploração concedida por área geográfica.
- iii)- As atividades de Transmissão e Distribuição são consideradas monopólios naturais e possuem a tarifa e/ou a receita definida pelo órgão regulador<sup>8</sup>. Por outro lado, a Geração de energia, exceto para aquelas usinas em regime de cotas, é explorada em regime competitivo, com tarifas definidas pelo mercado (seja em leilões regulados seja em negociações no mercado livre).
- iv)- As obrigações e direitos dos agentes, inclusive os remuneratórios, estão estabelecidos nos contratos de concessão e na legislação pertinente.

Assim fundamentada, a regulação econômica do setor elétrico dará origem a um ambiente de negócios específico para cada um dos agentes que atuam no setor elétrico nacional. Este ambiente de negócios é permeado por riscos que são alocados

---

<sup>6</sup> As diretrizes gerais destas transformações foram apresentadas de maneira sintética na introdução deste trabalho.

<sup>7</sup> A atividade de Comercialização, embora possa ser considerada um elo da cadeia produtiva do setor elétrico, não requer a assinatura de contratos de concessão por não envolver o uso ou a exploração de um bem e/ou serviço público.

<sup>8</sup> Os contratos de concessão das distribuidoras preveem um regime do tipo *price cap* (preço teto) enquanto na Transmissão é adotado o regime *revenue cap* (receita teto). Basicamente, a diferença entre estes dois regimes reside na forma como se aloca o risco de mercado. Maiores detalhes em relação a este tema serão abordados nas seções seguintes deste trabalho.

em função da atuação de cada agente na cadeia produtiva e dos dispositivos legais e regulatórios que disciplinam esta atuação. A seguir são apresentados os principais riscos de cunho predominantemente mercadológico (preço e quantidade) e como a regulação econômica do setor promove a alocação destes riscos aos agentes setoriais.

### **2.3.1)- Regulação Econômica do Segmento de Geração de Energia Elétrica**

A geração de energia elétrica pode se dar mediante diferentes tecnologias e a maioria delas utiliza um movimento rotatório para gerar a diferença de potencial elétrico e a consequente corrente elétrica<sup>9</sup>. O movimento rotatório pode provir de uma fonte de energia mecânica direta, como uma queda d'água ou o vento, ou de um ciclo termodinâmico<sup>10</sup>. Não faz parte do escopo deste trabalho analisar os detalhes técnicos e operativos de cada tecnologia, mas apenas apresentar de forma sucinta, como os principais riscos de cunho mercadológico (tanto de preços quanto de quantidades) são alocados aos empreendimentos de geração conforme a tecnologia que eles adotam e o regime de exploração a que eles estão sujeitos.

*Risco de oferta (disponibilidade do produto)*: conforme apontado anteriormente, a matriz energética brasileira utiliza basicamente duas fontes primárias de energia elétrica: a hidráulica e a térmica<sup>11</sup>. Neste contexto técnico operativo, criou-se o conceito de risco hidrológico para se referir ao risco de falta de recursos hídricos para geração de energia elétrica. Conforme estabelecido na Lei 10.848/04, o risco hidrológico será alocado aos agentes vendedores nos contratos por quantidade e aos

---

<sup>9</sup> Exceção para a energia fotovoltaica e outras modalidades ainda incipientes como a célula de hidrogênio.

<sup>10</sup> As usinas que utilizam ciclos termodinâmicos incluem todas as categorias de usinas térmicas: a óleo, a gás, a biomassa e nucleares.

<sup>11</sup> Embora as fontes eólica e solar tenham crescido muito ultimamente, menos de 15% da potência total instalada no país é proveniente destas fontes.

agentes compradores nos contratos por disponibilidade. Os contratos por quantidade são os contratos que regem os empreendimentos de fonte hidráulica, exceto aqueles que se encontram no regime de cotas<sup>12</sup>. Já os contratos por disponibilidade foram concebidos para serem utilizados principalmente na contratação de energia térmica. Isso posto, cabe destacar que o risco de escassez de recursos hídricos, principal fonte de energia elétrica do país, recai sobre os agentes geração de energia elétrica naqueles empreendimentos que utilizam a fonte hidráulica (exceto usinas no regime de cotas) e sobre os agentes compradores (consumidores finais) naqueles empreendimentos que utilizam a fonte térmica (ou hidrelétricas que estão no regime de cotas)<sup>13</sup>. Naqueles empreendimentos que utilizam fontes alternativas<sup>14</sup> a contratação de energia geralmente se dá em regimes especiais (PROINFA, Leilão de Fontes Alternativas, e Energia de Reserva). Nestes regimes, os riscos associados à disponibilidade de insumos (vento, sol, água ou biomassa) irão ter sua alocação definida de forma específica, conforme estabelecido nos respectivos contratos de comercialização de energia<sup>15</sup>. Caso análogo acontece com a energia nuclear proveniente das usinas nucleares de Angra I e Angra II e também da Usina de Itaipu.

*Riscos de demanda (preço e quantidade demandada):* via de regra, os ofertantes de qualquer produto, ao disponibilizarem o mesmo para a venda, estarão sujeitos a condições mercadológicas que irão definir simultaneamente o preço e o montante demandado daquele produto. No caso do mercado brasileiro de energia elétrica, no

---

<sup>12</sup> O regime de cotas é aplicado àqueles empreendimentos de geração de energia elétrica que tiveram sua concessão renovada nos termos da Lei 12.783/13. Atualmente, no âmbito das políticas de Modernização do Marco Regulatório do SEB, tem sido defendida a conveniência de se acabar com este regime de cotas (descotização), fato este manifestado na Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE.

<sup>13</sup> Embora possa parecer estranho associar um risco hidrológico com a fonte térmica, o fato é que a escassez de recursos hídricos implica no despacho de usinas térmicas que necessitarão comprar os insumos (óleo ou gás) utilizados para gerar energia. As despesas com estes insumos é que é repassada aos consumidores finais.

<sup>14</sup> As fontes alternativas de energia incluem a fonte eólica e a solar, além de PCH's e usinas térmicas a biomassa.

<sup>15</sup> Um ponto a se destacar é que devido ao aumento da competitividade destas fontes, ultimamente as mesmas vêm sendo contratadas através de leilões convencionais ou diretamente no mercado livre.

entanto, existem algumas especificidades. A regulação econômica que atualmente rege o setor definiu dois mercados para a venda da energia elétrica: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR)<sup>16</sup>. No Ambiente de Contratação Livre os agentes de geração, comercializadores e consumidores livres negociam de forma bilateral as condições de preço, prazo e quantidade associadas a cada contrato de venda de energia. Já no Ambiente de Contratação Regulada, onde os compradores são as concessionárias de distribuição, a comercialização de energia se dá exclusivamente através de leilões organizados por agentes institucionais (MME, ANEEL e CCEE) que definem em que condições a energia será contratada. Neste ambiente, os preços, prazos e montantes contratados são definidos no momento do leilão e mantidos ao longo de todo o período contratual<sup>17</sup>. Dessa forma, pode-se inferir que na contratação feita no ambiente livre, os riscos de preço e quantidade demandada estão alocados nos agentes vendedores que necessitam negociar seus contratos de forma recorrente. Por outro lado, no mercado regulado, tanto os preços quanto as quantidades se mantêm praticamente inalterados ao longo de todo período da concessão<sup>18</sup>.

---

<sup>16</sup> Conforme mencionado anteriormente, alguns empreendimentos têm sua energia comercializada em regimes especiais (PROINFA, Energia de Reserva, Angra etc). Estes contratos representam um universo bastante reduzido e não serão tratados em maiores detalhes no presente ensaio.

<sup>17</sup> O período de duração dos contratos depende basicamente de dois fatores: se o empreendimento é novo ou já existente e a fonte primária da energia gerada (hidráulica, térmica, eólica, solar etc). Para os empreendimentos novos, os contratos de comercialização de energia cobrem todo o período da concessão (15 anos para térmicas e 30 anos para hidráulicas). Já para a energia existente o prazo máximo dos contratos é de até 8 anos, exceto para aquelas renovadas no regime de cotas, que também possuem prazo de 30 anos.

<sup>18</sup> Esta contratação de longo prazo vigente no mercado regulado tem o mérito de assegurar a financiabilidade dos projetos ao garantir um fluxo de receitas estável no tempo. Por outro lado, a contratação de longo prazo acaba alocando todo o risco tecnológico (e de preços) no consumidor cativo que será obrigado a arcar com os custos destes contratos ao longo de toda a vigência da concessão (até 30 anos para a fonte hidráulica) mesmo que venham a surgir alternativas mais módicas de gerar energia.

### **2.3.2)- Regulação Econômica do Segmento de Transmissão de Energia Elétrica**

Em termos físicos e operacionais a transmissão de energia elétrica está associada ao transporte de grandes blocos de energia. Isso se dá através de uma rede de ativos que são responsáveis por levar a energia gerada nas usinas até as subestações das concessionárias de distribuição. As instalações de transmissão são caracterizadas por trabalharem em níveis de tensão nominal bastante elevados e, para a conversão destes níveis, são usados equipamentos denominados transformadores. Os transformadores de grande porte (para grandes elevações ou diminuições na tensão do sistema) encontram-se normalmente nas subestações que são conectadas à uma extensa rede de cabos denominada rede básica.

Já no que diz respeito à regulação econômica, o setor de transmissão adota o regime *Revenue cap* com reajustes anuais e, dependendo do contrato, a possibilidade ou não de haverem revisões tarifárias periódicas. Neste regime o Regulador define a receita teto a que tem direito o concessionário e esta receita é então cobrada de todos os usuários que estão conectados nos ativos de transmissão (tanto a carga como a geração). Um ponto importante a se destacar é que neste regime o ofertante do serviço não estará sujeito aos riscos de preço e quantidade. O concessionário de transmissão terá direito a uma receita anual fixa (Receita Anual Permitida – RAP) em função da disponibilidade dos ativos e que independe do uso da rede em si<sup>19</sup>. Nestes termos, o que pode afetar a receita das concessionárias de Transmissão é apenas o nível de disponibilidade dos ativos. Caso os ativos apresentem disponibilidade e confiabilidade abaixo dos níveis regulatórios estabelecidos pela legislação, a

---

<sup>19</sup> A receita de todas as transmissoras é definida anualmente no mês de Junho nos chamados processos de reajuste tarifário. Para algumas transmissoras, além dos reajustes tarifários anuais, o contrato de concessão prevê a realização de Revisões Tarifárias a cada cinco anos.

concessionária terá deduzida uma parcela da Receita Anual Permitida a título de penalidade.

Isso posto, pode se inferir que o setor de Transmissão não carrega os principais riscos associados ao mercado. Do lado da oferta, basta que o concessionário mantenha um nível adequado de disponibilidade dos ativos para que o mesmo tenha garantido os recebimentos contratados<sup>20</sup>. Já do lado da demanda, o concessionário tem garantido uma receita fixa, independente da quantidade demandada, ou seja, de quanto a sua rede é efetivamente utilizada.

### ***2.3.3)- Regulação Econômica do Segmento de Distribuição de Energia Elétrica***

O segmento de distribuição é o último elo da cadeia produtiva do setor elétrico e é responsável por entregar a energia gerada nas usinas aos consumidores finais. O sistema de distribuição é composto por um conjunto de ativos cuja construção, manutenção e operação é responsabilidade das companhias distribuidoras de eletricidade (concessionárias de distribuição).

Nas redes de distribuição primárias estão instalados os transformadores de distribuição, fixados em postes, e cuja função é rebaixar o nível de tensão primário para o nível de tensão secundário (por exemplo, para rebaixar de 13,8 KV para 220 volts)

As redes de distribuição secundárias são circuitos elétricos que operam nas tensões, 220/127 volts, 380/220 volts. Nestas redes estão ligados os consumidores finais e também as luminárias da iluminação pública. Estabelecimentos maiores, como

---

<sup>20</sup> Diferentemente da Geração de energia elétrica, que em alguns casos depende do uso de insumos incertos (água, vento, sol etc), o setor de Transmissão não incorre neste mesmo tipo de risco. Isso porque os insumos usados para se transmitir energia elétrica são única e exclusivamente os ativos físicos de Transmissão, os quais são adquiridos no mercado.

prédios, lojas e mercados consomem mais eletricidade e podem necessitar de transformadores individuais. Todo o sistema de distribuição é protegido e operado por um conjunto de equipamentos que incluem disjuntores automáticos e chaves fusíveis que, em caso de curto circuito, desligam a rede elétrica.

Já em termos econômicos, uma característica interessante do segmento de distribuição de energia elétrica reside no fato do mesmo constituir um monopólio natural. Os monopólios naturais podem ser compreendidos como uma estrutura de mercado onde os montantes de investimentos são muitos elevados e os custos marginais são muito baixos. Por esta razão, torna-se economicamente inviável a presença de concorrentes nesta estrutura mercadológica uma vez que, caso o mercado fosse dividido, ou as receitas arrecadadas por cada um dos competidores seriam insuficientes para cobrir os custos fixos (sunk costs), implicando na inviabilidade do negócio, ou exigindo a cobrança de tarifas mais elevadas do que caso houvesse apenas um ofertante<sup>21</sup>.

Dessa forma, nos setores produtivos marcados por monopólios naturais, a regulação econômica efetuada pelo poder público tem o papel de evitar os abusos de poder advindos da falta de concorrência. Partindo deste contexto físico e econômico, passa-se a apresentar os principais riscos mercadológicos que são alocados aos agentes de distribuição pela regulação econômica vigente no setor elétrico nacional.

*Riscos de oferta do produto:* no segmento de distribuição os riscos associados à disponibilidade do produto (oferta) são de duas naturezas distintas e envolvem tanto o “produto energia” quanto o “produto rede”. Em relação ao “produto energia”, o

---

<sup>21</sup> Questões de ordem prática e legal, como a impossibilidade de se colocar postes do outro lado da rua para se promover a concorrência na distribuição de energia elétrica, também orbitam o contexto que define os monopólios naturais.

desenho regulatório atual delega as distribuidoras a responsabilidade de contratar, junto aos geradores, a totalidade da energia necessária para o atendimento de seu mercado consumidor (mercado cativo). Neste contexto regulatório, a concessionária de distribuição poderá incorrer em perdas financeiras caso seu nível de contratação de energia esteja abaixo ou acima daquele necessário para o atendimento de seu mercado<sup>22</sup>. No que tange ao “produto rede”, a distribuidora é responsável por garantir a disponibilidade de seus ativos assegurando a entrega de energia elétrica a seus consumidores dentro de padrões de qualidade e continuidade definidos pelo agente regulador. Caso estes padrões sejam descumpridos, a distribuidora é duramente penalizada. As penalidades a que as distribuidoras estão sujeitas em função do descumprimento dos padrões de qualidade pré-estabelecidos pelo regulador incluem a perda de receita tarifária via Fator X, o pagamento de compensações aos consumidores, e até mesmo a perda da concessão, caso sejam descumpridos os limites de qualidade estabelecidos nos respectivos contratos de concessão. Dessa forma, resta claro que o marco regulatório atual acaba por alocar uma grande parcela dos riscos associados a oferta dos produtos “rede” e “energia” nos agentes de distribuição.

*Riscos de Demanda (preço e quantidade)*: a adoção do regime *price cap* no segmento de distribuição de energia elétrica implica que, uma vez definida a tarifa, ela se manterá inalterada até a data do processo tarifário seguinte (reajuste ou revisão). Logo, uma vez estabelecida a tarifa de determinada distribuidora nos processos de

---

<sup>22</sup> De forma mais específica, caso a distribuidora tenha contratado um montante de energia acima de 105% de seu mercado, ela terá esse excedente de energia liquidado no mercado de curto prazo e estará sujeita a ganhos ou perdas financeiras, a depender do valor do PLD. Caso a distribuidora tenha um nível de contratação entre 100 e 105% de seu mercado, ela terá garantia de repasse dos preços de compra de energia na tarifa dos consumidores finais. Abaixo de 100% de contratação, a concessionária é obrigada a comprar energia no Mercado de Curto Prazo arcando com as diferenças de custos em relação ao Pmix e ainda podendo receber penalizações (multas)

reposicionamento tarifário, a mesma será mantida ao longo dos doze meses subsequentes<sup>23</sup>, independente da magnitude do uso da rede de distribuição. Dessa forma, conclui-se que no período entre dois processos tarifários subsequentes, o risco de variação de preços (aumento ou redução) é inexistente no setor de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, os riscos associados à variação da quantidade demandada<sup>24</sup> são integralmente alocados nas concessionárias de distribuição que terão sua receita e sua lucratividade fortemente impactadas pelo comportamento do mercado. Aumentos na quantidade demandada de energia levarão ao aumento de receitas enquanto as reduções de mercado faturado implicarão em decaimento da receita. Isto se dá porque a receita de uma dada distribuidora nada mais é do que o produto da tarifa pela quantidade faturada<sup>25</sup>. Esse risco associado à variação da quantidade demandada, uma vez alocado nas distribuidoras, acaba tornando as mesmas vulneráveis e refratárias à inserção de novas tecnologias associadas à geração distribuída e a efficientização energética pois estas tecnologias inevitavelmente implicam em redução da quantidade demandada (redução de mercado faturado) e da lucratividade das distribuidoras.

Isso posto, o Capítulo seguinte passa a analisar como a introdução destas novas tecnologias acaba transformando a cadeia produtiva do setor elétrico e como esta transformação inevitavelmente impactará o fluxo de receitas dos agentes setoriais. Na sequência, é apresentada uma proposta de alteração regulatória na metodologia de tarifação de energia elétrica de modo a permitir que a expansão do uso de novas

---

<sup>23</sup> No seguimento de distribuição de energia elétrica os processos de reposicionamento tarifário incluem tanto os reajustes quanto as revisões tarifárias. Os reajustes tarifários ocorrem anualmente enquanto que as revisões tarifárias ocorrem a cada cinco anos. Os contratos de concessão preveem também a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias em casos específicos.

<sup>24</sup> Em algumas seções deste trabalho este risco será denominado como risco de mercado

<sup>25</sup> Desconsiderou-se a inadimplência por motivos de simplificação.

tecnologias ocorra de forma sustentável e eficiente, gerando ganhos sistêmicos para toda a sociedade. Já no Capítulo 4 são avaliados os dois outros movimentos transformadores da cadeia produtiva da eletricidade: a inserção crescente das fontes intermitentes na matriz elétrica e a expansão do mercado livre. Ambos os fenômenos ensejam que o modelo comercial seja revisitado e novos instrumentos regulatórios sejam concebidos e implantados para assegurar uma trajetória racional e sustentável rumo a esta nova realidade.

### **3)- ACOMODAÇÃO DAS NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS – RED´s**

#### **3.1)- Contextualização**

A inserção de novas tecnologias em setores econômicos marcados por cadeias produtivas monopolísticas tem provocado uma verdadeira revolução nestes setores. A trajetória do mercado de telecomunicações a partir da introdução da telefonia móvel constitui um exemplo clássico desse tipo de transformação. Nesta mesma linha, em tempos mais recentes, o surgimento dos aplicativos de carona também evidencia o poder das novas tecnologias em transformar mercados até então monopolizados, como era o de transporte privado de passageiros.

De forma ainda sutil, um movimento parecido vem se desenhando na cadeia produtiva do setor elétrico devido ao desenvolvimento e à difusão no uso de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, o armazenamento de energia, os carros elétricos além de novos equipamentos voltados para a eficientização energética usando tecnologia Internet of Things (IoT). Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos – RED´s. e tem permitido aos consumidores uma participação mais ativa

em relação ao consumo e a produção de energia elétrica. Neste novo cenário não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade assim como ocorreu em outros setores monopolistas que passaram por movimentos semelhantes<sup>26</sup>.

Diante desta nova realidade tecnológica que vem se consolidando no mercado de eletricidade os órgãos reguladores de todo o mundo passaram a voltar seus esforços cognitivos para a formulação de modelos tarifários que sejam capazes de acomodar de forma harmônica e sustentável a inserção crescente destas novas tecnologias. No caso do Brasil, a construção destes modelos tarifários vem sendo debatida em duas frentes de discussão. A primeira delas limita-se a propor alterações na Resolução 482/12 que disciplina o sistema de compensação de energia elétrica para aquelas unidades consumidoras enquadradas como geração distribuída. Trata-se, portanto, de uma temática com escopo limitado que foi discutida na Consulta Pública ANEEL nº 10/2018 e, posteriormente, retomada na Audiência Pública ANEEL nº 01/2019 e, novamente, na Consulta Pública ANEEL nº 25/2019, todas tratando especificamente deste tópico.

Já a segunda frente de discussões aborda o problema tarifário de uma maneira mais ampla e ganhou força a partir da promulgação do Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016 que extinguiu a obrigatoriedade de se implantar um regime de tarifação monômnia na Baixa Tensão. Procura-se nesta frente de discussão conceber uma estrutura tarifária que seja capaz de oferecer tarifas aderentes aos custos dos consumidores e, partindo deste pressuposto, construir o ambiente regulatório adequado para se acomodar as novas tecnologias. Essa abordagem esteve presente ao longo das

---

<sup>26</sup> A Figura 3 ilustra como estas transformações impactam os fluxos físicos e financeiros que percorrem a cadeia produtiva da eletricidade.

discussões empreendidas na Consulta Pública MME Nº 33/2016, na Consulta Pública ANEEL nº 02/2018 e também na Audiência Pública ANEEL nº 59/2018 onde se procurou identificar algumas alternativas regulatórias para se implantar a tarifa binômia na Baixa Tensão sem, contudo, apresentar uma solução definitiva.

No âmbito deste debate, a seção seguinte procura diagnosticar as raízes dos problemas decorrentes do atual modelo de tarifação de energia elétrica e como este modelo interage com a inserção crescente de novas tecnologias, principalmente aquelas relativas à geração distribuída. Na sequência é apresentada uma proposta de alternativa regulatória capaz de permitir a acomodação harmônica destas novas tecnologias de forma a não comprometer a eficiência e a sustentabilidade do mercado de energia elétrico brasileiro. Este é o tema das próximas seções deste capítulo.

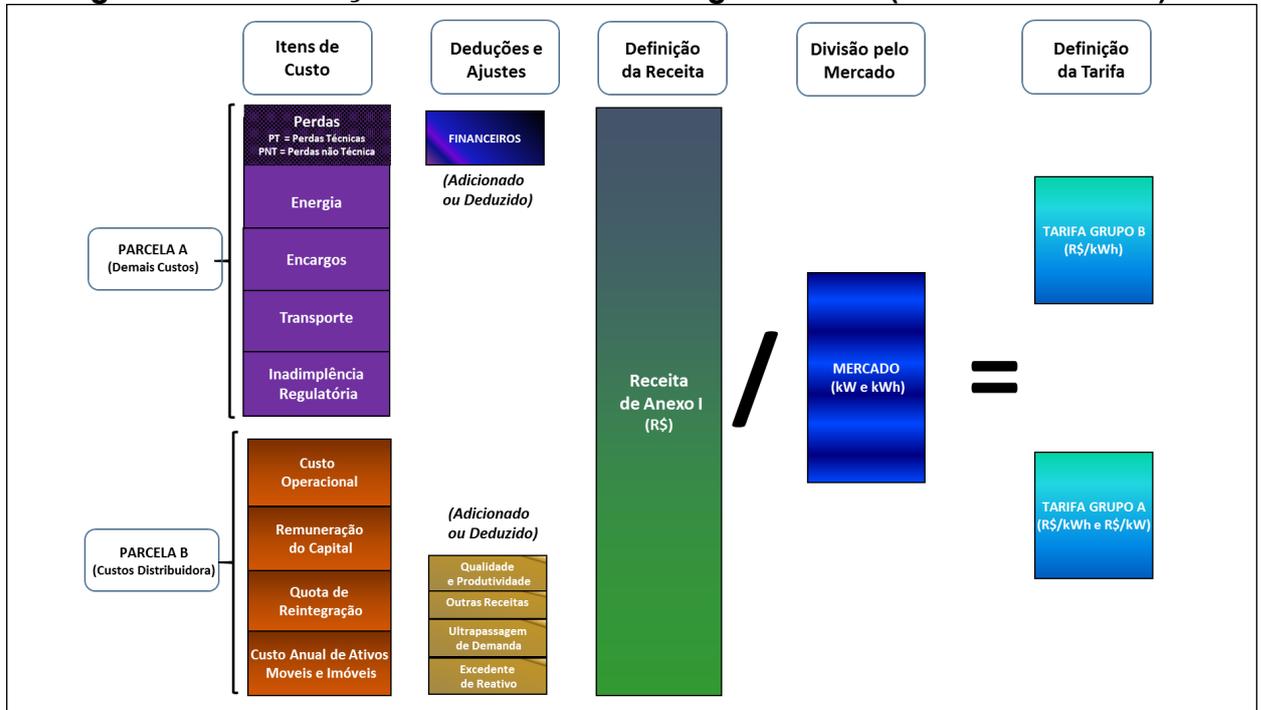
### **3.2)- Delimitação do Problema**

O modelo de tarifação de energia elétrica adotado no Brasil encontra-se estabelecido em um conjunto de dispositivos legais e regulatórios que definem como deverá ser calculada a tarifa dos consumidores de energia elétrica. Em linhas gerais, este modelo de tarifação parte do reconhecimento de uma determinada estrutura de custos (Energia, Transporte, Encargos, etc) a qual será alocada aos consumidores, via tarifa, em conformidade com parâmetros e regras pré-estabelecidos.

Na prática, os custos são estabelecidos em termos regulatórios (eficientes) e, depois de somados e ajustados, são alocados (rateados) aos consumidores finais em função

de um mercado de referência<sup>27</sup>. As Figura 5 e 6 mostradas a seguir oferecem uma visão sintética deste processo<sup>28</sup>.

**Figura 5 – Construção das Tarifas de Energia Elétrica (Revisão Tarifária)**

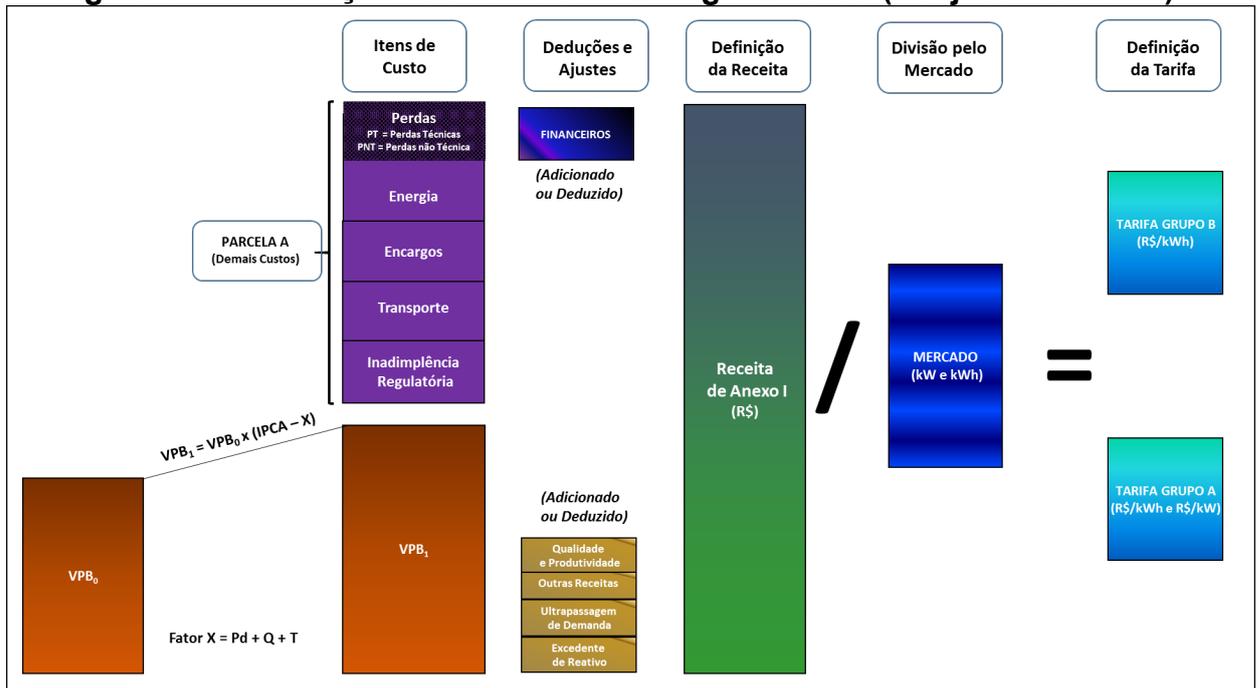


Fonte: Próprio Autor

<sup>27</sup> No caso brasileiro o Mercado de Referência corresponde ao mercado dos doze meses anteriores ao processo de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão) e as variáveis de faturamento utilizadas são o kWh para o Grupo B (Baixa Tensão) e o kWh e o kW para o Grupo A (Alta Tensão)

<sup>28</sup> Os valores financeiros de cada um destes itens de custos, para qualquer distribuidora, são dados públicos que podem ser acessados em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

**Figura 6 – Construção das Tarifas de Energia Elétrica (Reajuste Tarifário)**



Fonte: Próprio Autor

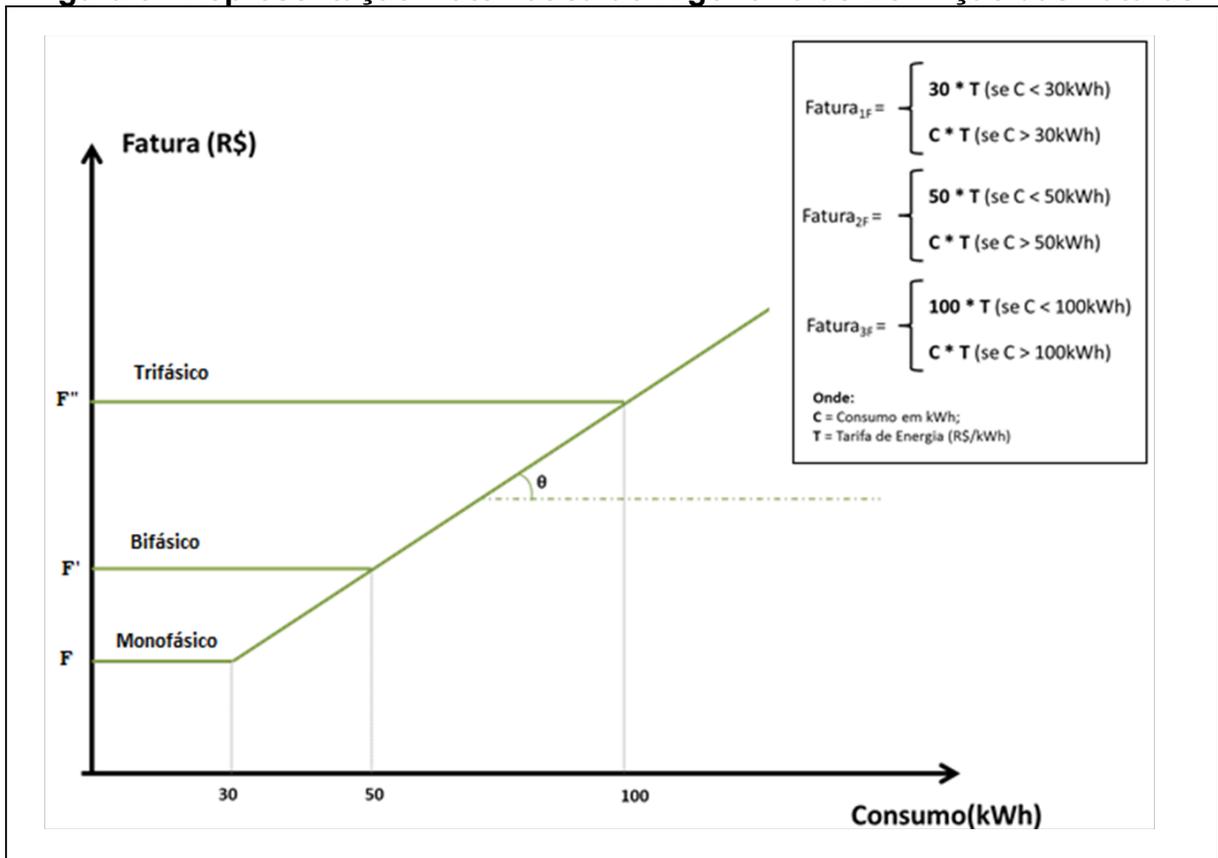
Os processos de reajuste tarifário (anual) e de revisão tarifária (a cada 5 anos) estão previstos nos contratos de concessão e diferem basicamente na forma como são estabelecidos os custos da distribuidora (Parcela B). Nos processos de revisão tarifária os custos da distribuidora são definidos a partir de metodologias específicas que procuram estimar custos eficientes a serem repassados nas tarifas. Já nos processos de reajuste tarifário o valor da Parcela B (custos da distribuidora) é apenas reajustada pelo índice inflacionário (IPCA ou IGP-M) menos um Fator X, tal como evidenciado na Figura 6.

Importante notar que nos processos de reajuste tarifário o VPB que será atualizado ( $VPB_0$ ) corresponde ao valor faturado nos últimos 12 meses. Assim, se o mercado cresce, a receita da distribuidora também cresce a cada ano, ocorrendo o inverso nos casos de retração do mercado. Isto deixa claro como o risco de mercado (aumento ou redução da energia demandada) é integralmente alocado nas distribuidoras.



consumidores em função do consumo de produtos ou serviços de uma empresa”<sup>32</sup>, é possível então expressar de uma maneira formal o algoritmo que define a tarifa de energia elétrica para os consumidores da Baixa Tensão. Isso é mostrado na Figura 8 apresentada a seguir.

**Figura 8 - Representação Matemática do Algoritmo de Definição das Faturas**



Fonte: Próprio Autor

A compreensão deste algoritmo é bastante simples e pode ser resumida em três passos: (i)- verifica-se o número de fases que a unidade consumidora está conectada; (ii)- verifica-se qual o consumo (kWh) do período (iii)- aplica-se o valor do consumo verificado na equação correspondente e obtém-se o valor da fatura.

<sup>32</sup> Para maiores detalhes em relação a esta definição de tarifas ver “Santos, Paulo Eduardo Steele, *Tarifas de energia elétrica: estrutura tarifária*, Interciência, Rio de Janeiro, 2011”

Uma vez compreendido o algoritmo que define a fatura dos consumidores torna-se fácil identificar nele duas características não muito desejáveis, as quais são descritas a seguir:

i)- A receita das distribuidoras, e também sua lucratividade, será tanto maior quanto maior for o seu mercado faturado. Isso acaba gerando para as distribuidoras uma sinalização econômica contrária à expansão da geração distribuída e da eficiência energética uma vez que ambas implicam na redução do mercado faturado<sup>33</sup>.

ii)- Dado que alguns custos das distribuidoras tem natureza fixa e independem do patamar de consumo do cliente, o atual modelo de tarifação acaba prejudicando a construção de uma tarifa aderente aos custos ao cobra-los totalmente de forma volumétrica (em função da quantidade de kWh consumido)<sup>34</sup>.

Neste cenário de inadequações latentes e irrefutáveis<sup>35</sup> que acompanham o atual modelo de tarifação de energia elétrica, mostra-se oportuno avaliar algumas

---

<sup>33</sup> A este respeito, a ANEEL estabelece que *“O problema é que o atual modelo tarifário monômio e volumétrico não convive harmoniosamente com gestão de energia. Por mais que o consumidor, individualmente, perceba um incentivo econômico significativo para implementação de ações de gestão de energia que resulte em redução do seu consumo e, por consequência, da sua fatura de energia elétrica, dadas as características de alguns dos custos não variarem no curto prazo, há uma transferência desses custos fixos necessários para o funcionamento dos sistemas de distribuição entre todos os consumidores, ou ainda, resultam em perdas financeiras para as distribuidoras”* (Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL)

<sup>34</sup> Neste sentido o Regulador aponta que, *“Contudo, no setor elétrico existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida. Os equipamentos e as redes são investimentos com visão de longo prazo, pela sua natureza discreta quanto a capacidade que pode ser atendida, por exemplo, por uma nova subestação, o que leva a possibilidade de atendimento das exigências atuais e futuras de novos consumidores e acréscimos de mercado dos consumidores existentes. Estando em operação, o custo destes equipamentos na prestação do serviço apresenta pouca variação, não guardando relação direta e linear com o consumo dos consumidores atendidos. Nesta visão, podemos entender que existem custos que podem ser considerados fixos no curto prazo”*. (Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL)

<sup>35</sup> Estes mesmos problemas já haviam sido identificados e abordados na Consulta Pública MME nº 33/2017. Neste sentido, a Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE estabelecia que *“A única diretriz colocada é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvado encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e mini geração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores”*.

alternativas regulatórias a serem consideradas no processo de construção das tarifas de energia elétrica e que consigam eliminar estes inconvenientes.

Todavia, a avaliação destas alternativas deve incluir além destes fatores outros aspectos que incluem o impacto no valor das tarifas das várias classes de clientes, os custos de implantação do novo modelo, a simplicidade de entendimento e assimilação por parte dos consumidores etc. Na seção seguinte será apresentada uma alternativa regulatória (um novo algoritmo de definição das faturas) que procura atender a todos estes requisitos.

### **3.3)- Proposta de Alternativa Regulatória**

Uma vez diagnosticado os problemas inerentes ao atual modelo de tarifação de energia elétrica<sup>36</sup>, voltaremos nossa atenção para a construção de uma alternativa regulatória que consiga enfrentar todos os problemas elencados anteriormente e, ao mesmo tempo, garantir a inserção sustentável de novas tecnologias no setor elétrico nacional. Para tanto, iniciaremos nossa jornada apresentando os traços gerais de uma nova abordagem regulatória conhecida como *Decoupling*. Esta abordagem regulatória tem ganhado destaque cada vez maior na literatura internacional sobre regulação econômica de *utilities* e representa o *background* teórico sobre o qual construiremos nossa proposta. A este respeito, conforme descrito no documento *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application – RAP*, tem se que:

*“Decoupling is a tool intended to break the link between how much energy a utility delivers and the revenues it collects. Decoupling is used primarily to eliminate incentives that utilities have to increase profits by increasing sales, and the corresponding disincentives that they have to avoid reductions in sales. It is most*

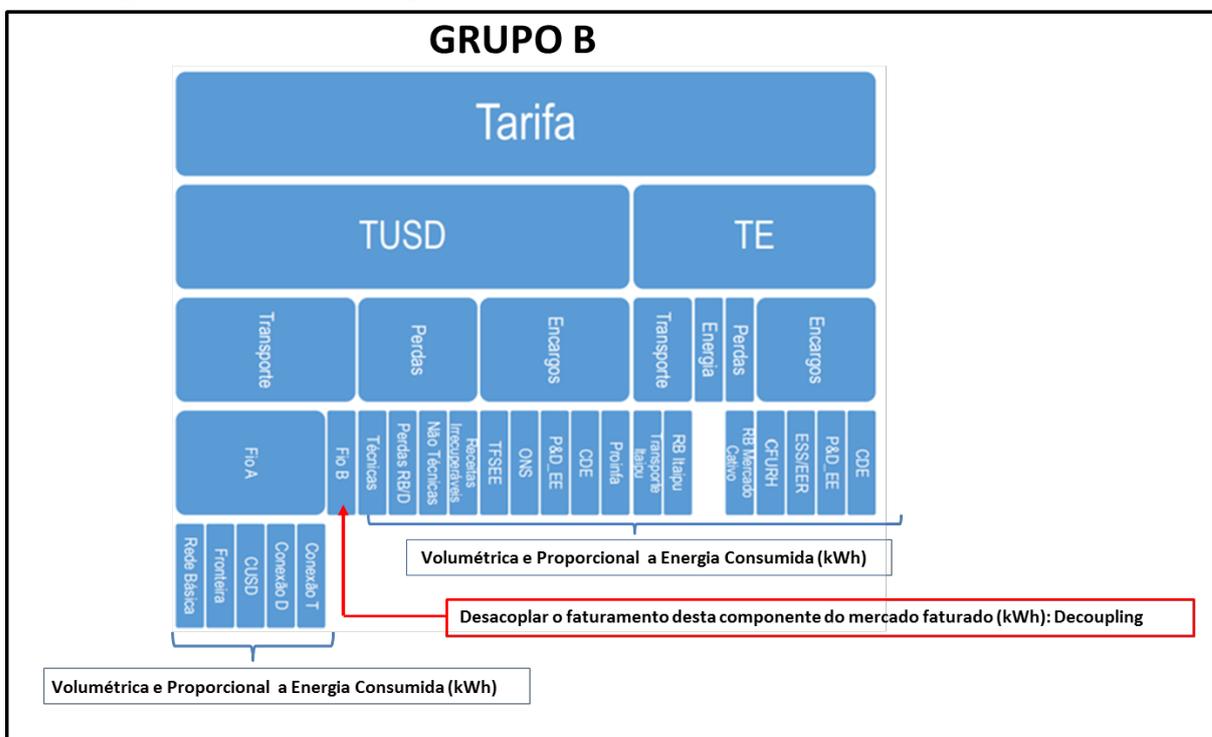
---

<sup>36</sup> Ou em termos mais formais, do algoritmo de definição da fatura.

*often considered by regulators, utilities, and energy-sector stakeholders in the context of introducing or expanding energy efficiency efforts; but it should also be noted that, on economic efficiency grounds, it has appeal even in the absence of programmatic energy efficiency.”*

Apreende-se pela leitura do texto que, no âmbito do setor elétrico, um mecanismo de *Decoupling* poderia ser concebido para atuar de forma a “desvincular” a receita da concessionária do volume de energia faturado. Assim, partindo da estrutura de custos apresentadas anteriormente neste documento, propõe-se um mecanismo de *Decoupling* que atue somente sobre a parcela de custos da distribuidora (TUSD Fio B) mantendo para os demais itens tarifários a forma de cobrança atual (volumétrica e em função do kWh consumido). Este procedimento é ilustrado na Figura 9 mostrada a seguir.

**Figura 9 - Decoupling Aplicado ao Modelo Tarifário da Baixa Tensão**



Fonte: Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com adaptações

Uma vez definido que os custos da distribuidora (TUSD Fio B) não serão cobrados em função do consumo medido (em kWh), é necessário definir qual o parâmetro de faturamento será utilizado para a cobrança desta categoria de custos. A este respeito, e tendo em vista os objetivos que esta alternativa regulatória pretende alcançar, sugere-se que os custos da distribuidora sejam faturados em termos de planos tarifários que estabeleçam um montante de consumo previamente contratado<sup>37</sup>.

Neste modelo, caso o consumo mensal seja igual ou inferior ao do plano contratado, o consumidor paga o valor do plano. Por outro lado, caso o consumidor ultrapasse o limite de consumo do plano contratado, ele paga um excedente o que será revertido à modicidade tarifária no próximo processo de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão)<sup>38</sup>. Outras diretrizes que acompanham esta alternativa regulatória incluem:

- i)- A escolha do plano tarifário deverá ser feita no momento da ligação ou nos dois meses que antecedem os processos tarifários (reajuste ou revisão) das distribuidoras.
- ii)- Ao longo do ano tarifário<sup>39</sup>, e em período diverso do definido no item anterior, caso o consumidor opte para migrar para um plano de valor mais alto (mais caro), ele poderá fazê-lo sem nenhum ônus, bastando informar o seu desejo de mudança para a concessionária. Todavia, caso o consumidor opte por migrar para um plano mais baixo (mais barato), ele deverá esperar a próxima janela de mudança (dois meses que antecedem o reposicionamento tarifário) ou pagar uma taxa de mudança de plano que

---

<sup>37</sup> Por este motivo o modelo de tarifação aqui proposto recebeu o nome de Tarifação via Planos.

<sup>38</sup> Este procedimento seria idêntico ao que ocorre hoje no Grupo A em relação ao Excedente de Reativo e Ultrapassagem de Demanda.

<sup>39</sup> O ano tarifário se refere ao período de 12 meses entre dois processos de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão) consecutivos.

corresponde à diferença entre os valores dos planos multiplicada pelo número de meses faltantes até o próximo reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão)<sup>40</sup>.

iii)- Em termos de custos da distribuidora (TUSD Fio B), tanto os clientes com Geração Distribuída quanto os demais serão faturados da mesma forma: em função do plano contratado.

Em uma linguagem mais formal e matematizada, esta alternativa regulatória implica em alterar o algoritmo de definição das faturas descrito anteriormente para uma formatação tal como mostrada na equação abaixo.

$$FP_i = \begin{cases} TP_i + (CM * TR_{DC}) & \text{se } CM < CC_i \\ TP_i + (CM * TR_{DC}) + TR_{Excedente} * (CM - CC_i) & \text{se } CM > CC_i \end{cases} \quad (1)$$

**Onde:**

$FP_i$  = Fatura do Cliente do Plano "i" (R\$)

$TP_i$  = Tarifa do Plano "i" (R\$/Mês)

$CM$  = Consumo Medido no Período de Faturamento (kWh);

$CC_i$  = Consumo Contratado do Plano "i" (kWh)

$TR_{DC}$  = Tarifa para cobertura dos demais componentes de custo, exceto TUSD Fio B (R\$/Mês)

$TR_{Excedente}$  = Tarifa de Excedente (R\$/kWh)

No algoritmo apresentado acima fica claro que a fatura do cliente continua sendo tanto maior quanto maior for o seu consumo e que apenas uma pequena parcela da tarifa<sup>41</sup>

<sup>40</sup> Este procedimento é bastante similar ao adotado hoje por empresas de telefonia. Estas empresas, embora apresentem uma estrutura de indústria de rede, não estão sujeitas a uma política de preços regulados.

<sup>41</sup> Em média, este item (TUSD Fio B) corresponde a 20% do total de custos embutidos na tarifa.

(TUSD Fio B) terá sua forma de cobrança alterada. Uma vez estabelecido este novo algoritmo de cálculo da fatura, passa-se a detalhar como é definido cada um dos seus componentes.

i)- *Fatura do Cliente do Plano i (FPi)*: corresponde ao valor da fatura que será paga pelo cliente antes da incidência de impostos e tributos (ICMS e PIS/COFINS)<sup>42</sup>.

ii)- *Tarifa do Plano “i” (TPi)*: corresponde ao valor que o consumidor pagará para a distribuidora, em base mensal, para a cobertura dos custos do serviço de distribuição (TUSD Fio B). Para se definir esta tarifa podem ser utilizadas diversas alternativas mantendo-se apenas como condição de contorno que o somatório das receitas arrecadas com cada plano seja igual ao valor de Parcela B (VPB) alocado na baixa tensão (Grupo B)<sup>43</sup> no momento do processo de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão).

Para ilustrar este procedimento considere uma situação hipotética em que tenha sido definido um VPB para a Distribuidora X de R\$ 1,5 Bilhões no momento do seu reajuste tarifário anual<sup>44</sup>. Deste valor, R\$ 450 milhões foram alocados no Grupo A e R\$ 50 Milhões na classe Iluminação Pública. Sendo assim, seriam alocados ao Grupo B o valor restante de R\$ 1 Bilhão distribuído conforme os planos definidos na tabela abaixo.

---

<sup>42</sup> Também não estão incluídas as taxas de Iluminação Pública e nem qualquer outra taxa que porventura venha a ser cobrada na fatura de energia elétrica do cliente.

<sup>43</sup> A forma de se alocar os custos da distribuição entre os Grupos A e B continuaria sendo realizada exatamente da mesma forma que é feita hoje, ou seja, baseando-se em valores estimados de custo marginal.

<sup>44</sup> Este mesmo raciocínio também se aplicaria, de forma idêntica, no caso de um processo de revisão tarifária.

**Tabela 1 – Planos, Tarifas e Receitas Arrecadadas**

PLANO	CONSUMO CONTRATADO (kWh)	TARIFA DO PLANO (R\$/Mês)	NUMERO DE CONSUMIDORES	RECEITA ARRECADADA (R\$)
Plano 1 (Plano Base)	$CC_{PB}$	$TP_1 = TB *$	$NC_{P1}$	$RA_1 = TP_1 * NC_{P1}$
Plano 2	$CC_{P2}$	$TP_2 = TB * (CC_{P2}/CC_{PB})$	$NC_{P2}$	$RA_2 = TP_2 * NC_{P2}$
Plano 3	$CC_{P3}$	$TP_3 = TB * (CC_{P3}/CC_{PB})$	$NC_{P3}$	$RA_3 = TP_3 * NC_{P3}$
Plano 4	$CC_{P4}$	$TP_4 = TB * (CC_{P4}/CC_{PB})$	$NC_{P4}$	$RA_4 = TP_4 * NC_{P4}$
Plano 5	$CC_{P5}$	$TP_5 = TB * (CC_{P5}/CC_{PB})$	$NC_{P5}$	$RA_5 = TP_5 * NC_{P5}$
Plano 6	$CC_{P6}$	$TP_6 = TB * (CC_{P6}/CC_{PB})$	$NC_{P6}$	$RA_6 = TP_6 * NC_{P6}$
Plano n	$CC_{PN}$	$TP_n = TB * (CC_n/CC_{PB})$	$NC_{PN}$	$RA_n = TP_n * NC_{Pn}$

A escolha do portfólio de planos oferecidos aos consumidores, e o consumo contratado em cada um deles ( $CC_i$ ), poderia ser estabelecida pelo Regulador de maneira uniforme para todas as distribuidoras ou definida a partir de proposta de cada concessionária a ser homologada pela ANEEL. Uma vez estabelecido o valor do consumo contratado de cada plano, pode se facilmente definir uma tarifa base (TB) a partir da qual as tarifas dos outros planos serão referenciadas. Para isso, basta aplicar as Equações 2 e 3 mostradas abaixo

$$VPB_{Grupo B} = 12 * \sum_{i=1}^n RA_i \quad (2)$$

**Onde:**

$VPB_{Grupo B}$  = Valor da Parcela B alocada na Baixa Tensão (R\$)

$RA_i$  = Receita a ser arrecadada com o Plano "i" (R\$/Mês)

Sabendo que o valor de  $RA_i$  corresponde ao produto da tarifa do plano "i" ( $TP_i$ ) pelo número de consumidores enquadrados neste Plano "i" ( $NC_i$ ), e usando as relações

entre a tarifa de cada plano e a Tarifa Base ( $TP_i$  e  $TB$ ), expressas na coluna 3 da Tabela 1<sup>45</sup>, pode se encontrar o valor da tarifa base como se segue:

$$TB = \frac{1}{12} * \frac{VPB_{Grupo B}}{\sum_{i=1}^n NC_i * \left(\frac{CC_i}{CC_{PB}}\right)} \quad (3)$$

Conhecido o valor da Tarifa Base ( $TB$ ) pode se estabelecer o valor da tarifa de cada plano ( $TP_i$ ), a qual será usada para faturar os consumidores em relação aos custos da distribuidora (TUSD Fio B);

iii)- *Consumo Medido (CM)*: corresponde ao consumo medido em kWh no período de faturamento.

iv)- *Consumo Contratado do Plano “i” ( $CC_i$ )*: corresponde ao valor limite de cada plano a partir do qual o consumidor passa a pagar “excedente de consumo”. Conforme mencionado anteriormente “*A escolha do portfólio de planos oferecidos, e o consumo contratado em cada um deles ( $CC_i$ ), poderia ser estabelecida pelo Regulador para todas as distribuidoras de maneira uniforme ou definida a partir de proposta da concessionária a ser aprovada pela ANEEL*”.

v)- *Tarifa dos Demais Custos ( $TR_{DC}$ )*: corresponde a tarifa, em R\$/kWh, que engloba todos os demais componentes de custo incorporados na tarifa exceto a TUSD Fio B. O conjunto de todos estes itens de custo podem ser visto de forma detalhada na Figura 9 mostrada anteriormente.

vi)- *Tarifa de Excedente ( $TR_{Excedente}$ )*: corresponde ao valor da tarifa, em R\$/kWh, que será usado como referência para faturar o consumidor que ultrapassar o consumo

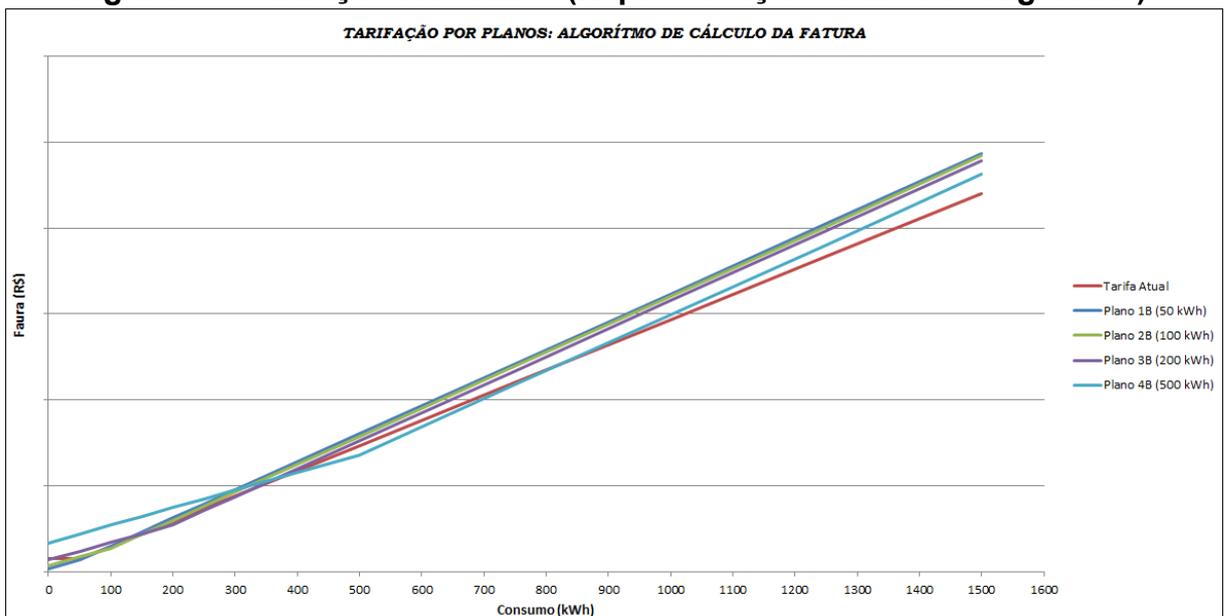
---

<sup>45</sup> Conforme será descrito posteriormente, esta relação entre a tarifa dos vários planos poderia ser definida através de um a infinidade de formas, a depender dos objetivos do Regulador. Neste caso específico considerou-se que o valor do plano é função direta do consumo contratado em cada plano, não incluindo nenhuma outra variável na precificação.

contratado do seu plano (CC<sub>i</sub>). Ela será definida pelo valor da TUSD Fio B multiplicada por uma constante (multiplicador).

Definidas cada uma das componentes que irão integrar o novo algoritmo de definição da fatura (tarifa), pode-se expressá-lo em termos gráficos tal como mostrado a seguir.

**Figura 10 - Tarifação via Planos (Representação Gráfica do Algoritmo)**



Fonte: Próprio Autor

Pela observação do gráfico acima é possível notar que o modelo de tarifação proposto neste ensaio é representado por várias retas, cada uma correspondendo a um plano, cuja inclinação será sempre positiva e se acentuando após o consumo contratado de cada plano ser ultrapassado<sup>46</sup>.

Cabe destacar que este modelo pode ser calibrado de forma a alterar muito pouco o valor das faturas pagas atualmente pelos consumidores ao mesmo tempo que também atende a uma série de outros objetivos desejáveis em um modelo de tarifação

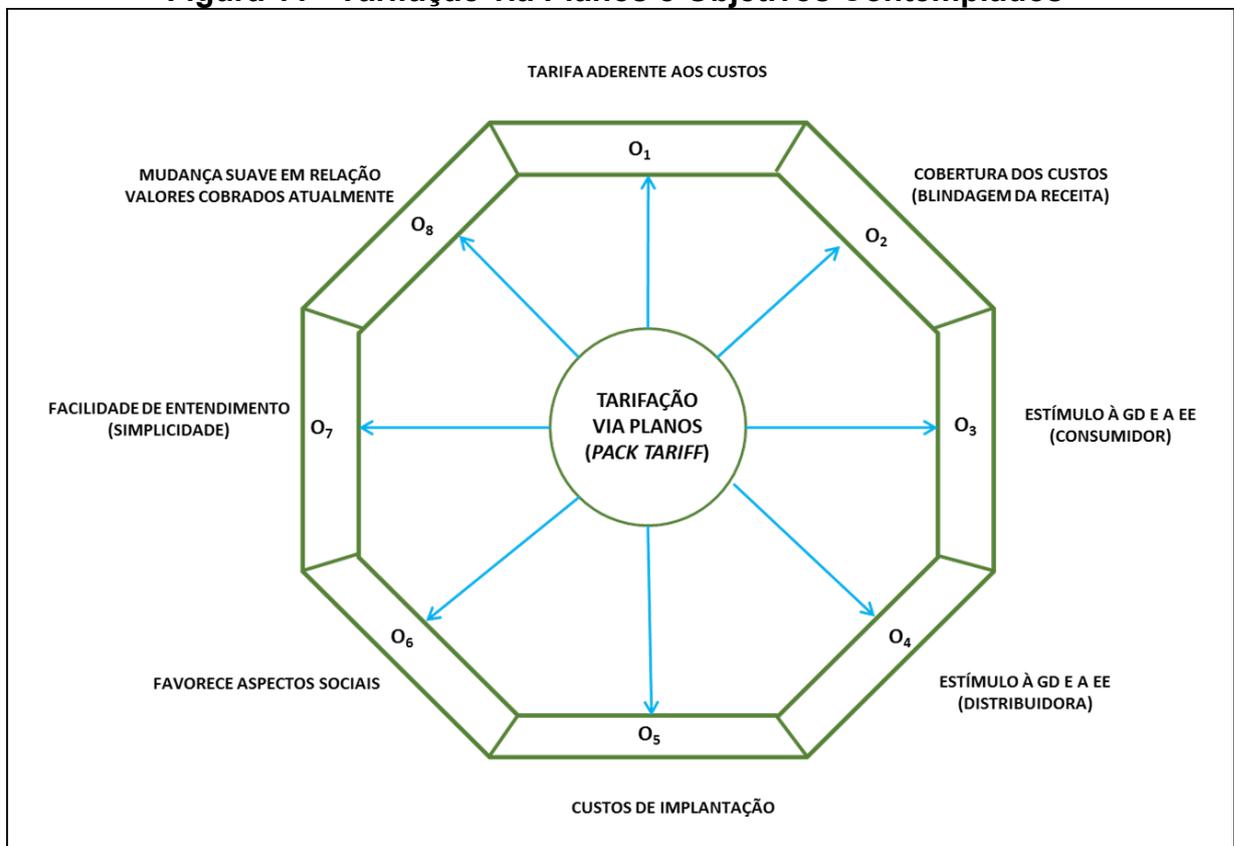
<sup>46</sup> Estas retas correspondem a representação gráfica do algoritmo definido na Equação 1. A proximidade entre as curvas e a inclinação das mesmas podem ser facilmente manipuladas no sentido de atender aos objetivos previamente estabelecidos pelo Regulador.

eficiente e sustentável, tal como mostrado na avaliação de seus resultados empreendida na seção seguinte.

### 3.4)- Avaliação dos Resultados

A alternativa regulatória proposta neste ensaio (Tarifação via Planos) atende de maneira satisfatória uma série de objetivos desejáveis, tal como demonstrado abaixo na Figura 11 e na descrição que se segue.

**Figura 11 - Tarifação via Planos e Objetivos Contemplados**



Fonte: Próprio Autor

i)- *Tarifa Aderente aos Custos (O<sub>1</sub>)*: Uma das grandes vantagens da proposta apresentada neste ensaio (*Tarifação via Planos*) é a sua elevada versatilidade em termos de alocação de custos da distribuidora (TUSD Fio B). Na formatação apresentada neste ensaio considerou-se uma relação linear e proporcional entre as tarifas de cada plano, ou seja, o valor da tarifa do plano com consumo contratado de

100 kWh/Mês equivale ao dobro da tarifa do plano de 50 kWh/Mês<sup>47</sup>. Todavia, esta formatação poderia ser facilmente alterada para incluir outros critérios na definição das tarifas de cada plano. Neste sentido, a incorporação de uma parte fixa a ser rateada por todos os consumidores, ou a definição de planos com tarifas distintas para consumidores monofásicos, bifásicos ou trifásicos constituem variantes oportunas e muito fáceis de serem testadas e implementadas. Independente da formatação a ser adotada, a única condição que deve ser preservada é a que garante que o somatório das receitas arrecadadas em cada plano seja igual ao VPB alocado na Baixa Tensão.

Poderia se argumentar que a Tarifação via Planos, sem alterações na Resolução 482/12, poderia gerar subsídios cruzados que beneficiariam os consumidores com Geração Distribuída - GD em detrimento dos demais consumidores. Esta perspectiva assenta-se na hipótese equivocada de que os consumidores com GD, ao deixar de pagar pelos encargos e pelo serviço de transmissão (Transporte), acabariam transferindo estes custos para os demais consumidores e elevando a tarifa destes. Todavia, esta visão mostra-se míope e incompleta uma vez que não leva em conta os impactos da geração distribuída na redução da tarifa de todos os consumidores, inclusive os que não possuem GD. Isso ocorre porque o despacho das usinas no Sistema Interligado Nacional - SIN é feito por ordem de mérito (custo) e, em tese, quanto mais GD, menor o custo deste despacho. Adicionalmente, embora possam haver algumas exceções pontuais, a GD proporciona uma inegável redução no nível de perdas técnicas do SIN o que também contribui para reduzir a tarifa de todos os

---

<sup>47</sup> Isso é uma consequência direta da forma como foi definida a tarifa de cada plano:  $TP_i = TB * \left( \frac{CC_i}{CC_{PB}} \right)$

consumidores. Estes dois itens de custo (Energia e Perdas Técnicas) chegam a representar mais de 50% dos custos totais da energia elétrica<sup>48</sup>.

Neste cenário de elevada flexibilidade operacional do modelo proposto, torna-se fácil concluir que a Tarifação via Planos atende perfeitamente ao objetivo de se definir tarifas aderentes aos custos.

*ii)- Cobertura dos Custos (O<sub>2</sub>):* o modelo de tarifação *monômia* atualmente adotado na Baixa Tensão acaba por alocar o risco de mercado integralmente na distribuidora. Neste modelo, o crescimento do mercado acarreta uma elevação da receita e da lucratividade das distribuidoras, ocorrendo o inverso caso haja a contração do mercado. Assim, nos períodos de retração do mercado, a concessionária acaba tendo uma redução de suas receitas sem uma correspondente redução de custos, o que acaba comprometendo o seu equilíbrio econômico financeiro.

Por outro lado, no modelo de Tarifação via Planos a receita da distribuidora estaria “blindada” em relação às retrações do mercado. Isto porque eventuais quedas do consumo não implicariam na queda da receita de TUSD Fio B, a qual é fixada em função do plano contratado pelo consumidor. Mesmo nos casos onde haja a migração de um plano mais alto para um plano mais baixo, o pagamento da “*taxa de mudança de plano*” garante que a receita da distribuidora seja preservada, assegurando a convergência da Tarifação via Planos com o objetivo de cobertura dos custos da distribuidora (blindagem da receita).

---

<sup>48</sup> Maiores informações sobre a participação de cada componente de custo na formação da tarifa podem ser obtidas nas Notas Técnicas dos processos de reposicionamento tarifário das distribuidoras ou de forma consolidada em:

<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15495819/Agenda+de+Desonera%C3%A7%C3%A3o+Tarif%C3%A1ria+-+ANEEL/54e8a4b3-7889-e585-b820-6db4ceb31329?version=1.3>

*iii)- Estímulo a GD e a EE por parte do consumidor (O<sub>3</sub>):* no modelo de Tarifação por Planos ora proposto o consumidor continua tendo um elevado incentivo para a implantação de Geração Distribuída (GD) ou de medidas de eficiência energética (EE) pois ambas representam economia de dinheiro. Cabe destacar também que, em relação ao modelo atual, a Tarifação via Planos acarretará no aumento da atratividade para implantação de GD para aqueles consumidores menores (abaixo de 100 kWh)<sup>49</sup>, tanto no caso da geração local como na geração remota. Isso porque estes consumidores poderão contratar planos de consumo baixos, com tarifas que seriam menores do que o pagamento da taxa mínima que vigora atualmente.

*iv)- Estímulo a GD e a EE por parte da distribuidora (O<sub>4</sub>):* foi demonstrado anteriormente que o atual modelo de tarifação energia elétrica emite para as distribuidoras uma sinalização econômica contrária à expansão da Geração Distribuída - GD e da Eficiência Energética - EE em suas respectivas áreas de concessão. De forma oposta, a Tarifação via Planos estabelece uma sinalização econômica que torna a expansão da GD na área de concessão da distribuidora uma forma de aumentar a sua receita. Isso ocorreria porque nos casos de Geração Distribuída remota os consumidores continuariam pagando o mesmo valor de TUSD Fio B (embora sua fatura como um todo reduzisse drasticamente) e ainda seria acrescentada a receita da proveniente do pagamento da fatura da usina que foi instalada para atendimento destes consumidores. Já para os casos de geração local, a eventual mudança de planos que o consumidor viesse a promover seria compensada pelo pagamento da taxa de mudança de plano que neutralizaria qualquer perda de receita por parte das distribuidoras.

---

<sup>49</sup> Estes consumidores correspondem a mais de 90% dos número de consumidores

A este respeito, cabe destacar ainda que o modelo de Tarifação via Planos viabilizaria a aplicação de estímulos adicionais à eficiência energética via Fator X<sup>50</sup>, tal como previsto nos novos contratos de concessão. Esta possibilidade é praticamente impossível de ser implantada no âmbito do modelo de tarifação volumétrica atual.

v)- *Custos de Implantação (O<sub>5</sub>)*: por não requerer a instalação de nenhum novo equipamento de medição (medidores de consumo horário ou de demanda, por exemplo) o modelo de Tarifação via Planos tem custos de implantação bastante reduzidos que se limitariam às despesas com a divulgação do novo modelo tarifário junto aos consumidores. Os custos das distribuidoras para adequar os sistemas de faturamento também se mostram bastante irrisórios.

vi)- *Favorece Aspectos Sociais (O<sub>6</sub>)*: o objetivo de privilegiar aspectos sociais na construção das tarifas de energia elétrica esbarra no objetivo de se estabelecer tarifas aderentes ao custo. O trade off entre estes dois objetivos torna-se nítido quando se considera que parte considerável dos custos da distribuidora tem natureza de custo fixo e independem do volume de energia consumido. Assim sendo, ao cobrar estes custos em função do volume de energia consumido, o modelo de tarifação atual acaba favorecendo aspectos sociais em detrimento do objetivo de construir tarifas aderentes ao custo. Em termos mais diretos isto equivale a dizer que quem tem uma renda maior consome mais energia e paga mais, independente se o custo da distribuidora para atendimento deste cliente é maior ou não do que de outro consumidor com consumo menor.

---

<sup>50</sup> O aditivo contratual que renovou a concessão das distribuidoras estabelece na Subcláusula Décima Quinta da Cláusula Sexta que; “Subcláusula Décima Quinta – Nos processos de Revisão Tarifária Ordinária serão estabelecidos os Valores e a Forma de Cálculo do Fator X, como o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição Energia Elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do Serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.

Neste cenário o que cabe destacar é que o modelo de Tarifação via Planos é bastante versátil permitindo que ambos os objetivos sejam calibrados de acordo com as intenções do Regulador. A Tarifação via Planos poderia privilegiar os aspectos sociais ao estabelecer uma relação de tarifas entre os planos definida predominantemente em função volume contratado em cada plano. De forma alternativa, o modelo de Tarifação via Planos poderia também dar um maior peso ao objetivo de aderência aos custos incluindo parcelas fixas na definição das tarifas (ou que sejam função do número de fases do consumidor, por exemplo). Ambas as possibilidades são viáveis e facilmente implementáveis no âmbito do modelo de Tarifação via Planos.

vii)- *Facilidade de Entendimento pelos Consumidores (O<sub>7</sub>)*: a Tarifação via Planos não parece acarretar em nenhuma dificuldade de entendimento por parte dos consumidores. Isso porque este modelo de tarifação já é praticado em outros setores como o de Telefonia o que torna esta forma de tarifação familiar aos consumidores brasileiros.

viii)- *Mudança Suave em Relação aos Valores Cobrados Atualmente (O<sub>8</sub>)*: o atendimento a este objetivo visa assegurar que os consumidores não tenham variações bruscas no valor de suas faturas, o que poderia comprometer a receptividade e a aceitação do novo modelo tarifário. Em relação a este objetivo, é fato inconteste que a Tarifação via Planos é capaz assegurar que as faturas tenham valores bastante próximos aos praticados atualmente uma vez que o modelo ora proposto introduz mudanças na forma de cobrança de apenas uma componente tarifária (TUSD Fio B) a qual representa menos de um quarto do total da fatura. Além disso, devido a versatilidade do modelo proposto, mesmo a cobrança desta componente tarifária (TUSD Fio B) poderia se manter em valores próximos aos

praticados pelo modelo de tarifação vigente, bastando para isso, calibrar a equação de cálculo da fatura (algoritmo) neste sentido.

A avaliação dos resultados da alternativa regulatória proposta neste trabalho (Tarifação via Planos) procurou evidenciar como esta alternativa atende a uma série de objetivos pré-estabelecidos. Ademais, ressalta-se também que o modelo de tarifação ora proposto dispensa qualquer ajuste na Resolução 482/19<sup>51</sup> uma vez que resolve as externalidades negativas associadas à expansão da geração distribuída (cost shifting e perda de receita das distribuidoras) de forma direta, sem a necessidade de alterar o sistema de compensação previsto na referida resolução.

#### **4)- A AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE E O PROBLEMA DOS CONTRATOS LEGADOS**

##### **4.1)- Contextualização**

Conforme apontado na introdução deste trabalho, 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 (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). 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

---

<sup>51</sup> Este tema tem sido alvo de muita polêmica no setor atualmente.

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<sup>52</sup>. 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 recente e intensa discussão relativa à expansão do mercado livre de energia deve necessariamente passar pela equalização dos problemas associados a estes contratos. Isso porque a simples possibilidade de migração de clientes do regime cativo para o regime livre, ou no sentido inverso, levará à 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 concessionárias de distribuição para atendimento destes clientes. Todavia, 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 os mesmos.

---

<sup>52</sup> Alguns se referem a este modelo de leilões como uma forma de competição “pelo mercado” enquanto que a negociação bilateral do mercado livre é chamada de competição “no mercado”.

Partindo do contexto delineado anteriormente, esta seção procura empreender 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 testados 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 elementos associados à forma ou à fonte a partir da qual a energia é gerada.

Neste quesito, cabe ressaltar que vários dos instrumentos regulatórios avaliados neste trabalho (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 aprimoramento destes instrumentos através de uma avaliação sistêmica que incorpora também outros instrumentos regulatórios capazes de tornar o mecanismo de mercado mais atuante na definição do preço da energia e, simultaneamente, assegurar o respeito aos contratos vigentes e a financiabilidade da expansão do sistema.

#### **4.2)- Delimitação do Problema**

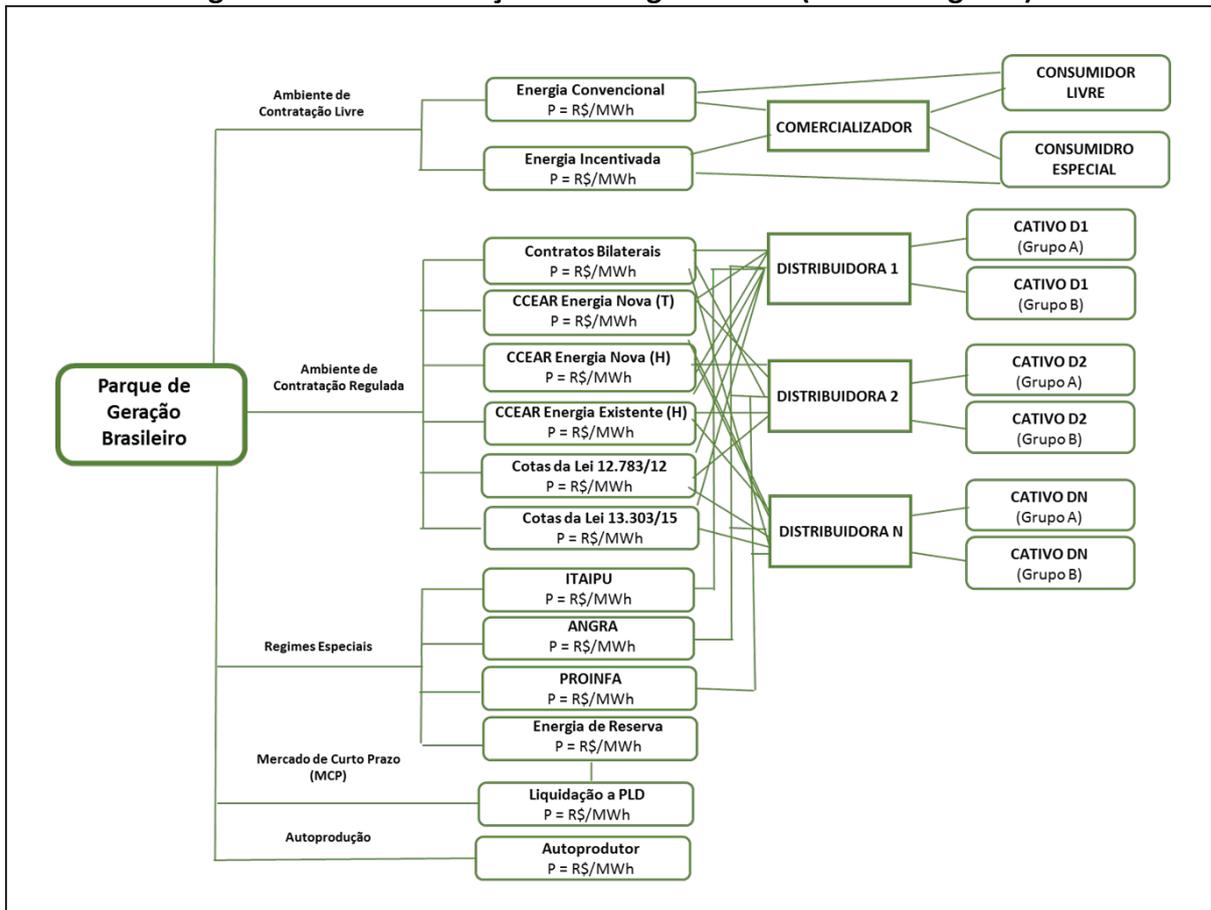
Conforme apontado anteriormente, o marco regulatório atual institui dois ambientes para que os geradores negociem seu produto: o Ambiente de Contratação livre e o Ambiente de Contratação Regulada. No ambiente de contratação livre participam geradores, comercializadores, consumidores livres e importadores. Interagindo neste ambiente de contratação livre, estes agentes negociam seus contratos de forma bilateral e, por conseguinte, o preço da energia é definido segundo as condições

livremente negociadas. Por outro lado, no ambiente de contratação regulada participam geradores e concessionárias de distribuição e todo processo de contratação e operacionalizado através de leilões regulados realizados 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. Neste mercado os preços são definidos em base semanal e segundo as condições de despacho. O mercado de curto prazo tem a função de liquidar as posições em aberto dos agentes (posições contratuais descobertas) e o preço deste mercado é conhecido com Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A Figura 12 abaixo ilustra como se dá a comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional.

**Figura 12 - Comercialização de Energia Elétrica (Modelo Vigente)**



Fonte: Próprio Autor

Um primeiro ponto que chama a atenção na figura decorre da segmentação do produto energia entre energia nova e energia existente. Tal segmentação, fruto da regulação econômica vigente no setor, fundamenta-se no pressuposto que a energia nova deveria ter um valor mais elevado do que a energia existente porque a produção de energia nova implica em custos com a implantação do empreendimento, enquanto a energia velha é proveniente de usinas que já se encontram construídas e, assim sendo, dispensam as despesas com investimento<sup>53</sup>.

Partindo deste pressuposto, conclui-se que haveria uma impossibilidade de competição entre energia existente e energia nova uma vez que o custo menor da

<sup>53</sup> Neste quesito, cabe lembrar que a instituição da Bonificação de Outorga no processo de renovação de concessões de usinas hidrelétricas acabou comprometendo parte desta lógica argumentativa.

primeira inviabilizaria a competição entre empreendimentos novos e existentes. Esta diferenciação de um produto idêntico (energia elétrica) em dois produtos distintos (energia nova e energia velha), embora possa parecer sutil, acaba levando a um incremento dos custos de transação<sup>54</sup> e uma perda de eficiência do mercado. Ademais, este pressuposto que custos diferentes de um produto idêntico poderiam levar a preços diferentes para este mesmo produto acabou não se mostrando verdadeira uma vez que os leilões de energia existente, em alguns momentos, acabaram negociando energia a um preço mais elevado do que os leilões de energia nova<sup>55</sup>.

Adicionalmente, a análise da Figura 12 permite vislumbrar também a diversidade de modalidades contratuais que atualmente habitam o setor elétrico brasileiro. Em cada uma destas modalidades de comercialização de energia elétrica as condições de preço, prazo e quantidade são definidas de forma específica. A seguir, cada uma destas modalidades de contratação é discutida de forma sucinta:

#### **4.2.1)- Modalidades Contratuais no Ambiente de Contratação Livre (ACL):**

*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.

*Contratos de Energia Incentivada:* são os contratos negociados de forma bilateral entre agentes compradores e vendedores e que envolvem somente o uso de energia

---

<sup>54</sup> O incremento dos custos de transação se manifesta na necessidade de se criar, compreender e implementar regulamentações e nos custos de monitorá-las.

<sup>55</sup> Vide leilões de energia existente realizados no ano de 2015 e que apresentaram preços mais elevados do que a energia nova que entrou no sistema naquele ano.

proveniente de fontes incentivadas e incluem descontos na tarifa de transporte (Transmissão e Distribuição).

#### **4,2.2)- Modalidades Contratuais no Ambiente de Contratação Regulada (ACR):**

*Contratos Bilaterais (CB):* 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 universo de contratos uma vez que, depois de vencidos, não podem ser renovados.

*Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR):* refere-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).

*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;

*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.

#### **Modalidades Contratuais nos Regimes Especiais:**

*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;

*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.

*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.

Embora não seja objetivo desta seção se debruçar sobre as especificidades de cada uma destas modalidades de contratação de energia elétrica, é conveniente sublinhar que esta miríade de formas de contratação de energia elétrica acaba levando a prática de preços bastante diversos e dependentes do regime de exploração a que o empreendimento está sujeito.

A este respeito, é suficiente apontar aqui que grande parte dos contratos transacionados no ambiente regulado e nos regimes especiais são regidos por um modelo que optou por definir os preços a partir de uma estimativa de custos, tal como preconizado nos pressupostos de uma teoria do valor trabalho (custo)<sup>56</sup>. Já os contratos celebrados no Ambiente Contratação Livre têm seus preços definidos pelas forças do mercado (condições de oferta e demanda em dado momento do tempo),

---

<sup>56</sup> Esta característica se torna claro nos contratos relativos às Cotas de Garantia Física, Itaipu e Angra I e II. Já os CCEAR's tem seus preços definido pelo mercado, via leilão, mas no caso dos casos de CCEAR's de energia nova estes preços se tornam "engessados" por praticamente todo o período da concessão, inviabilizando uma atuação mais robusta das forças de mercado ao longo do tempo. Estas contratações de longo prazo justificavam pela necessidade de assegurar a financiabilidade dos projetos a partir de seus fluxos de receitas (Project Finance)

aproximando-se assim dos pressupostos da Teoria da Utilidade Marginal enquanto teoria de definição do valor.

Partindo destas constatações, a seção seguinte procura estruturar uma nova engenharia regulatória para o processo de comercialização de energia elétrica que seja capaz de ampliar a atuação das forças de mercado na formação dos preços e ao mesmo tempo garantir a expansão da oferta e o respeito aos contratos vigentes.

#### **4.3)- Proposta de Alternativa Regulatória**

A seção anterior mostrou que o segmento de geração de energia elétrica tem seu regime de exploração (modelo de regulação econômica) definido por empreendimento. Ato contínuo, o regime de exploração definirá como se dará a formação dos preços da energia negociada por cada empreendimento. Nestes termos, embora o produto energia elétrica possa ser encarado como uma commodity<sup>57</sup>, a regulação econômica que rege os preços da energia elétrica no segmento de geração acaba desprezando esse atributo.

Assim desenhado, o marco regulatório do setor de geração acaba restringindo a atuação do mecanismo de preços como elemento indutor da eficiência do mercado. Este fato foi reconhecido nas propostas de aprimoramento do setor elétrico apresentadas pelo Ministério de Minas de Energia, tal como pode ser observado na transcrição da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE<sup>58</sup>

---

<sup>57</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 de qual a fonte ou a idade dos ativos que a produziu.

<sup>58</sup> Esta nota técnica foi disponibilizada na Consulta Pública MME nº 33/2017 que tinha como tema “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico”. Para maiores detalhes vide: [http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_consultald=33&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp)

*3.13. Estas contribuições apontaram elevado grau de convergência quanto à necessidade de medidas e instrumentos para um aprimoramento no modelo comercial do setor elétrico, as quais foram sintetizadas em nível conceitual e principiológico na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE (SEI nº 0040829) e reproduzidos abaixo:*

***IX - 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; e*

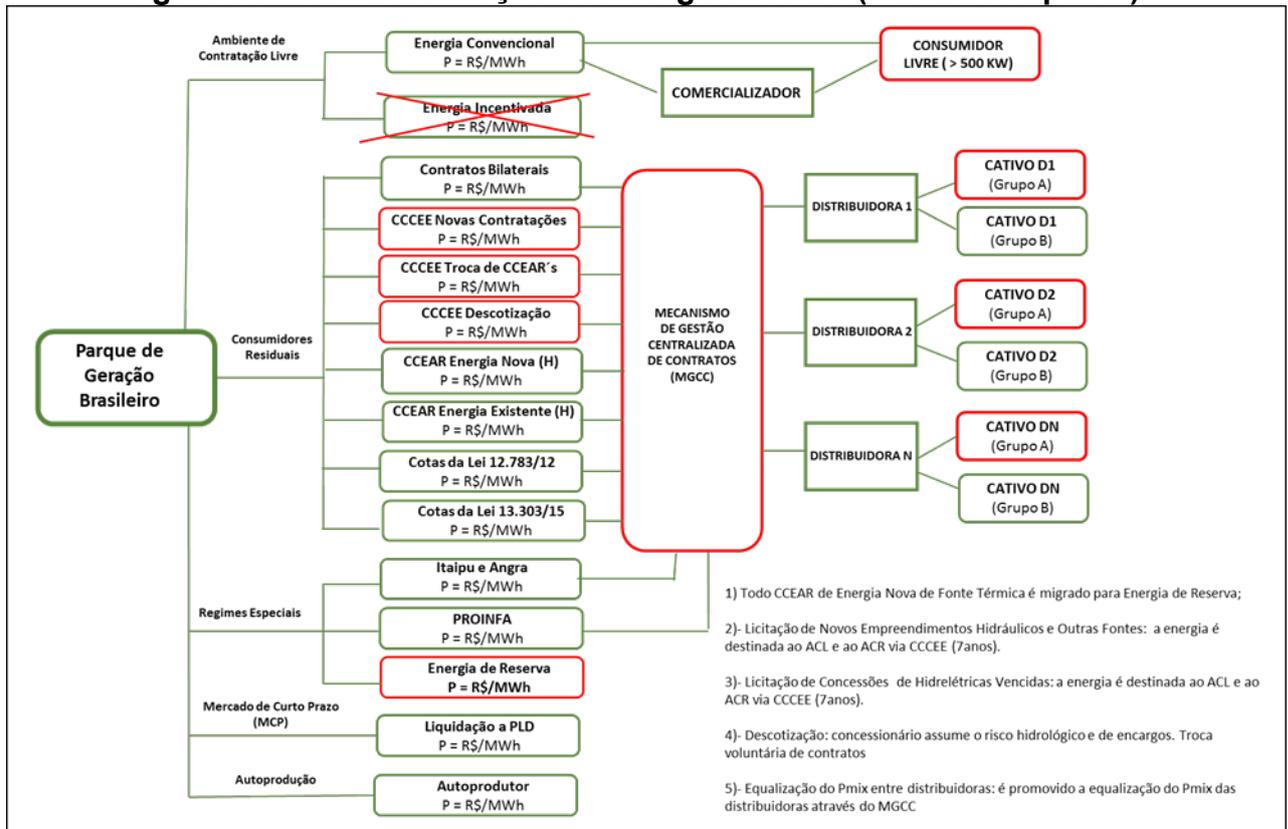
Nos termos apontados acima, nota-se o desejo explícito do poder concedente em aprimorar o modelo comercial do setor elétrico tornando-o produto energia elétrica mais “homogêneo” e, a partir daí, induzir uma maior concorrência na formação dos preços.

Partindo deste cenário, a presente seção tem o objetivo de propor uma nova engenharia regulatória que possa ser utilizada para estes fins mantendo o respeito aos contratos vigentes. O arcabouço geral da proposta é apresentado na Figura 13 abaixo, e o detalhamento da mesma é feito na sequência onde serão mostradas as diferenças entre o modelo comercial proposto e o modelo comercial vigente o qual foi representado na Figura 12<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> Procurou-se evidenciar as principais alterações através do uso da cor vermelha na Figura 13.

**Figura 13 - Comercialização de Energia Elétrica (Modelo Proposto)**



Fonte: Próprio Autor

### i)- Migração dos contratos por disponibilidade de fonte térmica para 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, onde o chamado risco hidrológico é alocado nos compradores. O preço efetivo pago pela energia destes contratos irá depender das condições de despacho do Sistema Interligado Nacional o que acaba gerando diferenças entre os preços reconhecidos na tarifa das distribuidoras e aqueles efetivamente pagos pelas mesmas. Este descompasso de preços acaba gerando passivos ou ativos financeiros a serem transferidos para o consumidor que complicam ainda mais a efetivação e a liquidação das operações no mercado.

Por outro lado, caso os contratos por disponibilidade de fonte térmica fossem transferidos para Energia de Reserva, os mesmos seriam liquidados a PLD, facilitando a operacionalização das transações e deixando os contratos do ACR mais homogêneos<sup>60</sup>. Quanto à eventual subcontratação involuntária das distribuidoras com esta migração dos contratos, poderia a mesma ser mitigada caso 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.

#### **ii)- Criação de um mecanismo de gestão centralizada dos contratos do ACR:**

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, os mesmos apresentam variações significativas entre as distribuidoras tanto em termos de prazo quanto de preço<sup>61</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. Assim, o portfólio de contratos de cada distribuidora

---

<sup>60</sup> A consultoria PSR já defendeu medidas nesse sentido como forma de se aprimorar o modelo comercial.

<sup>61</sup> Atualmente os contratos bilaterais constituem uma parcela bastante reduzida do universo de contratos.

torna-se função de seu histórico de contratações e inclui também os 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, os preços 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>62</sup>.

Adicionalmente, advoga-se que toda contratação de energia feita pelo Mecanismo Centralizador seja efetivada somente através de licitação (leilões) e os contratos de compra de energia não tenham prazo superior a 7 anos. Na Figura 13 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 a definição dos preços da energia às condições de mercado vigentes no momento da contratação.

### **iii)- Separação entre Lastro e Energia**

---

<sup>62</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.

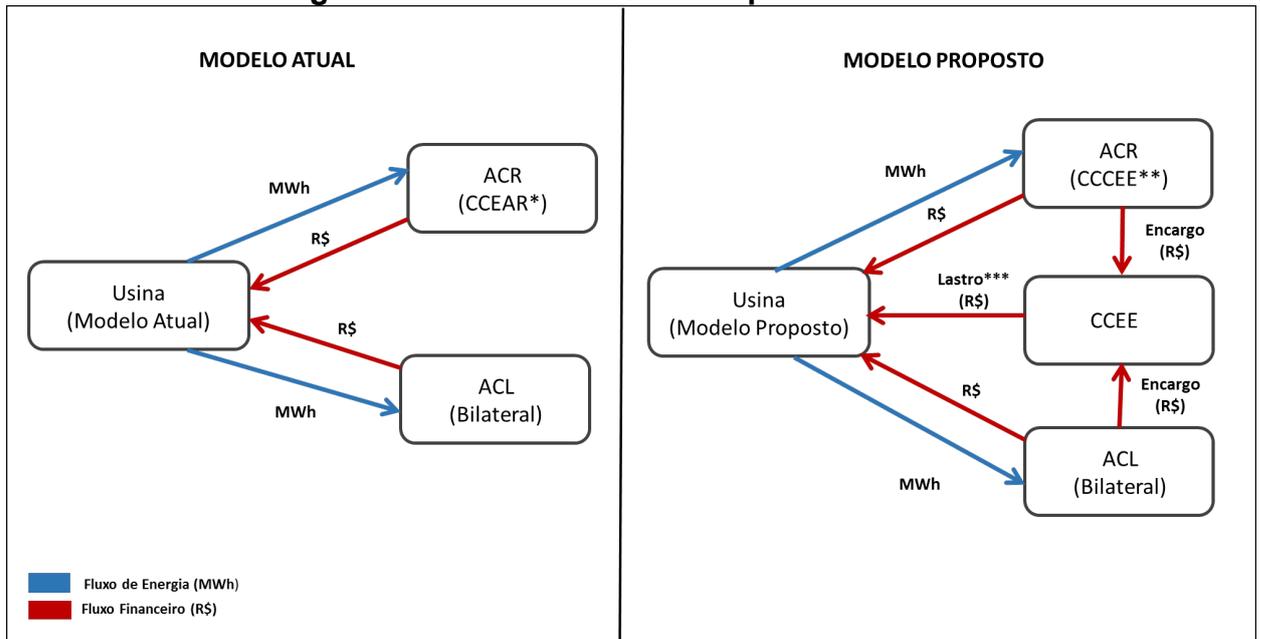
A separação entre lastro e energia foi um dos temas mais polêmicos apresentados na Consulta Pública MME Nº 33/2017 (Aprimoramento do Marco Regulatório do Setor Elétrico). Sem entrar nos detalhes desta polêmica, sugere-se que a distinção entre lastro e energia seja adotada apenas para os novos empreendimentos de geração, 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>63</sup>. A Figura 14 ilustra como se comportariam os fluxos de energia e financeiro neste novo modelo de para as trocas de CCEAR's por CCCEE's<sup>64</sup>. Nas seções seguintes serão detalhados os outros dois casos (descotização e licitação de novos empreendimentos).

---

<sup>63</sup> Estas trocas deverão sempre ter caráter voluntário e incluirão também as Cotas de Garantias Físicas, como será mostrado posteriormente.

<sup>64</sup> Os percentuais a serem destinado ao ACR e ao ACL dependeriam dos objetivos definidos pelo poder concedente no momento de mudança das normas. 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).

**Figura 14 - 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;

Assim procedendo, os novos empreendimentos teriam total liberdade para negociar a energia gerada, seja através de contratos bilaterais no mercado livre, seja no mercado regulado através de Contratos de Compra Centralizada de Energia Elétrica (CCCEE). Ressalta-se que, neste modelo, a troca de contratos deveria ser promovida mediante licitação e o valor a ser pago como lastro seria o critério utilizado para se definir o vencedor do leilão. Na prática, o lastro corresponderia a uma receita fixa paga mensalmente para o empreendedor, por todos os consumidores, livres e cativos, a título de encargos.

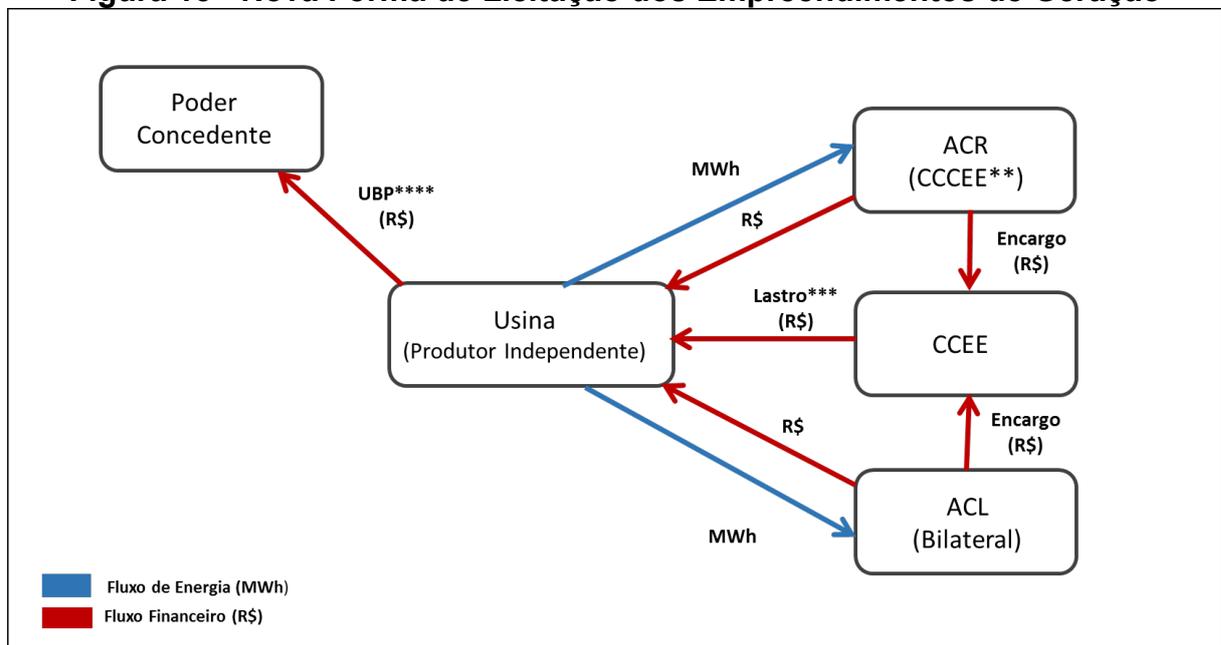
#### **iv)- Mudanças na Forma de Licitação de Empreendimentos de Geração:**

As usinas hidrelétricas, uma vez expirados os seus prazos de concessão, deverão ser revertidas ao poder concedente para que o mesmo promova a licitação destes ativos.

Isso ocorre porque os potenciais hidrelétricos são bens da União<sup>65</sup> sob os quais o concessionário tem o direito de uso somente durante o período da concessão.

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 pagar o maior valor de Uso do Bem Público<sup>66</sup>. A Figura 15 ilustra esta modelagem.

**Figura 15 - Nova Forma de Licitação dos Empreendimentos de Geração**



\*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;

\*\*\*\*UBP = valor pago anualmente a título de Uso do Bem Público

Pela observação da figura nota-se que as receitas do empreendimento licitado viriam tanto do pagamento pelo lastro quanto pela venda da energia no mercado livre (contratos bilaterais) e regulado (CCCEE's). Ressalta-se que no momento da licitação já estariam estipulados e conhecidos o valor do lastro (R\$/ano) e o valor do CCCEE

<sup>65</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 o uso de bens públicos.

<sup>66</sup> Adicionalmente, sugere-se que todo o valor pago a título de UBP seja revertido à modicidade tarifária através do abatimento de algum encargo, por exemplo a CDE.

(R\$/MWh) cujo prazo seria de 7 anos. Assim, partindo de um valor piso da UBP, sairia vencedor da licitação o empreendedor que ofertasse o maior valor para este item.

Devido a sua simplicidade e eficácia, 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 e utilizar o menor valor de pagamento de lastro como critério para se definir o vencedor da licitação. Isso porque nos novos empreendimentos será necessário o desembolso de investimentos para a construção da usina, o que não ocorre na licitação de concessões vencidas.

#### **v)- Descotização**

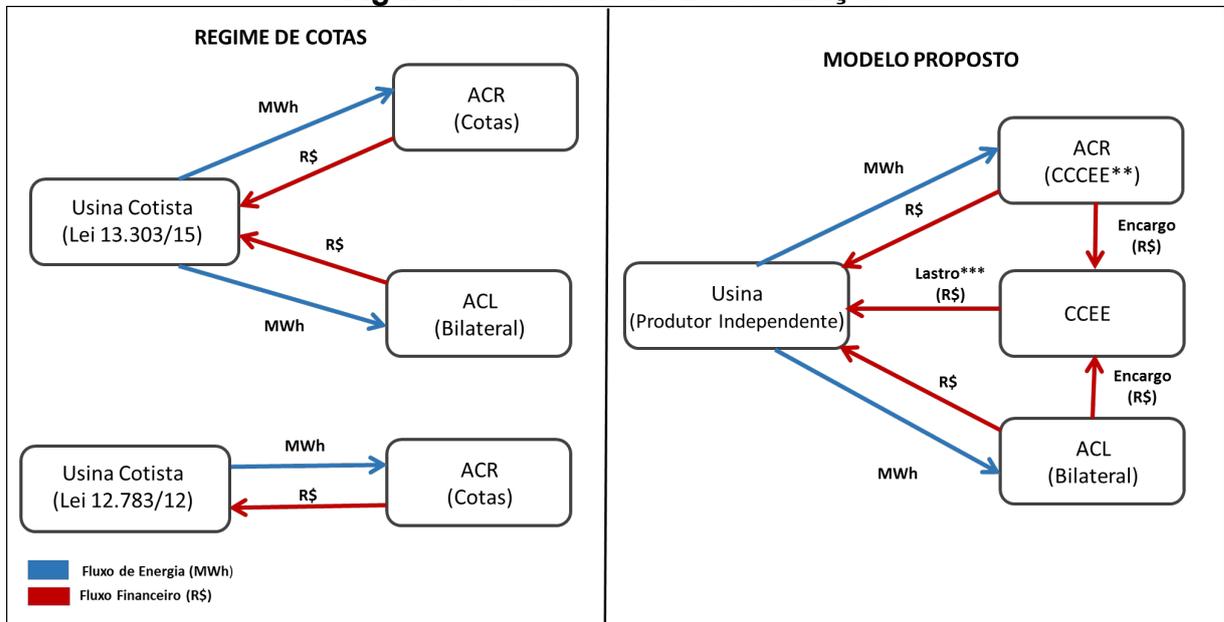
A Medida Provisória 579/12, posteriormente convertida na Lei 12.783/13, alterou de forma significativa o arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, dando fim a um imbróglio que já se arrastava a algum tempo: a renovação de concessões do setor elétrico. No que tange ao segmento de geração de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

- Rompimento da filosofia regulatória que alicerçava o modelo setorial, transformando os preços da geração em tarifa regulada;
- Transferência do risco hidrológico para os consumidores;
- Aumento os custos regulatórios;

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 levaria às situações ilustradas na Figura 16 abaixo.

**Figura 16 - Modelo de Descotização**



\*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;

Visando resguardar um ambiente de respeito aos contratos, advoga-se que toda descotização seja efetivada através de processo licitatório em que os geradores cotistas decidam de maneira voluntária se desejam ou não participar do processo. Nestas licitações, o menor pagamento de lastro deveria ser adotado como critério para se definir os vencedores do pregão, e os valores dos CCCEE's seriam estipulados em função dos preços praticados atualmente por cada usina cotista.

#### **vi)- Redução dos limites para entrada no mercado livre e fim da energia incentivada**

O modelo comercial do setor elétrico, 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 (500 kW) mas com a obrigação de contratar energia de fontes alternativas.

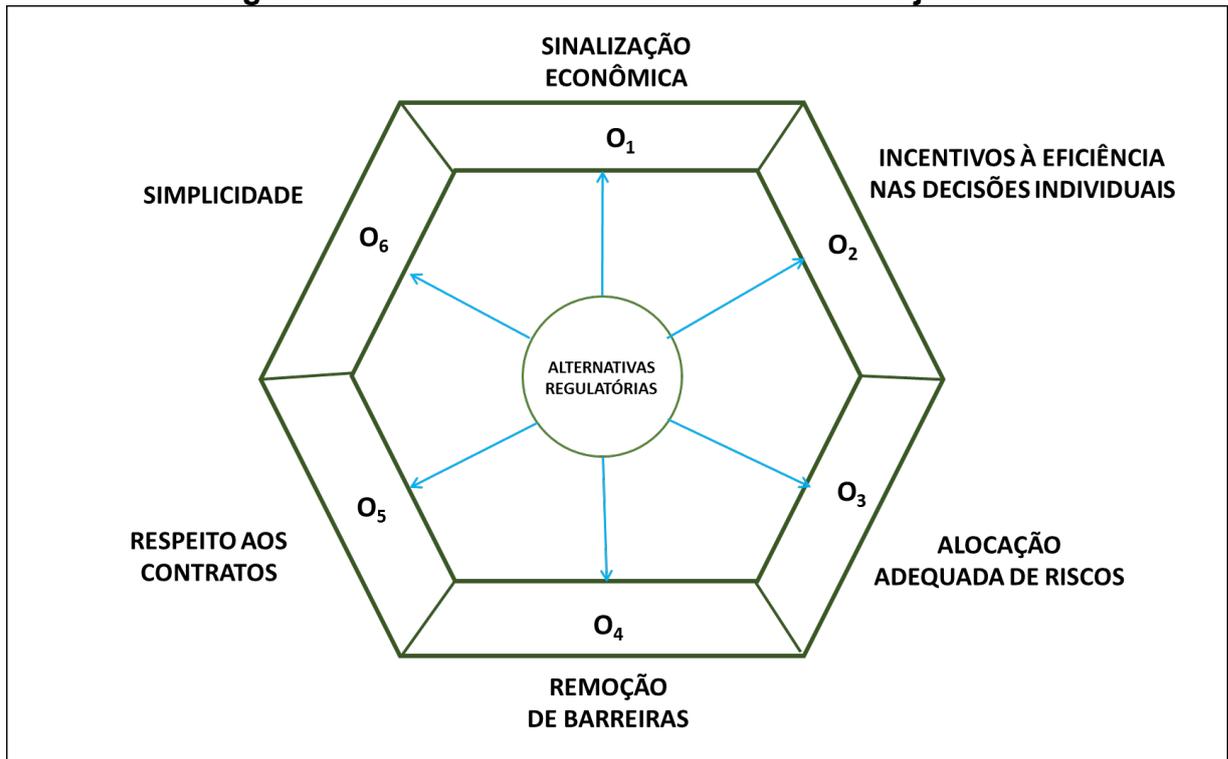
Toda esta segmentação acaba implicando na “desomogeinização” do produto energia elétrica e prejudicando a atuação das forças de mercado. Neste sentido, o que se propõe aqui é que a categoria de energia incentivada seja eliminada e seja aberta a possibilidade de que todos os clientes do Grupo A passem a poder operar no mercado livre. Este cenário foi destacado em vermelho na Figura 13 mostrada anteriormente.

Uma vez apresentadas as sugestões de modernização do mercado de energia elétrica, torna-se fácil perceber que parte considerável das mesmas já havia sido objeto de discussão na Consulta Pública MME N° 33/2017. Procurou-se aqui promover um aprimoramento destas propostas no sentido de completas e operacionalizáveis. A seção seguinte promove uma avaliação dos resultados esperados a partir da implantação deste novo modelo comercial.

#### **4.4)- Avaliação dos Resultados**

Assim como foi feito em relação ao modelo tarifário proposto no Capítulo anterior, passa se a avaliar os resultados deste novo modelo comercial em termos de sua relação com objetivos pré-estabelecidos. Estes objetivos estão elencados na Figura 17 mostrada a seguir e correspondem àqueles que foram definidos de forma explícita na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE. A compatibilidade do modelo comercial ora proposto com os objetivos descritos na Figura 17 é avaliada na sequência.

**Figura 17 - Novo Modelo Comercial e seus Objetivos**



Fonte: Próprio Autor

*i)- Sinalização Econômica (O<sub>1</sub>):* a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE preconiza que a sinalização econômica deve atuar como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos. Este pressuposto está na base de regulações econômicas bem desenhadas e acompanha as alternativas regulatórias propostas anteriormente. Neste contexto, não é difícil perceber que todas as alternativas regulatórias foram concebidas de forma a privilegiar a sinalização econômica em detrimento do uso de mecanismos de comando e controle

*ii)- Incentivo a Eficiência nas Decisões Individuais (O<sub>2</sub>):* de forma complementar ao objetivo anterior, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE recomenda que os incentivos (sinalização econômica) sejam criados de forma a promover a eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental. Neste sentido, conforme apontado no item anterior, torna-se nítido que as alternativas regulatórias propostas neste ensaio

atuam no sentido de promover a modicidade tarifária (já que usam primordialmente o mecanismo de leilões), a segurança do suprimento (pela forma como se dá separação de lastro e energia e as contratações futuras) e a sustentabilidade sócio ambiental (ao permitir a inserção sustentável de fontes alternativas).

*iii)- Alocação Adequada de Riscos (O<sub>3</sub>):* independente do setor que será objeto de regulação, a construção de uma sinalização econômica eficiente requer que os riscos sejam alocados de maneira adequada. Este fato é explicitamente reconhecido na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE que estabelece que *“A confiança em sinais econômicos como mecanismo de promoção de decisões individuais ótimas e alinhadas com interesses sistêmicos requer que os agentes sejam responsáveis pela gestão individual de riscos – afinal, a exposição de agentes aos ganhos ou perdas econômicas que resultam de suas decisões é que lhes fornece incentivos, e a possibilidade de ganhos ou perdas resume a definição de risco”*. Neste contexto, destaca-se que a “descotização” e a nova forma de licitação de concessões de geração ora propostas foram concebidas de forma a alocar o risco hidrológico e o risco de variação de preços nos agentes geradores, já que são eles que podem melhor gerenciá-los.

*iv)- Remoção de barreiras (O<sub>4</sub>):* a remoção de barreiras à participação de agentes no mercado foi incorporada nas propostas apresentadas e prevêem a participação no mercado livre de todos os clientes, inclusive os menores. Todavia, recomenda-se que, para o segmento de Baixa Tensão, a abertura do mercado possa se efetivar somente após a implantação do Mecanismo de Gestão Centralizada de Contratos - MGCC e quando a contratação de energia representada pelos Contratos de Compra Centralizada de Energia – CCCEE já estiverem consolidadas. Na prática, estas medidas levam a uma gestão centralizada dos contratos do ACR instituindo uma

espécie de provedor de última instância. Isso mitiga os problemas de sobrecontratação para as distribuidoras ao mesmo tempo que garante um fornecedor de energia para aqueles clientes que não contrataram diretamente de geradores ou comercializadores.

*v)- Respeito aos contratos (O<sub>5</sub>):* o respeito aos contratos vigentes permeia todas as propostas apresentadas e mostra-se latente ao prever que as eventuais trocas de contratos só seriam efetivadas de forma voluntária, e nunca de maneira unilateral.

*v)- Simplicidade (O<sub>6</sub>):* as propostas apresentadas anteriormente mostram-se bastante simples de serem compreendidas e implantadas. Parte disso decorre da forma como tais propostas foram concebidas e apresentadas. A este respeito, o uso de diagramas que descrevem a forma como se darão os fluxos energéticos e financeiros sob cada alternativa regulatória, e a relação destas alternativas regulatórias com objetivos pré-estabelecidos, mostrou-se de grande valia por aumentar o poder explicativo daquilo que estava sendo proposto.

## **5)- CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A cadeia produtiva da eletricidade se manteve praticamente estável e sem grandes transformações por um longo período de tempo. Todavia, a evolução tecnológica, a valorização da possibilidade de escolhas individuais e novas condições de contorno sócio ambientais acabaram gerando fricções que evidenciaram o esgotamento do modelo regulatório e comercial que vigora atualmente no mercado de energia elétrica brasileiro.

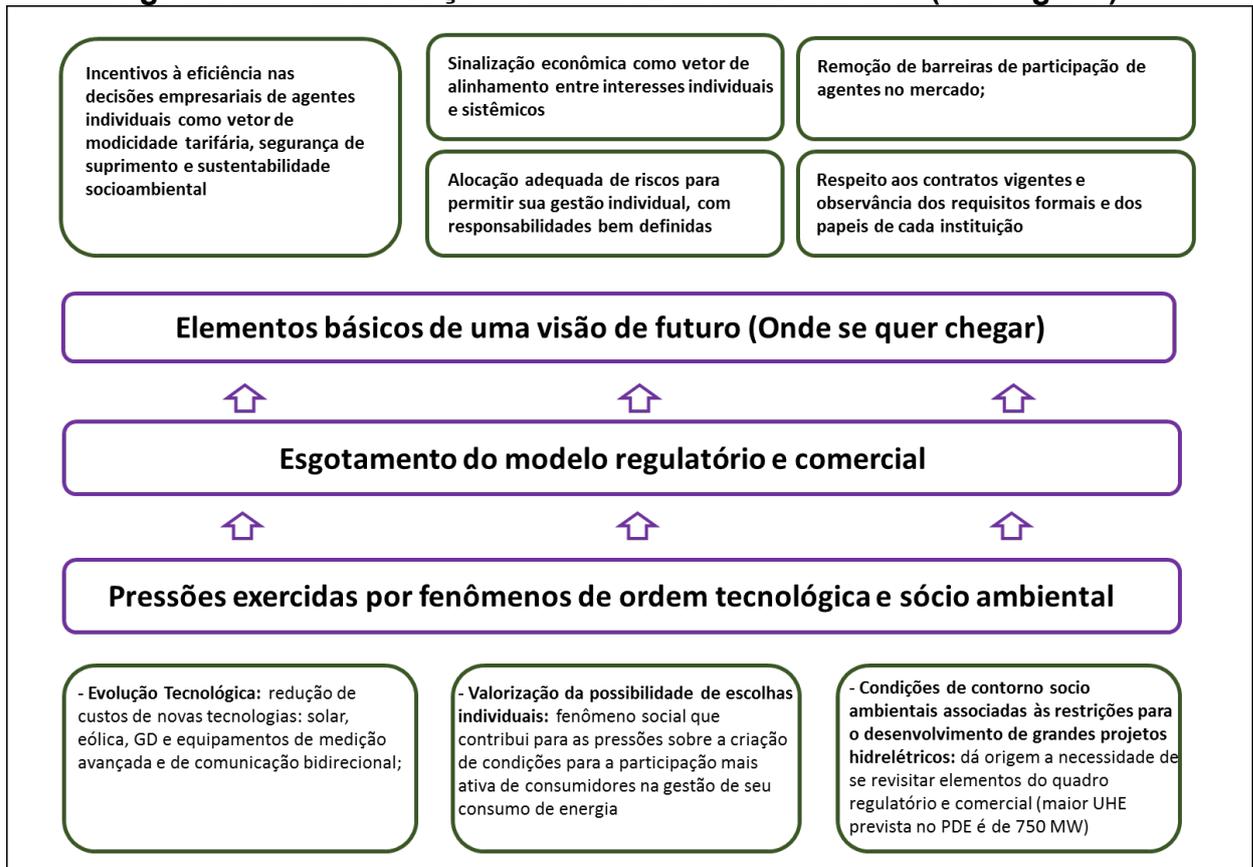
Diante desta nova realidade, agentes públicos e privados passaram a pautar e debater uma série de aprimoramentos no marco legal e regulatório do setor elétrico brasileiro

num movimento que ficou conhecido como “Modernização do Setor Elétrico”. No âmbito deste movimento, o Ministério de Minas e Energia – MME instaurou a Consulta Pública nº 33/2017 que teve como objetivo estabelecer os elementos básicos de uma visão de futuro para o SEB. Os materiais disponibilizados na referida consulta pública apresentaram uma coerência admirável e constituíram uma verdadeira “aula sobre regulação econômica do setor elétrico”.

Estes materiais apresentaram uma visão integrada e holística do Setor Elétrico Brasileiro - SEB e, partindo deles, as discussões que se seguiram revelaram-se de grande valia para que se promovesse uma profunda reflexão técnica acerca de quais são os reais problemas a serem enfrentados e quais as alternativas que se colocam para a solução dos mesmos.

Nestes termos, a Figura 18, construída a partir dos principais elementos apresentados na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, procura sintetizar os contornos analíticos que balizam todo este esforço em prol da modernização do setor elétrico brasileiro.

**Figura 18 - Modernização do Setor Elétrico Brasileiro (visão geral)**



Fonte: Próprio Autor baseado na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE

Neste contexto de reflexões e desafios, o presente trabalho procurou complementar as discussões apresentando propostas concretas de aprimoramento do marco regulatório que enfrentem os problemas apontados e atendam a objetivos pré-estabelecidos. Tais alternativas foram descritas em detalhes e modeladas através diagramas que procuram deixar claro e compreensível os efeitos das mudanças propostas.

De forma mais específica, o trabalho focou em apresentar um novo modelo tarifário para a Baixa Tensão que possibilite a acomodação suave e harmônica das novas tecnologias associados aos RED's e que, ao mesmo tempo, não comprometa o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias já atuantes no setor elétrico nacional. Na sequência, foram apresentados alguns instrumentos regulatórios que, em seu conjunto, constituem as bases de um novo desenho do modelo de

comercialização de energia elétrica capaz de assegurar a expansão do mercado livre sem desprezar os contratos vigentes (legados).

Ressalta-se que todas as propostas foram norteadas pelos objetivos e princípios elencados na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE e nos documentos que a acompanham. Neste sentido, espera-se que as mesmas sejam úteis e efetivamente contribuam com este esforço louvável de modernizar o arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro.

## REFERÊNCIAS

- Akorede, M.F; Hizam, H; Pouresmaeil, E. 2010. ***Distributed energy resources and benefits to the environment***. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14. 724 - 734.
- ANEEL. 2012. ***Resolução Normativa nº 482/2012***. Disponível em [:http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf).
- ANEEL 2018. ***Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL***, Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>
- 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).
- Denholm, P.; Margolis, R.; Palmintier, B.; Barrows, C.; Ibanez, E.; Bird, L.; Zuboy, J. (Org.). 2014. ***Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System***.
- 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.

Jorgenson, J.; Denholm, P.; Mehos, M. 2014. ***Estimating the Value of Utility- Scale Solar Technologies in California under a 40% Renewable Portfolio Standard***. NREL/TP-6A20-61685. Golden, Colorado, EUA: NREL.

Kelton, W. D. and Law, A. M. (2000). **Simulation modeling and analysis**. McGraw Hill Boston, MA.

MME 2017. Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_consultaId=33&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp)

Pelland, S.; Ihab, A. 2008. ***Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto. Progress in Photovoltaics: Research and Applications*** 16 (8): 715–24. doi:10.1002/pip.864.

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.

Perez, R.; Taylor, M.; Hoff, T.; Ross, J. P.; Solar, V. 2008. **Moving toward consensus on a photovoltaic generation capacity valuation methodology**. Solar Electric Power Association, Washington, DC, USDOE Tech. Rep., Contract DE-FC36-07GO17036. Disponível em: [https://www.researchgate.net/profile/Mike\\_Taylor17/publication/237229241\\_Moving\\_Toward\\_Consensus\\_on\\_a\\_Photovoltaic\\_Generation\\_Capacity\\_Valuation\\_Methodologylinks/00b495398df6f6a3d5000000.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Mike_Taylor17/publication/237229241_Moving_Toward_Consensus_on_a_Photovoltaic_Generation_Capacity_Valuation_Methodologylinks/00b495398df6f6a3d5000000.pdf)

Radaelli, C. & De Francesco, F. (2011): ***Regulatory Impact Assessment***; The Oxford Handbook of Regulation, Ch. 15.

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

Salgado, L.H. & Borges, E.B.P. (2010): **Análise de Impacto Regulatório: Uma Abordagem Exploratória**; IPEA, Texto para Discussão nº 1.463