

CONTRIBUIÇÕES
ENVIADAS POR E-
MAIL E/OU OUTROS
FORMATOS

PARTE II

REPONSÁVEL Nº DA PÁGINA

Eduardo Nery - ENERGY CHOICE3

FMASE47

Jorge Valente56

CONCCEL172

SOLAR TECH INENERGY179

SINERGIA183

ESCOLA DE POLÍTICAS PÚBLICAS E GESTÃO

GOVERNAMENTAL.....193

Airton Hass199

RESPONSÁVEL:
Eduardo Nery -
ENERGY CHOICE

PROPOSIÇÕES GERAIS

Este Instituto Legal deve conter todos os elementos que transmitam segurança institucional e segurança econômico-financeira e ambiental para os mercados.

Como este Projeto remete parte substantiva do que estabelece para regulamentações, é importante que se programem os prazos e as datas esperadas para que elas venham a se efetivar, pois há grande conjunto de decisões que delas dependem para que as decisões e implementações sejam tomadas e se realizem como desejado.

Esta legislação parte da condição de que temos uma situação de sobreoferta contratual que deve persistir por mais alguns anos, formulando modelo para responder a tal condição. Sabe-se, no entanto, que o Acordo Binacional Brasil Paraguai de Itaipu Binacional vence em 2023, assim como se conhecem as primeiras manifestações do Co-proprietário sobre o que pretende. A pergunta, portanto, diz respeito ao risco de se contar ou não e em que montante com a parcela da energia de Itaipu que pertence ao Paraguai, em novo Acordo, dada a exiguidade de tempo para se prover qualquer eventual substituição, ainda que de parcela do montante de energia hoje recebido, sem que se defronte com novo desequilíbrio estrutural? Recorde-se que ainda teremos um mercado livre incompleto neta data, mesmo com a nossa Proposição para se acelerar a abertura do mercado consumidor (parece ser uma das vontades do sócio vizinho operar no mercado livre).

Uma das questões mais críticas, senão a maior, deste Modelo reside na sua financiabilidade, com a mudança da garantia que impulsionou a expansão da oferta por mais de uma década, representada pelos recebíveis ou PPAs. Além desta mudança, ainda se constata realinhamento do BNDES, o qual, de certo modo, quase monopolizou o financiamento setorial durante este último período, e que, ao que tudo indica, deve reduzir a sua participação a partir de agora. Os níveis de liquidez e de poupança interna nacionais estão muito, muito baixos. A proposta que apresentamos é a melhor que se identifica, num horizonte de médio prazo, como viável para evitar-se discontinuidades e permitir uma transição que irá requerer tempo de amadurecimento.

As soluções desta nova lei (MP) podem, tanto não vir a ser aceitas pelo Poder Legislativo, quanto podem não resolver a desjudicialização pretendida, em função dos volumes vultosos dos débitos existentes e a possível falta de adesão de parcela significativa de agentes. Estas ocorrências manteriam a não sustentabilidade setorial. Há então, a possibilidade de se mediar novo pacto, como feito no passado, como alternativa para o equacionamento?

Um dos pontos mais significativos deste Projeto constitui a possibilidade de estabilidade institucional duradoura, que contenha a hiperatividade regulatória, concentrando-se na regulamentação. Para que isto tenha sucesso, é necessário que esta lei contenha todos os conceitos e princípios e premissas explícitos, em visão de médio/longo prazo, na sua amplitude maior, particularmente em relação ao mercado investidor e consumidor que passarão a operar em novas condições, não conhecidas por não terem sido praticadas. Um dos pontos relevantes - que não consta desse Projeto- diz respeito aos aspectos tributários e encargos ("levies") e assimetrias, que merecem atenção especial, principalmente se se confirmar o avanço do projeto de reforma tributária nacional, na qual o setor de energia elétrica pode ser bastante desonerado e ganhar viabilidade e fôlego adicional em benefício de tarifas e preços menores.

PROPOSIÇÕES GERAIS

O acréscimo das abordagens da agregação da inovação e do conhecimento e das tecnologias de ponta de mercado, no sistema elétrico brasileiro, a sua participação ativa na economia compartilhada, perseguindo a redução dos custos marginais, as orientações para a promoção dos desenvolvimentos socioeconômico e ambiental da população e do país constituem conteúdo imprescindível deste instituto legal, razão por que foram acrescentados. Este conteúdo é parte essencial do desenvolvimento nacional, da formação de capital fixo, do PIB real e da autonomia da governança nacional. Foram apresentadas diversas Proposições procurando cobrir os aspectos mais importantes e imediatos por sua conotação estruturante.

“Seção III

Das Opções de Compra e da Autoprodução de Energia Elétrica por parte dos Consumidores” (NR)

“Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.

§1º É assegurado ao autoprodutor de energia elétrica o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica

§2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que:

I - participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e

II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.

§3º A destinação da energia autoproduzida independe da localização geográfica da geração e do consumo, ficando o autoprodutor responsável por diferenças de preços entre o local de produção e o local de consumo.

§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido..

§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre:

I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e

II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.

§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo:

I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e

II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.

§7º A apuração da energia elétrica autoproduzida deverá observar os limites de que trata §2º e descontar vendas a terceiros que superem a parcela de energia do empreendimento não destinada à autoprodução.

Art. 14-B O aproveitamento de potencial hidrelétrico para fins de autoprodução se dará em regime de produção independente de energia.

Art. 14-C As linhas de transmissão de interesse restrito aos empreendimentos de autoprodução poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou

PROPOSIÇÃO - INCLUSÃO DOS PROSSUMIDORES ENTRE AUTOPRODUTORES DEFININDO QUEM SÃO ELES

PROPOSIÇÃO (acréscimo)

Art. 14-D Considera-se prossumidor de energia elétrica, o consumidor que receba autorização para produzir e armazenar energia elétrica geograficamente junto ao seu ponto de consumo e de conexão à rede de energia elétrica de concessionária de distribuição, utilizando fonte renovável e/ou sistema de armazenamento de energia elétrica interligadas a esta rede da concessionária, podendo compartilhar os excedentes e déficits com a comercializadora de distribuição de energia elétrica que atende ao mercado cativo neste local ou com outra comercializadora de distribuição varejista, administrando os riscos em conjunto e pagando pelo direito à reserva de disponibilidade e/ou qualquer outro serviço contratado do sistema de distribuição.

§ 1º É assegurado ao prossumidor de energia elétrica o livre direito de acesso às redes do sistema de distribuição de energia elétrica, observada a capacidade da rede de energia elétrica e as condições de conexão estabelecidas pelas práticas vigentes.

§ 2º Os prossumidores podem se reunir no sentido de constituir microrredes, integrando produções e armazenamentos de energia elétrica individualizados, constituindo então uma rede local de energia elétrica, ou microrrede de energia elétrica, a qual passa a se integrar à rede de distribuição de energia elétrica como uma unidade, podendo exercer as mesmas prerrogativas do autoprodutor descritas no caput do artigo 14A e nos seus parágrafos terceiro ao sétimo respectivos.

PROPOSIÇÃO 2 NOVO CRONOGRAMA (META LIBERAR ENTRE 50 A 60% DA CARGA DO MERCADO ATÉ 2023)

Rever 3.32 e 3.33, antecipando os prazos, de modo que passe a atender ao novo cronograma em substituição ao do texto seguinte:

“Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

§ 1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 2000 kW.

§ 2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 1000 kW.

§ 3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 500 kW.

§ 4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 400 kW.

§ 5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 75 kW.

§ 6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)

PROPOSIÇÃO - Novo Cronograma, novos valores e condições a serem observadas, quais são:

Art. 16. (*igual*)

§ 1º A partir de 2019, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 2000 kW.

§ 2º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 1000 kW.

§ 3º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 400 kW.

§ 4º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o **caput** fica reduzido a 75 kW.

§ 5º A partir de 2023, ficam liberados todos os consumidores alimentados na tensão primária de distribuição brasileira, ou seja, $\geq 2,3$ kV, independente de sua carga, mais todos os consumidores cujo requisito mínimo de carga de que trata o **caput**, seja superior a 5 kW.

§ 6º No período subsequente, entre 2024-2028, considerando a experiência do acontecido no período 2018 a 2023, será promovida a segunda etapa de liberação do mercado, tendo como objetivo a sua liberação total no final desse período.

JUSTIFICATIVA

Há ganhos de grande significado e eliminação de inúmeros problemas que afligem o sistema brasileiro de energia/energia elétrica atual ao mesmo tempo que tanto o Estado quanto os

PROPOSIÇÃO 2 NOVO CRONOGRAMA (META LIBERAR ENTRE 50 A 60% DA CARGA DO MERCADO ATÉ 2023)

agentes setoriais detêm competência para administrar a ampliação do mercado livre em prazos mais curtos. Principalmente deve-se considerar que a profunda retração de mercado por que passa o país em períodos consecutivos criou ambiente favorável, enquanto as diferenças acumuladas entre os PIB Potencial e Real aumentam, sinalizando para processo de recuperação em ritmo gradual, lento, baseado, num primeiro momento na retomada inicial da carga retraída, o que se obtém melhor com o mercado livre de energia/energia elétrica, para se defrontar, em seguida, com as condições de descapitalização dos sistemas de infraestrutura e inteligência do país, cujo resgate regerá o ritmo da retomada do desenvolvimento socioeconômico, na medida em que disponibilizarem os sistemas e meios que faltam para que o desenvolvimento venha a ocorrer. E, nesta cesta, há fatores de produção que demandam anos para serem constituídos ou reconstituídos no nível demandado para a expansão sustentável da economia. Com isto, abre-se espaço para o crescimento do mercado livre, de modo mais acelerado, sem riscos de contingenciamento da oferta. A inclusão da liberação de consumidores do grupo B, deve ser antecipada, tanto quanto possível.

PROPOSIÇÃO DE APERFEIÇOAMENTO DO TEXTO DO GRUPO 2 DESTRAVAMENTO
INCLUSÃO DA POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO

POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

3.47. A segunda proposta de destravamento é associada à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão. A proposta traz a possibilidade de criação de uma liquidação centralizada da transmissão, desde que essa centralização resulte em redução de custos sistêmicos.

3.48. A proposta também exige alteração da Lei nº 9.074, de 1995, desta vez no art. 17:

“Art. 17

§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.

§11. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.

§12. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;

II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR)

3.49. No §9 fica estabelecida a possibilidade de centralizar os contratos de transmissão, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. No §10 define-se a alocação dos custos associados a essa centralização.

3.50. O §11 permite que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica atue como centralizadora dos contratos de transmissão. Nesse ponto, cabe enfatizar a necessidade de redução dos custos sistêmicos como condição para a centralização. Por exemplo, diante de eventual aumento de custos tributários em função da intermediação pela CCEE, em função da interrupção da cadeia de compensações de créditos, a centralização não deverá ser realizada se o benefício não resultar em resultado líquido positivo para o sistema.

3.51. O §12 estabelece a faculdade de os titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora aderirem ao fluxo de pagamentos e recebimentos centralizados. Já em relação às instalações de transmissão contratadas após instauração de centralizadora, a contratação centralizada seria obrigatória.

REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO

3.52. Em um mercado de energia, é fundamental o estabelecimento de preços críveis, com regras transparentes, e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. A escolha da melhor forma de atingir essa credibilidade é tema típico de discussão técnica infralegal. Cabe à legislação a definição de um escopo abrangente o suficiente para comportar alternativas que busquem o máximo acoplamento entre operação, formação de preços e planejamento energético.

3.53. Nesse contexto, como instrumento de flexibilidade, as propostas abaixo criam a

PROPOSIÇÃO 3.48 §11 e 3.50: Substituir a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, pelo Operador Nacional do Sistema como instituição que atuará como centralizadora dos contratos de transmissão.

PROPOSIÇÃO DE APERFEIÇOAMENTO DO TEXTO DO GRUPO 2 DESTRAVAMENTO
INCLUSÃO DA POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO

Trata-se de uma solução muito mais viável tanto para o ONS quanto para a CCEE, pois aloca no organismo especializado a responsabilidade especializada da transmissão, permitindo o lastro de conhecimento que realimentará as atividades inerentes e específicas do ONS, enquanto reduz a enorme e crescente carga de trabalho e responsabilidade da CCEE, igualmente realimentando-a na execução de suas funções essenciais.

COMENTÁRIO

Esta proposição de coordenação centralizada somente deve ser adotada se não implicar em bitributação ou qualquer ônus ou encargo adicional para as operações e consumidores.

PROPOSIÇÃO INCLUSÃO DE MECANISMO SIMILAR PARA AS DISTRIBUIDORAS

JUSTIFICATIVA: Na medida em que se segrega a função Distribuição "fio" ou rede, exercida pelas concessionárias de sistemas de distribuição da função Comercialização de Varejo, exercida pelas concessionárias de mercados de distribuição (ou mercados cativos) para atender ao mercado cativo, a mesma possibilidade de redução de custos se impõe para o ambiente nacional de distribuidoras e deve-se constituir uma instituição coordenadora dos contratos de distribuição (parte fio), a exemplo da transmissão, operando nos mesmos moldes e com métrica própria. Naturalmente, as Concessionárias que exercem a função de comercializadoras de varejo passam a representar o mercado consumidor varejista junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com regulamentação e mecanismos compatíveis ao tipo de mercado em que atuam. Esta condição se torna ainda mais relevante, com a disseminação gradual e crescente das fontes renováveis, geração e armazenamento distribuído e microrredes. A PROPOSIÇÃO, então é reescrever os 347A em diante, voltados exclusivamente para as Distribuidoras e ambiente de comercialização de Distribuição, caracterizando a instituição coordenadora de contratos que igualmente deverá exercer outras funções de coordenação de O & M da distribuição (fundamental para assegurar a resiliência) e integração entre redes de distribuição e com a transmissão, além de com as fontes de geração distribuídas ou conectadas às redes de distribuição.

COMENTÁRIO

O mesmo aplicado para as redes de transmissão.

PROPOSIÇÃO ADOÇÃO DA ORIENTAÇÃO DE SE PRIORIZAR A PRODUÇÃO DE ENERGIA A PREÇO MÍNIMO PARA OS CONSUMIDORES OU MERCADOS

§5º-B A definição dos preços de que trata o §5º poderá se dar por meio de:

I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada;

PROPOSIÇÃO 3.60 Art 1º §5ºB.I

Nova redação:

I - regras de cálculo e orientações e políticas explícitas que minimizem o menor preço de energia para o mercado consumidor, em todos os horizontes de tempo e em todas as condições do mercado.

JUSTIFICATIVA E EXTENSÃO DO SENTIDO

Ao se abrir a possibilidade de restabelecer o uso original do MRE como disposição de equalização operacional da utilização de recursos hídricos em cascatas e entre bacias que possam ter a oferta global otimizada pela sua integração, consubstancia-se a oportunidade de ter bem definido, como objetivo a ser alcançado pelo mercado de energia elétrica, a prática de menores preços para os consumidores com risco adequado (e não de menores custos operacionais, ou maiores margens ou menores aversões ao risco, ou outra função qualquer). De fato, esta função objetivo, que deve ser perseguida respeitando-se o conjunto de restrições que subsistem, da maior importância, persiste em cada período de decisão especificado.

As demais disposições associadas a este assunto devem ser, por conseguinte, compatibilizadas, com a programação que promova a implementação do uso da função menor preço com risco adequado.

Por extensão, o PLD deve ser, com maior razão, calculado sobre preços do mercado de energia elétrica, em substituição à metodologia usada até agora. Esta alteração, em concomitância com a diversificação da matriz com fontes renováveis e eliminação das térmicas de custo mais elevado (descontratação), entre outras, deve produzir grande redução da volatilidade que se observa, do passado recente até os dias atuais.

“Art. 2º.....

§2º A contratação regulada de que trata o caput deste art. deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição ou pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos, devendo ser observado o seguinte:

§2º-B A centralizadora de contratos poderá representar as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição nos CCEAR celebrados com concessionárias ou autorizadas de geração.

§2º-C O poder concedente estabelecerá as obrigações das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição e de geração e da

04/07/2017 09:58

...

CORREÇÃO PARA ADEQUAÇÃO À PROPOSIÇÃO DE SEGREGAÇÃO DAS FUNÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

como sói congruente:

...todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de comercialização de energia elétrica de distribuição voltadas para atender ao mercado de varejo ou cativo, representadas por sua instituição agregadora , denominada Câmara de Coordenação das Empresas de Comercialização da Distribuição de Energia Elétrica para Consumidores Cativos ou Varejo, CCEC, a qual constitui-se como pessoa jurídica destinada

“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.

Questão 1: De acordo com os protocolos internacionais vigentes o desempenho de uma empreendimento de geração ou um sistema eletroenergético, entre outros, caracteriza-se por sua confiabilidade, sua adequação ou adequabilidade e sua integridade. É importante então, se estabelecer ao quê o lastro estará associado e como ele será mensurado em sua apreciação ou apreciações, incluindo as externalidades (particularmente o uso múltiplo da água) a ele integradas ou conexas?

Questão 2: No caso de empreendimentos hidroelétricos, integrantes de cascatas em uma bacia, como será calculado o lastro e como será incorporado ou serão apropriados os benefícios acumulados incluindo as externalidades?

Questão 3: O que ocorrerá com as diferenças do cálculo dos lastros para os aproveitamentos existentes, quando houver diferenças de valores em relação aos contratados pelos critérios atuais? Haverá uma regra de transição, qual?

Questão 4: Como se espera obter um lastro sistêmico da oferta capaz de produzir um mercado concorrencial ou capaz de fazer frente a situações disruptivas como secas recorrentes de longos períodos secos, ou retrações de mercado de longa duração. Há modelos, métodos e simulações prontos, que asseguram a viabilidade e sustentabilidade da adoção desta condição dual? Como será tratada a questão das capacidades efetivas atuais de armazenamento dos reservatórios em relação aos valores de dimensionados de projeto que não persistem mais, o que reduz a oferta energética efetiva do sistema brasileiro?

PROPOSIÇÕES:

Um processo de crescimento contínuo do mercado livre. No limite, em doze anos, torna-se um único mercado, com ritmo mais intenso, pujante, com menor dependência de compras vinculadas a contratos de longo prazo, como proposto. Não há dificuldades para sua implantação em 6 anos, num primeiro período, seguidos de + 6 anos consecutivos.

A extensão da duração das concessões de empreendimentos hidroelétricos para 99 anos, divididos em períodos menores, por exemplo de 33 anos, mas podendo ser variáveis, com a possibilidade de renovações, incluindo as modernizações e atualizações ao longo do curso desta vida útil, contribui igualmente de modo decisivo para viabilizar a modicidade tarifaria e os recursos para financiar a expansão da oferta e da efetividade. Atribui, igualmente, estabilidade ao processo de oferta e atratividade para investidores, ou seja, trata-se de ajuste decisivo em benefício da financiabilidade da expansão e conforto para os agentes de funding.

De maneira análoga, a geração distribuída e a autogeração podem ter meta de alcançarem 30 a 40% da energia elétrica ofertada em 30 anos, com reduções expressivas dos requisitos de inversões pelo Governo e crescente montante de inversões pelos mercados consumidores e

investidores, transferindo-se parcela expressiva das garantias de lastro e reservas do ambiente macro para os ambientes micro e minimizando os riscos, por sua pulverização. Ressalte-se que o deslocamento das pontas para horários mais cedo, atribuem maior viabilidade à fotovoltáica, com a tarifa binômia, como sói acontecer, por exemplo, na Califórnia, na atualidade.

Os conceitos de lastro e energia devem figurar na lei, desde que o seu entendimento e a sua permanência ou estabilidade em relação às regras que os disciplinarão são absolutamente essenciais à compreensão e à financiabilidade do Setor de Energia Elétrica Brasileiro. Ressalte-se que um dos fatos mais bem sucedidos do modelo atual reside na expansão baseada no lastro dos PPAs (ou recebíveis na tipologia: "project finance"), os quais têm assegurado os investimentos desde 2004, tanto contribuindo para o restabelecimento das características do sistema de energia elétrico que se encontrava em falta, com vários empreendimentos necessários sem realizar, como garantiram a expansão em acompanhamento consentâneo com o processo de desenvolvimento nacional. A substituição desta prática, suportada pela legislação vigente, requer alternativa de alta viabilidade, capaz de atrair os IEDs, bem como os investidores brasileiros (entrada de novas instituições financeiras nacionais), não se admitindo riscos maiores de descontinuidade por falta ou insuficiência de funding.

A melhor e mais viável alternativa interna, sem impactos para o mercado, que se apresenta, consiste em se constituir um Fundo de Investimento Setorial para o qual se direciona a totalidade dos recursos das renovações e relitações das concessões de ativos, o qual passa a financiar os investimentos de expansão e modernização do sistema de energia elétrica do país, associados à proposição lastro e energias. Este Fundo pode captar recursos adicionais de investidores externos, podendo ser administrado por um pool de bancos de investimento, incluindo o BNDES e sendo regido por políticas e critérios próprios. Este Fundo de investimentos pode operar em uma variedade de modalidades, particularmente títulos (bonds) vinculados a lastros e energia, criando um mercado próprio (secundário) de grande dimensão, volume e dinâmica que poderá ser de grande utilidade na transição para uma base forte de contratos bilaterais, no futuro.

Naturalmente que este Fundo Setorial tem, também, a capacidade de alavancar recursos privados de consumidores e investidores nacionais, multiplicando e acelerando a capacidade de investimento setorial, principalmente porque os programas de produção distribuída e efetividade energética, de utilização da energia elétrica em substituição ou extensão ou eliminação de subsídios (mobilidade, agronegócio, domótica, habitação de interesse social, etc., etc.) produzem resultados de curto prazo para este público privado (TPB≤7 anos), desonerando o Estado e ampliando margens e performances do sistema de energia elétrico interligado de modo disseminado.

PROPOSIÇÃO:

incluir Artigo instituindo o Fundo de Investimento do Setor de Energia Elétrico brasileiro, constituído com a totalidade dos recursos arrecadados das renovações e relitações de concessões de seus diversos segmentos, durante os próximos vinte anos, a ser administrado por instituição financeira qualificada com a participação de agentes governamentais, empresariais e financeiros, operando nos mercados de capital do Brasil e principais centros financeiros mundiais.

Outra alternativa para financiar as expansões, não excludente em relação à anterior, é a da participação de investimentos diretos do Governo em empreendimentos considerados de interesse maior nacional, o que corresponde, regra geral, a empreendimentos de grande porte e investimentos vultosos, os quais devem ser caracterizados em lei (e.g. superiores a 1 GW, com investimentos superiores a 3,5BR\$), em que a participação será feita minoritariamente, mediante participação das empresas estatais ou aportes do Tesouro Nacional.

Torna-se, concomitantemente, da maior importância a expansão das instituições financeiras voltadas para investimento no país, sejam especializadas ou multilaterais, o que pode vir a ser estimulado pela formação de pool de bancos existentes.

De maneira análoga, a existência no mercado de investimento do país de linhas de crédito na modalidade suppliers credit, ou equivalente, com a possibilidade de contar com garantias parciais governamentais, direcionadas para financiar operações da indústria de suprimentos, no país, permite tanto a alavancagem necessária para a modernização e atualização do sistema de energia elétrico existente, particularmente com a agregação das novas soluções tecnológicas, quanto para a expansão, o que representa também evolução da aplicação do conceito anterior do conteúdo nacional.

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração associado ao provimento de confiabilidade sistêmica necessária ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o **caput** ocorrerá por meio da centralizadora de contratos prevista no art. 2º.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o **caput** e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação de que trata o **caput** serão pagos por meio encargo tarifário para essa finalidade e serão rateados na forma do art. 3º-A.

§4º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o **caput**.

§5º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletronuclear.

§6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.

§7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

I - confiabilidade;

II – velocidade de respostas às decisões de despacho;

III – contribuição para redução das perdas de energia elétrica;

IV – economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição necessário ao escoamento da energia elétrica gerada;

V – capacidade de atendimento à demanda de energia elétrica nos momentos de maior consumo; e

Nos textos das leis, torna-se imprescindível que constem, a nosso ver, para assegurar a compreensão inequívoca por todos, dos conceitos, definições e formulações de cada termo e de como eles se inter-relacionam de modo integrado ou agregado para constituir conceito de ordem superior. Este é o caso típico de lastro e energia, ou seja, o que constitui o que se está chamando de lastro, o mesmo com relação a energia.

A PROPOSIÇÃO consiste, portanto em se acrescentar para cada termo conceitual a explicação exata de o quê cada um deles quer dizer e como ele se expressa matematicamente na prática. Assim, remete-se para a regulamentação o como aplicar e utilizar, conhecidos e fixados os conceitos fundamentais de cada um e todos eles de modo inequívoco.

PROPOSIÇÃO - TERMOS NOVOS E SEUS CONCEITOS, DEFINIÇÕES E MÉTRICAS

Adicionalmente, esta condição permite constituir as base para a estabilidade de regras e regulamentos que se seguirão.

Além disto, os modos de financiamento que complementarão os contratos de longo prazo (recebíveis), podendo substituí-los se se encontrar formulação substituta que assegure o aporte de funding e o interesse dos agentes investidores na proporção dos montantes de investimento de expansão necessários ao desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica brasileiro, partirão da compreensão da conceituação técnica que se apresenta que suporte os meios de capitalização e securitização e recuperação dos capitais desenvolvida.

Outra PROPOSIÇÃO da maior importância é a de que as usinas ou centrais geradoras existentes sejam apreciadas quanto aos valores que lhes serão atribuídos de lastro e energia com os riscos associado a cada um destes atributos (não são os mesmos), considerando a sua contribuição efetiva para o atendimento às cargas em regime permanente (energia média), assim como por sua contribuição para o regulação primária e secundária do sistema elétrico, partida rápida, despachabilidade, compensação de reativo, estabilização sistêmica, etc., a sua efetiva participação na oferta de serviços ancilares, assim como a eventual necessidade da instalação de geração necessitar contar com condições especiais, indispensáveis para manter a sua operação interligada, etc., em adição/subtração ao que será valorizado para a quantificação de energia e lastro. Haverá, certamente, a partir desta avaliação, a justa apreciação que equalize os benefícios produzidos e as atenções requeridas por cada uma e todas elas. Naturalmente, esta condição passa a ser referência para os novos aproveitamentos. Ajustar a redação do §7º acrescentando portanto, outros itens tais como VI prover as funções de regulação sistêmica (descrever relação), VII prover serviços ancilares (descrever relação), VIII não apresentar restrição de operação interligada limitante, e assim por diante.

COMENTÁRIO

Em sistema hidroelétrico de bacias interligadas, integradas ou complementares, operados de modo quase otimizado, as possibilidades de gerenciamento horário é limitada, assim como quase inexistente em parques eólicos e fotovoltaicos (observada as limitações crescentes da relação entre carga e capacidade de armazenamento dos reservatórios a qual diminui continuamente), e menos ainda nas centrais nucleares. A programação variável se situa predominantemente quando a geração térmica é dominante ou majoritária. A introdução de mercado horário não estaria muito dependente de alcançarmos uma participação térmica relevante, e.g na disponibilidade nacional do gás natural e de xisto, e deveria ser objeto de um futuro mais distante?

JUSTIFICATIVA E PROPOSIÇÕES

A distinção entre ofertas de energia fixa ou flexível faz parte da quase totalidade dos mercados existentes e deveria ser estruturada de modo a se ter a composição de mercado entre ambas proveniente de conjuntos de fontes e contratos que estabeleçam a composição adequada para a situação brasileira com oferta predominante renovável e de alta incerteza e demanda em expansão crescente - em função da estrutura socioeconômica existente - podendo ser objeto de crises e retrações. Certamente, no modelo de integração vertical dos setores de energia/energia elétrica no país, tal situação exige parcela flexível maior sobre base fixa igualmente maior, o que resulta em custos marginais crescentes e, por conseguinte, preços

crecentes para a sociedade. Desta maneira, a revisão em curso deve redirecionar o Setor, mediante as seguintes PROPOSIÇÕES essenciais a torná-lo, um Sistema Elétrico Brasileiro capacitado e atuante na alavancagem do desenvolvimento sustentável nacional, com custos marginais decrescentes, nas próximas décadas - (inclusão de artigos e parágrafos):

- artigo com a conceituação e caracterização das energias fixas e flexíveis e sua precificação correspondente;
- artigo de liberação e promoção de sistemas distribuídos, de inteligência e compartilhados pelas concessões de energia elétrica do país e seus agentes integradores [e.g. distribuição da geração, efetividade energética, prossumidores, microrredes, economia compartilhada no usos das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e dos recursos hídricos e das redes e sistemas de resiliência, dos sistemas de comunicação (e.g. redes sinérgicas, último(a) km (mi), etc.), serviços públicos concedidos compartilhados (e.g. abastecimento de água e energia elétrica, comunicação e energia elétrica), desenvolvimento dos projetos de implantação de cidades inteligentes no país, entre vários outros];
- artigo estabelecendo os percentuais mínimos de investimento anual mandatório pelas concessionárias de redes de distribuição (fio) e transmissão para sua atualização tecnológica sistemática;
- artigo permitindo a execução mediante regulamentação subsequente da prestação de múltiplos serviços compartilhados para a população/mercados consumidores, pelas concessionárias de redes de distribuição (fio) e transmissão de energia elétrica e geração de energia elétrica;
- artigo estabelecendo que como estabelecida, pelo Poder Concedente, nova estrutura de formação de preços de energia elétrica para os consumidores, incluindo a redução proveniente dos saldos em resultados obtidos da prestação de múltiplos pelas concessionárias de redes de distribuição (fio) e transmissão de energia elétrica e geração de energia elétrica;
- artigo permitindo às concessionárias de serviço público de energia elétrica de participarem dos programas nacionais de mobilidade elétrica, cidades inteligentes, domótica, Internet das Coisas, e todos os que contribuirão para a criação da Internet de Energia Elétrica voltada para prover o desenvolvimento sustentável do país.

PROPOSIÇÃO - REEQUILÍBRIO ESTRUTURAL ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS AGENTES DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Parágrafo único. Os valores relativos à administração dos encargos de que trata o **caput**, incluídos os custos administrativos e financeiros e os tributos, deverão ser custeados integralmente ao responsável pela movimentação."

3.87. O §13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, é alterado em relação à emenda aprovada na Lei nº 13.360, de 2016, para prever o caráter centralizado da venda de excedentes, em linha com a centralização dos contratos, não obstante as concessionárias de distribuição devam permanecer, no entendimento do Ministério, responsáveis pela declaração dos montantes a serem vendidos.

3.88. A alteração também torna mais clara a abrangência dos compradores elegíveis à venda de excedentes, o que aumenta a segurança jurídica dos negócios realizados sobre esse regime e a eficácia do mecanismo.

3.89. O §14, por sua vez, prevê que a parcela da venda de excedentes que possa ser atribuída à sobrecontratação por migração de consumidores ao mercado livre, que não tenha conseguido alívio nos demais mecanismos de adequação do nível contratual, não deve ser ônus nem bônus da concessionária de distribuição, assegurado o repasse às tarifas.

3.90. O art. 16-B, por sua vez, disciplina esse repasse às tarifas, mediante a criação de um encargo pago por todos os consumidores. A alocação poderia ser a feita para os consumidores que permanecem regulados, mas isso geraria um efeito pró-cíclico na migração pela distorção dos incentivos disponíveis a essa decisão, o que seria danoso inclusive ao mercado livre por meio da seleção de consumidores que não têm perfis de negociação nesse ambiente.

3.91. Alternativamente, a alocação poderia ser feita apenas para os novos migrantes, caso esses fossem entendidos como causadores do custo. Mas, além desse arranjo, no limite, tornar a decisão de migração indiferente, neutralizando o incentivo de gestão de risco na compra da energia, não é coerente com a iniciativa de alocar os custos da maneira mais justa, pois ignora o fato de as migrações anteriores terem se beneficiado de uma estrutura inadequada de expansão do sistema baseada em sobras do regulado, como será detalhado adiante.

3.92. Em relação à neutralização de efeitos, esta operaria da seguinte forma: o preço que o consumidor compraria no mercado livre teria valor esperado igual ao preço de venda dos excedentes das distribuidoras, de modo que o resultado econômico final seria o pagamento do mesmo valor global da tarifa de energia. Se o consumidor ganhasse no preço da energia ao migrar, a distribuidora perderia, no limite, o valor equivalente a esse ganho na venda de excedentes, compensado o ganho do consumidor migrante no preço. Se o consumidor perdesse com a migração, a venda de excedentes geraria resultado positivo que compensaria a perda no preço.

3.93. A alocação a todos os consumidores do resultado da venda de excedentes se funda no fato de que os contratos legados possuem o custo implícito do lastro e o peso da expansão realizada no passado, que continha um subsídio ao mercado livre. A proposta de alocar o resultado para todos os consumidores é uma forma de compensar, portanto, esses desequilíbrios, mediante mecanismo que revela a mercado, com a reciclagem da energia sobrecontratada, a necessidade de complementação da receita necessária para custeio dessa expansão já contratada e para remuneração do custo implícito do lastro.

3.94. A proposta evita a necessidade de estabelecimento de parâmetros regulatórios de desagregação do preço atualmente praticado nos contratos legados (*unbundling*), que seria um mecanismo artificial de realocação de custos, e dispensa a alocação dos legados como energia compulsória aos agentes de mercado, proposta que foi feita no âmbito da CP 21.

O equacionamento devido da situação de desequilíbrio estrutural atual se impõe para restabelecer as condições operacionais e a confiança dos agentes setoriais e mercados e a solução de todos os problemas encadeados, por ele provocados. No entanto, há de se convir que situações de déficit ou superávit contratuais são condições admitidas para ocorrer em quaisquer mercados de energia/energia elétrica, independentes de operar parcial ou completamente livres ou, porque não dizer, também em mercados regulados desde que ocorram incertezas que caracterizem condições disruptivas ("outliers"). Os mercados de

PROPOSIÇÃO - REEQUILÍBRIO ESTRUTURAL ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS AGENTES DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

energia elétrica, em diversos países do mundo, já experimentaram e experimentarão tais situações e há diversas possibilidades de seu gerenciamento antecipado que, regra geral, se apresentam orientadas como soluções de menor custo para a sociedade, conquanto possam mostrar diferentes graus de aversão. As medidas propostas na Consulta resolvem a questão momentaneamente, sem contudo constituir mecanismos que a tratem no longo prazo, prevenindo-as, mitigando-as, ou corrigindo-as.

Entre as condições cruciais que se impõem corrigir, por imediatas ou oportunas, figuram naturalmente a sobrecontratação e a subcontratação, mas subsiste também as distinções entre os mercados cativo e livre que introduzem desigualdades substantivas, assim como a duplicidade de funções das distribuidoras que acumulam a função distribuição - uma atividade de rede ou sistema de atendimento físico ao mercado de consumo/varejo - bem como a função do fornecimento de energia elétrica, ou sua comercialização para o considerado mercado cativo, o que se apóia no pressuposto da contratação antecipada, ou lastro pelo lado da carga, o qual, por sua vez, assegura a expansão da oferta, no momento exclusivamente representado pela geração, para se ater às mais importantes.

Neste sentido, as PROPOSIÇÕES, que melhor podem ser utilizadas, agora, sem maiores dificuldades, são: a desagregação da Distribuidora DISTRIBUIÇÃO da Distribuidora COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O MERCADO CATIVO, assim como o aumento da dimensão do mercado livre para montantes que se situem entre 50 a 60% do total da carga de energia elétrica do sistema brasileiro, nos próximos 6 anos, com liberação subsequente nos 6 anos seguintes (usando a experiência do primeiro período), a abertura de possibilidade de intercâmbios entre os dois mercados nivelando as oportunidades de oferta em relação às cargas de ambos, em benefício da redução do preço médio para o consumidor, a assunção da efetividade energética como estratégia contínua para regimes permanente e de déficits (e.g. cargas interruptíveis), as expansões das interligações internacionais nos sistemas de energia elétrica e energia com a possibilidade de operações de importação/exportação, todas estas medidas passíveis de serem implementadas, de imediato.

Um aspecto da maior relevância é o de que tanto em situação de superávit, quanto de déficit, os preços de mercado, se ele estiver operando livremente, regulam e ajustam ou contribuem decisivamente para ajustar os desequilíbrios entre oferta e demanda. Se, no entanto, se introduzem mecanismos exógenos, para a promoção de potenciais reequilíbrios, eles não só custam muito mais caro para a sociedade, como introduzem distorções que atenuam ou anulam os mecanismos de mercado. E mais importante, o setor de energia elétrica/energia, com tais interferências, agrava as condições econômicas do país, produzindo contenções ou reduções substantivas na sua economia que se refletem diretamente no produto interno bruto e seus graves desdobramentos socioeconômicos.

PROPOSIÇÃO (novo artigo)

ArtzA. O mercado de energia elétrica brasileira deve organizar ou contratar, dentre as existentes de notória competência, uma instituição arbitral qualificada e certificada, para funcionar como instância de recorrência, reconhecida por todos os agentes setoriais, para dirimir conflitos e divergências que venham a ocorrer no ambiente da CCEE, ou do ONS, ou da coordenadora do mercado brasileiro de energia elétrica a ser constituída, de modo a que a

PROPOSIÇÃO - REEQUILÍBRIO ESTRUTURAL ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS AGENTES DE
MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

judicialização somente venha a ser usada quando esta câmara de arbitragem não conseguir o
equacionamento da pendência entre as partes.

PROPOSIÇÃO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (UFVs e PROSUMIDORES), TARIFAS/PREÇOS, ..., (EFETIVIDADE ENERGÉTICA)

3.101. Para tanto, são propostas alterações na Lei nº 9.427, de 1996:

“Art. 3º

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e

d) valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga,

.....” (NR)

“Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais; e

II – podem prever tarifas diferenciadas por horário.

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e

II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais.”

3.102. As alterações do art. 3º se prestam a estabelecer diretrizes para a consideração de sinal locacional também na distribuição e consideração de eventuais benefícios da geração próxima da carga. Essas são formas de racionalizar a remuneração de externalidades, viabilizando fontes pelo mérito que agregam ao sistema, em vez de subsídios não transparentes e que não manifestam adequadamente os incentivos para inserção virtuosa das alternativas de suprimento energético.

3.103. O caput do art. 15-A e seus dois incisos atuam no aspecto informacional e de transparência na formação das tarifas, aspectos que são reforçados pelo art. 15-B. Entretanto, seu objeto principal é a autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário, dando segurança jurídica à regulação da matéria. Tarifas horárias são mais um instrumento para valorização adequada da energia já que, além de tornarem o consumo mais eficiente por meio de um maior acoplamento com o sinal de preço e com a operação, podem agregar valor à geração capaz de atender as horas críticas do sistema.

3.104. O §1º do art. 15-A estabelece a tarifa binômia, deixando o detalhamento da matéria para regulação. 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

PROPOSIÇÕES

A grande extensão territorial do país leva as redes de distribuição nacionais e, por vezes transmissão, a se estenderem por milhares de quilômetros, com algumas distribuidoras apresentando redes das maiores do mundo, por consequência, com custos caríssimos, pois a dispersão geográfica é proporcional à redução das cargas, regra geral. Outra consequência desta condição é o montante elevado de perdas de energia elétrica da rede de transmissão e distribuição brasileira, a qual se mostra duas vezes ou mais a média dos países industrializados. Desta maneira, a geração distribuída, em ambas as suas modalidades e também em microrredes se apresenta como solução altamente atraente, particularmente se associada à promoção da efetividade energética e devem ser incentivadas como solução contumaz. A expressão utilizada "eventual" se mostra, portanto, inadequada. Concomitantemente, a quase totalidade de investimentos em GD e efetividade energética se processa pelos consumidores e investidores privados, como investimentos rentáveis que se amortizam independente de subsídios, o que desonera o Estado. No entanto, há necessidade de linhas de crédito ou financiamentos, programas direcionados de implementação (os poucos lançados tiveram acolhida total e imediata), assim como o reconhecimento que a produção local para consumo próprio não configura transação financeira de mercado, por conseguinte, isenta de ICMS. A sinalização nodal, na rede de distribuição de AT (2,3kV-138kV), não apresenta dificuldades para esta sinalização locacional e programas de chamada pelas concessionárias de distribuição da comercialização podem vir a ser feitos em substituição a investimentos de expansão mais caros e pouco rentáveis, ajustados às capacidades de transferência (no conceito do NERC/USA), o que passa a ser mais viável ainda, com o desacoplamento das funções das Distribuidoras "fio ou rede de distribuição" e "comercialização da distribuição". Entre diversas outras considerações, deve-se ressaltar que a promoção sistemática de Programas Nacionais de Microrredes deve ser usada intensamente como contribuição imediata, para restabelecer os desequilíbrios estruturais econômico-financeiros por que passam as universidades e centros educacionais brasileiros (campi), os parques de saúde do SUS (conjuntos hospitalares, pronto atendimentos UBSs, etc), a condição de vida dos habitantes/consumidores de conjuntos habitacionais de interesse social (tipo Minha Casa Minha Vida), os sistemas de irrigação e produção avícola brasileiros, os condomínios residenciais, entre outros.

PROPOSIÇÕES -inclusão de disposições nos textos de GD

1. Art. 3º: c) utilizar o sinal locacional assegurando maiores encargos para os agentes que mais onerem os sistemas de distribuição (nova redação para a línea c do Art.3º)
2. Art xx A (inclusão): Serão utilizados, sistematicamente, Programas de Promoção e Incentivo à Geração Distribuída em Prosumidores e em UFVs ou equivalentes, provendo orientação técnica (em parceria com a CNI, ou outro organismo nacional qualificado) e financiamento total ou parcial, para os interessados.
3. Art xxB (inclusão): Serão implantados anual e regularmente, os Programas de Efetividade Energética e/ou Gestão pela Demanda, vinculados ou não à GD, provendo-se-lhes igualmente

PROPOSIÇÃO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (UFVs e PROSUMIDORES), TARIFAS/PREÇOS, ..., (EFETIVIDADE ENERGÉTICA)

orientação técnica (em parceria com a CNI, ou outro organismo nacional qualificado) e financiamento parcial ou total, para os interessados.

4. ArtxxC (inclusão): Serão promovidos, anual e regularmente, os Programas Brasileiros de Microrredes com prioridade para as aglomerações de educação, saúde, habitação, transporte/logística, entre outros, provendo-se-lhes linhas de financiamento específicas.

5. ArtxxD (inclusão): Serão promovidos, sistematicamente, o Programa Nacional de Mobilidade Elétrica envolvendo a indústria de veículos elétricos de todos os tipos, os sistemas de transporte de massa eletrificados, a constituição da parcela de reserva de potência e resiliência do sistema de energia elétrica originada da mobilidade elétrica, entre outros, provendo-se-lhes linhas de financiamento específicas.

6. ArtxxE (inclusão): As concessionárias de distribuição de energia elétrica poderão exercer outras prestações de serviços públicos e comunitários, que compartilhem os recursos das redes e sistemas de energia elétrica por que respondem, mediante empresas subsidiárias que administrem os negócios de modo individualizado em relação à energia elétrica, não podendo onerá-los, nem depreciá-los, nem promover modificações patrimoniais dos ativos recebidos em concessão, sem prévia autorização do Poder Concedente.

7. Eliminação programada de todo e qualquer subsídio para GD e Efetividade Energética, exceção apenas para o ajuste da tributação da produção de conteúdo local nacional de componentes e equipamentos estratégicos de novas fontes de geração que permitam a internalização do conhecimento e da tecnologia no país e, por conseguinte, de parcela da produção viável, estratégica e temporária, ou seja, pelo tempo que se fizer necessário.

8. A política de prêmios como proposta deve ser adotada genericamente em relação aos subsídios diretos. Nos casos da GD, tanto concentrada quanto distribuída, os prêmios podem ser calculados associados aos sinais locais, mediante, cálculo da contribuição de cada instalação para a postergação de investimentos de expansão e confiabilidade na geração de grande escala e em sistemas de transmissão e distribuição o que pode ser feito, mediante cálculo do custo evitado de cada instalação, como se pratica nos países qualificados do mundo.

9. Estabelecimento de compromissos de se ter metas indicativas mandatórias de GD (e Microrredes) e Efetividade Energética, energias renováveis de modo geral, nos próximos planos decenais, cujos resultados correspondam, pelo menos, aos compromissos assumidos pelo Brasil com a COP 21, ou seja, validem o acordo de reduções de emissões e efeito estufa com valores preestabelecidos e os prazos estipulados.

10. ArtxxE (inclusão): Devem passar a fazer parte integrante do planejamento dos sistemas de distribuição - Redes (ou fio) das Distribuidoras - a abordagem dos Programas de GD e microrredes, da efetividade energética, de mobilidade elétrica e outras aplicações, de área de responsabilidade de cada concessionária, incluindo as necessidades de P&D&I para a sua disseminação de modo irrestrito, sem prejuízo do sistemas existentes. Este planejamento deve incluir igualmente as prestações de serviços, sob forma de negócios da economia compartilhada, associadas às redes de distribuição de energia elétrica de seu território de concessão.

§ 13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado com:

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei nº, afastada a vedação de que trata o inciso III do § 5º;

II – comercializadores;

III – agentes de geração; e

IV – autoprodutores.

§ 14. O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 13 será alocado aos custos de que trata o art. 16-B, limitado ao montante equivalente ao excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16.

” (NR)

PROPOSIÇÕES

- Substituição da designação "*concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica*" por **concessionárias de serviço público de distribuição da comercialização de energia elétrica**. Esta denominação pode ser também **comercialização de energia elétrica para o mercado cativo**, ou equivalente, de modo a distinguir as **concessionárias de serviço público de sistemas de distribuição de energia elétrica** que administram as redes ou sistemas de distribuição de energia elétrica.
- nos parágrafos 13 e 14: as concessionárias distribuidoras da comercialização tanto podem vender quanto comprar, seja em condição de excesso quanto de falta involuntárias.

PROPOSIÇÃO 12 ELIMINAÇÃO DE SUBSÍDIOS E ESTABELECIMENTOS DE PRÊMIOS POR BENEFÍCIOS PRODUZIDOS

3.110. Dessa forma, os descontos e os negócios se concentram em consumidores de tensão baixa, nos quais a despesa de fio é mais representativa. A existência de uma reserva de mercado para essas fontes incentivadas aumenta a distorção e as disfuncionalidades do mecanismo.

3.111. Assim, a primeira dimensão da proposta é alterar a sistemática de incentivo. Em vez de descontos nas tarifas de rede incidentes na produção e no consumo, prevê-se o pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado. Para quem já possui outorga, permite-se a adesão a esse novo modelo. A vinculação à quantidade fisicamente produzida, ainda que não observe o benefício temporal ou espacial da geração, é ao menos um incentivo à produtividade e à eficiência dos

PROPOSIÇÃO

- Substituição do sistema atual de incentivo por não pagamento de custos ou contribuições ou equivalentes por: pagamento de prêmios e créditos conjugados com a promoção de programas com linhas de crédito ou financiamento para os investidores consumidores interessados, atribuindo-se a cada um um prêmio a ser pago em uma ou mais vezes, calculado pelo valor de sua contribuição efetiva ou benefício auferido para o sistema de geração, transmissão e distribuição, incluindo as externalidades.
- Extinção programada da classe de consumidores especiais (como prevista, mantendo os direitos contratados, se viável em prazo menor, ou seja, a medida em que os contratos forem vencendo), na medida em que não persistem mais as razões que levaram à sua constituição, a partir da aplicação da nova política de atribuir-se prêmios apreciados sob a forma de pagamentos pelo benefício e acesso a linhas de funding e não mais a descontos (que introduzem e propagam desequilíbrios no processo).
- Manter a apreciação da conexão à rede remunerada com a metade da tarifa de uso a ser paga, desde que o seu investimento tenha sido realizado pelo consumidor (ou prosumidor) ou gerador (microrredes, gerador distribuído, armazenador).

PROPOSIÇÃO - REEQUILÍBRIO ESTRUTURAL ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS AGENTES DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Parágrafo único. Os valores relativos à administração dos encargos de que trata o **caput**, incluídos os custos administrativos e financeiros e os tributos, deverão ser custeados integralmente ao responsável pela movimentação."

3.87. O §13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 1995, é alterado em relação à emenda aprovada na Lei nº 13.360, de 2016, para prever o caráter centralizado da venda de excedentes, em linha com a centralização dos contratos, não obstante as concessionárias de distribuição devam permanecer, no entendimento do Ministério, responsáveis pela declaração dos montantes a serem vendidos.

3.88. A alteração também torna mais clara a abrangência dos compradores elegíveis à venda de excedentes, o que aumenta a segurança jurídica dos negócios realizados sobre esse regime e a eficácia do mecanismo.

3.89. O §14, por sua vez, prevê que a parcela da venda de excedentes que possa ser atribuída à sobrecontratação por migração de consumidores ao mercado livre, que não tenha conseguido alívio nos demais mecanismos de adequação do nível contratual, não deve ser ônus nem bônus da concessionária de distribuição, assegurado o repasse às tarifas.

3.90. O art. 16-B, por sua vez, disciplina esse repasse às tarifas, mediante a criação de um encargo pago por todos os consumidores. A alocação poderia ser a feita para os consumidores que permanecem regulados, mas isso geraria um efeito pró-cíclico na migração pela distorção dos incentivos disponíveis a essa decisão, o que seria danoso inclusive ao mercado livre por meio da seleção de consumidores que não têm perfis de negociação nesse ambiente.

3.91. Alternativamente, a alocação poderia ser feita apenas para os novos migrantes, caso esses fossem entendidos como causadores do custo. Mas, além desse arranjo, no limite, tornar a decisão de migração indiferente, neutralizando o incentivo de gestão de risco na compra da energia, não é coerente com a iniciativa de alocar os custos da maneira mais justa, pois ignora o fato de as migrações anteriores terem se beneficiado de uma estrutura inadequada de expansão do sistema baseada em sobras do regulado, como será detalhado adiante.

3.92. Em relação à neutralização de efeitos, esta operaria da seguinte forma: o preço que o consumidor compraria no mercado livre teria valor esperado igual ao preço de venda dos excedentes das distribuidoras, de modo que o resultado econômico final seria o pagamento do mesmo valor global da tarifa de energia. Se o consumidor ganhasse no preço da energia ao migrar, a distribuidora perderia, no limite, o valor equivalente a esse ganho na venda de excedentes, compensado o ganho do consumidor migrante no preço. Se o consumidor perdesse com a migração, a venda de excedentes geraria resultado positivo que compensaria a perda no preço.

3.93. A alocação a todos os consumidores do resultado da venda de excedentes se funda no fato de que os contratos legados possuem o custo implícito do lastro e o peso da expansão realizada no passado, que continha um subsídio ao mercado livre. A proposta de alocar o resultado para todos os consumidores é uma forma de compensar, portanto, esses desequilíbrios, mediante mecanismo que revela a mercado, com a reciclagem da energia sobrecontratada, a necessidade de complementação da receita necessária para custeio dessa expansão já contratada e para remuneração do custo implícito do lastro.

3.94. A proposta evita a necessidade de estabelecimento de parâmetros regulatórios de desagregação do preço atualmente praticado nos contratos legados (*unbundling*), que seria um mecanismo artificial de realocação de custos, e dispensa a alocação dos legados como energia compulsória aos agentes de mercado, proposta que foi feita no âmbito da CP 21.

O equacionamento devido da situação de desequilíbrio estrutural atual se impõe para restabelecer as condições operacionais e a confiança dos agentes setoriais e mercados e a solução de todos os problemas encadeados, por ele provocados. No entanto, há de se convir que situações de déficit ou superávit contratuais são condições admitidas para ocorrer em quaisquer mercados de energia/energia elétrica, independentes de operar parcial ou completamente livres ou, porque não dizer, também em mercados regulados desde que ocorram incertezas que caracterizem condições disruptivas ("outliers"). Os mercados de

PROPOSIÇÃO - REEQUILÍBRIO ESTRUTURAL ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS AGENTES DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

energia elétrica, em diversos países do mundo, já experimentaram e experimentarão tais situações e há diversas possibilidades de seu gerenciamento antecipado que, regra geral, se apresentam orientadas como soluções de menor custo para a sociedade, conquanto possam mostrar diferentes graus de aversão. As medidas propostas na Consulta resolvem a questão momentaneamente, corretivamente sem, contudo, constituir mecanismos que a contemplem no longo prazo, no sentido de preveni-las, evitá-las ou mitigá-las.

Entre as condições cruciais que se impõem corrigir, por imediatas ou oportunas, figuram naturalmente a sobrecontratação e a subcontratação, mas subsiste também as distinções entre os mercados cativo e livre que introduzem desigualdades substantivas, assim como a duplicidade de funções das distribuidoras que acumulam a função distribuição - uma atividade de rede ou sistema de atendimento físico ao mercado de consumo/varejo - bem como a função do fornecimento de energia elétrica, ou sua comercialização para o considerado mercado cativo, o que se apóia no pressuposto da contratação antecipada, ou lastro pelo lado da carga, o qual, por sua vez, assegura a expansão da oferta, no momento exclusivamente representado pela geração, para se ater às mais importantes.

Neste sentido, as PROPOSIÇÕES, que melhor podem ser utilizadas, agora, sem maiores dificuldades, são: a desagregação da Distribuidora DISTRIBUIÇÃO da Distribuidora COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O MERCADO CATIVO, assim como o aumento da dimensão do mercado livre para montantes que se situem entre 50 a 60% do total da carga de energia elétrica do sistema brasileiro, nos próximos 6 anos, com liberação subsequente nos 6 anos seguintes (usando a experiência do primeiro período), a abertura de possibilidade de intercâmbios entre os dois mercados nivelando as oportunidades de oferta em relação às cargas de ambos, em benefício da redução do preço médio para o consumidor, a assunção da efetividade energética como estratégia contínua para regimes permanente e de déficits (e.g. cargas interruptíveis), as expansões das interligações internacionais nos sistemas de energia elétrica e energia com a possibilidade de operações de importação/exportação, todas estas medidas passíveis de serem implementadas, de imediato.

Um aspecto da maior relevância é o de que tanto em situação de superávit, quanto de déficit, os preços de mercado de energia elétrica, desacoplados de custos de operação, se o mercado de energia elétrica estiver operando livremente, eles se autorregulam e ajustam ou contribuem decisivamente para promover ajustes diante de desequilíbrios entre oferta e demanda, em condições não díspares. Se, no entanto, em condições normais de mercado, se introduzem mecanismos exógenos, para tentar promover potenciais reequilíbrios, eles não só custam muito mais caro para a sociedade, como introduzem distorções que atenuam ou anulam os mecanismos próprios de mercado. E mais importante, o setor de energia elétrica/energia, com tais interferências, agrava as condições econômicas e a competitividade do país, produzindo contenções ou reduções substantivas na sua economia que se refletem diretamente no produto interno bruto, com graves desdobramentos socioeconômicos e ambientais.

“Art. 2º

§ 1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades:

I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação;

II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.

.....”(NR)

“Art. 2º-D. Os geradores que tenham vendido CCEAR por disponibilidade com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo definido pela ANEEL poderão requerer à Agência a rescisão desse contrato.

§ 1º O volume máximo a ser rescindido nos termos do caput, por submercado ou por área definida por restrição operativa de transmissão, será definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a partir de estudos da Empresa de

O direcionamento preferencial para contratos por quantidade de energia apresenta a propensão para a redução de prazos contratuais, orientação para preços de curto prazo e provavelmente, a redução da oferta global de energia do SIN, para a maior parte do que é possível se definir como quantidade de energia em relação ao nível de risco, em múltiplas perspectivas de tempo. Esta condição levará a dificuldades na expansão da oferta no modelo atual de compra em modalidade centralizada, na sua financiabilidade, hoje lastreada em contratos de longo prazo, que teria que ser revisto estruturalmente, criando-se condição substituta antes de sua adoção. Persiste a questão focal que é o risco sistêmico que não está associada, nem a vendedores, nem a compradores especificamente, mas a ambos e a outros aspectos que devem ser contemplados (incluindo as externalidades). Uma avaliação da viabilidade e do impacto nos preços de expansão se impõe relevante.

Um aspecto que requer redesenho é o do mercado de energia elétrica brasileiro - incluindo o funcionamento de Bolsa de Energia Elétrica dinâmica e criativa - com nova formatação e modalidades operacionais (com as liberações propostas, a coordenação das operações do mercado passa a responder também pela minimização do preços de energia elétrica no país) e de fontes de funding (associadas diretamente ao mercado de capitais do país), o qual com as medidas propostas nesta atualização do Modelo Setorial, passa a constituir necessidade, cada vez de maior importância e significado. Para lastrear a financiabilidade e a segurança na expansão e modernização da oferta, com lastro parcial de, ou sem contratos de longo prazo, o mercado de energia elétrica torna-se imprescindível desde que faça uso do arsenal de mecanismos e possibilidades e da autonomia que se lhe confere e que orienta as práticas em inúmeros países, principalmente no que têm em comum com o mercado de capitais brasileiro. E deve ser lembrado que, para que exista mercado de energia elétrica a oferta tem que se manter superior à demanda, para que subsista a competição por fontes e medidas de efetividade e armazenamento que resultem no menor preço, avaliado e decidido a priori, o

PROPOSIÇÃO COMENTÁRIOS RELEVANTES - MODOS DE CONTRATAÇÃO E DESCONTRATAÇÃO DE ENERGIA

que sempre resultará em parcela da geração sem contrato e sem despachar mas, presente, para comparecer quando se configurar necessidade e a oportunidade de sua contribuição. Outro aspecto da maior importância quanto ao mercado ou CCEE, que requer revisão regulamentar de convergência nesta legislação diz respeito à sua constituição (quais agentes devem/podem dela participar, em que condições, etc.) o que expressa o estabelecimento de limites compatíveis com a capacidade de representação e atuação e a garantia/lastro que cada um e todos eles aportam, de modo a se assegurar que esta instituição, mercado, mantenha funcionamento seguro e fluente, com efetividade (caso contrário, torna-se sistema inviável, comprometendo todo o Setor de Energia Elétrica)

A descontratação de energias de disponibilidade mais caras se aplica com propriedade e resolve a situação atual e imediata de excedente de oferta, mas fragiliza qualquer situação de restrição de oferta ou déficit, seja conjuntural ou estrutural, se não se dispuser de mecanismo sucedâneo de compensação da sua indisponibilidade ou desmobilização que reduza a condição de oferta superior à demanda do sistema. A expansão sustentável de renováveis, particularmente nas modalidades fotovoltaica e biomassa, de incertezas controláveis, constitui a melhor alternativa na diversificação da matriz energética brasileira, entre outras que virão. em função das condições de insolação do país, dos custos da tecnologia fotovoltaica/eólica (esta onde houver vento) e dos preços e tarifas praticados no país para os consumidores, a expansão dos prossumidores e microrredes, se promovida sistematicamente por algum tempo, reconfigura o mercado em curto prazo, reduzindo os investimentos da sociedade em expansão centralizada da oferta.

PROPOSIÇÃO ATIVOS DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO

3.128. O objetivo é destinar recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Todavia, o componente não pode estar judicializado para que o mecanismo possa ser operacionalizado. Essa medida deve ser compatibilizada com a revogação do §4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

3.129. A proposta exige alteração da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971:

“Art. 4º

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

.....” (NR)

INDAGAÇÃO/PROPOSIÇÃO

Porque os ativos dos sistemas de transmissão não podem ser tratados de maneira análoga aos de geração, seja numa extensão ou renovação da concessão atual, seja mediante nova concessão, repassando-se os valores residuais para o período imediatamente subsequente e desonerando os pagamentos de indenizações?

PROPOSIÇÃO

§4ºA (novo, em substituição ao supracitado) As concessões de sistemas de transmissão ficam estendidas para 70 (setenta) anos, em dois períodos com duração mínima de 30 (trinta) anos, renovável, incorporando-se-lhes ao contrato de concessão sistematicamente a responsabilidade do concessionário proceder à modernização e atualização necessárias aos ativos alcançarem a duração de sua vida útil, admitindo-se igualmente a possibilidade de recapitação ou instalação de novo sistema de transmissão, utilizando as áreas (faixas de passagem e de instalações/subestações) para sistemas com capacidade superior, em substituição ao originalmente concedido.

§4ºB (novo, em substituição ao supracitado) Nas renovações de concessão de transmissão ou sua relicitação, serão deduzidos dos valores a serem pagos pelo licitante vencedor, eventuais valores residuais do primeiro período de concessão, em caso da renovação ou, a transferência desta parcela do pagamento ao concessionário anterior, eliminando-se os ônus indenizatórios que poderiam vir a subsistir.

PROPOSIÇÃO GENERALIZAÇÃO DO BENEFÍCIO A BACIA COMO UNIDADE

§9º Quando a privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, na forma do §8º, abranger usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do Rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor de que trata o inciso II do §8º a projetos de revitalização da Bacia do São Francisco.

§10. O valor e a forma de destinação de que trata §9º serão definidos por comitê gestor, instituído conforme regulamento, com valor e prazo fixados no Edital do Leilão, a partir das necessidades de recursos para a revitalização da Bacia do Rio São Francisco com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes.

PROPOSIÇÃO

Retirar do parágrafo nono, a expressão: "*de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União*".

JUSTIFICATIVA

A Bacia do Rio São Francisco necessita de revitalização/regeneração em todo o seu percurso, desde a sua nascente à sua foz envolvendo todos os seus tributários, de modo a recuperar sua capacidade de produção hídrica, independente do controle de qualquer concessão de aproveitamentos hidroelétricos nela localizada. Esta condição se torna ainda mais significativa em função dos processos de irrigação voltados para a produção de alimentos, a transposição para abastecimento da Região Nordeste, e a futura utilização de sua água para a produção do gás de xisto e equivalentes ("shale gas") que nela subsistem em quantidade economicamente exploráveis, além de quando possível, o restabelecimento de sua navegabilidade, como hidrovia estratégica de escoamento da produção do cerrado e agreste brasileiro. Trata-se de generalização que amplia o bem comum, que urge venha a ser executado.

Esta iniciativa constitui exemplo notável da inserção regional de empreendimentos de energia elétrica pela qual, não somente se produz o compartilhamento dos benefícios auferidos com a energia elétrica para a promoção do desenvolvimento socioeconômico ambiental do território, como permitirá a expansão da oferta estratégica de energia e energia elétrica para o país, considerando que o eixo principal do rio São Francisco estendido (começando no pontal do Triângulo até a foz do rio Parnaíba, possui potencial de gás do xisto e suas variantes, locais mais indicados para implantação de centrais nucleares, os melhores potenciais eólicos e fotovoltaicos do país com disponibilidade de áreas, entre outros, que podem representar, incluindo o seu entorno, uma capacidade instalada adicional entre 200 a 300GW, nos próximos 30 anos, para cuja viabilidade, a água é fundamental). Ressalte-se a sua proximidade dos centros de carga nacionais, os efeitos de interiorização dos processo de desenvolvimento e a maior proximidade de sua conexão com a Amazônia.

PROPOSIÇÃO AJUSTE DO NÍVEL DE TENSÃO

§3º-C. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, a proporção do rateio das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir aquela prevista no §3º-B.

§3º-D. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 69 kV será 1/3 (um terço) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-E. A partir de 1º de janeiro de 2023, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores atendidos em nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV será 2/3 (dois terços) daquele pago pelos consumidores atendidos em nível de tensão inferior a 2,3 kV.

§3º-F. De 1º de janeiro de 2017 até 31 de dezembro de 2022, o custo do encargo tarifário por MWh das quotas anuais da CDE deverá ajustar-se gradual e uniformemente para atingir as proporções previstas nos §§3º-D e 3º-E.

.....” (NR)

PROPOSIÇÃO

Nos parágrafos terceiros, o nível de tensão 69 kV deve passar a ser 138 KV para manter-se coerente com o limite de tensão utilizado nos sistemas de Distribuição brasileiros.

PROPOSIÇÃO TROCA DE B POR C (ORDEM)

§2º-A. De 1º de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN excluirá os encargos setoriais.

§2º-B. A partir de 1º de janeiro de 2023, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN incluirá todos os encargos setoriais.

§2º-C. De 1º de janeiro de 2018 a 31 de dezembro de 2022, a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no ACR do SIN será acrescentado, gradativa e anualmente, 1/5 (um quinto) dos encargos setoriais.

....." (NR)

PROPOSIÇÃO

Trocar de ordem os parágrafos 2º B e C.

PROPOSIÇÃO EXTENSÃO DOS PRAZOS DE AUTORIZAÇÃO DE HIDROELÉTRICAS E REVISÃO DE SUA POTENCIA MÍNIMA

§15. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW (três megawatts) e inferior ou igual a 50MW (cinquenta megawatts) terão prazo de até trinta e cinco anos.

§16. As autorizações de que trata o §15 poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até trinta anos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições:

PROPOSIÇÕES

§15 Alteração do texto final : terão prazo de até 99 (noventa e nove) anos divididos em períodos, por exemplo, de 33 (trinta e três) anos, o que pode variar, incluindo-se, na autorização para exploração, a responsabilidade de atualização e modernização gradual dos ativos que constituem o aproveitamento.

§16 Alteração do texto poderão ser prorrogadas ou reautorizadas a critério do Poder Concedente por períodos consecutivos de tempos, desde que atendidas, no mínimo, as seguintes condições:

.....

incluindo-se

- responsabilidade pela atualização e modernização dos ativos que constituem o empreendimento, de modo gradual e atendendo a programa preestabelecido e pactuado com o Poder Concedente quando da contratação;

Em ambos os parágrafos alterar a potência mínima para 5 MW (cinco megawatts) para se ter uma uniformidade de classe na geração.

JUSTIFICATIVA

Assim como na geração, a ampliação dos períodos de concessão dos empreendimentos alinhados e em conformidade com a vida útil dos empreendimentos do Setor Elétrico, incluindo suas modernizações em aditamento a O&M assim como a sua divisão em períodos múltiplos, reduz os seus custos, aumenta a sua atratividade e financiabilidade, agrega estabilidade em longo prazo, aumenta os comprometimentos sem risco de preservação do patrimônio para o Estado, entre outros benefícios, sem trazer quaisquer inconvenientes e se ajustar ao que existe na atualidade. A sua implementação é fácil de ser feita pelo Poder Concedente.

PROPOSIÇÃO ADEQUAÇÃO DE DENOMINAÇÃO, VENDER E COMPRAR

§ 13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica lastreados

PROPOSIÇÃO (adequação da denominação utilizada) nova redação

§13 As concessionárias do serviço público de distribuição da comercialização de energia elétrica poderão vender e comprar, em mecanismo centralizado estabelecido conforme regulação da ANEEL, contratos de energia elétrica

PROPOSIÇÃO SUBSTITUIÇÃO DAS CENTRALIZAÇÕES POR COORDENAÇÃO INDEPENDENTE DO MERCADO DE ENERGIA/ENERGIA ELÉTRICA

3.63. Na mesma direção da proposta anteriormente feita para centralização dos pagamentos e recebimentos da transmissão, propõe-se a centralização dos contratos regulados de energia. Nesse caso, todavia, os benefícios da centralização vão além da redução no custo de transação.

INDAGAÇÃO:

Como as propostas de centralização evitarão a bitributação das operações ou transações?

PROPOSIÇÃO

Em função da proposta de expansão do mercado livre (ACL), deve-se reformular a CCEE como entidade voltada para exercer as funções de coordenação do mercado de energia elétrica brasileiro, independente dos interesses da operação do sistema de energia elétrica e do gerenciamento econômico-financeira e contábil resultante das transações de mercado realizadas, estas, consideradas estritamente como resultado das coordenações das operações de mercado de energia/energia elétrica praticadas (compatíveis com a intercambiabilidade, flexibilidade e substituição de usos de combustíveis nas utilizações múltiplas dele decorrentes)

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para:

I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e

II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

PROPOSIÇÃO

No parágrafo 8º, a redação deve incluir em igualdade de condições as pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pelos Estados e Municípios, ou seja, nova redação:

§8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União, Estados e Municípios, alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação

JUSTIFICATIVA

A extensão isonômica do direito estende a medida que deve gerar benefícios a todo o universo de estatais existentes no Setor de Energia Elétrica.

PROPOSIÇÃO

Incluir Artigo estabelecendo que para os processos de privatização, relitações de concessões e condições similares, a ANEEL deverá promover a regulação econômica econômico-financeira do setor de energia elétrica brasileiro, de modo a assegurar mercados abertos e concorrenciais, desconcentração de poder e redução de riscos e vulnerabilidades, capacidade financeira dos grupos controladores enquanto compartilhando o conjunto de concessões em condições preestabelecidas de sustentabilidade, internacionalização do capital de acordo com política nacional definida, entre outras orientações de Estado.

PROPOSIÇÕES LASTRO x GESTÃO PELO LADO DA DEMANDA (EFETIVIDADE) x SERVIÇOS
ANCILARES x CRISES EM SEGMENTOS SETORIAIS DA CARGA (MERCADO)

“Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.

.....

PROPOSIÇÕES - acréscimo de parágrafos

§x: Na determinação e apreciação do lastro de geração a ser contratada, deverão ser considerados os montantes programados de efetividade energética, a serem obtidos na gestão pelo lado da demanda, a contribuição da geração distribuída, bem como a oferta remunerada de serviços ancilares pelas unidades geradoras que tiverem capacidade para prover tais serviços;

§y: Na avaliação do lastro e da energia para prover a confiabilidade, adequacidade e integridade ao Sistema Interligado Nacional, SIN, devem ser avaliadas as probabilidades de crises setoriais que alterem de modo substantivo o comportamento de estratos que compõem o mercado ou sua carga.

JUSTIFICATIVA

A primeira proposição privilegia o investimento de menor custo na efetividade energética e nos serviços ancilares e armazenamentos, prevenindo sobrecontratações, sempre mais onerosas, de expansão da geração.

Na segunda proposição, dada a participação em grandes percentuais de grandes blocos de carga susceptíveis de serem afetados por crises setoriais de grandes proporções e/ou longas durações, por exemplo a participação das commodities, a abordagem probabilística e a consideração da ocorrência refinam e dão consistência às determinações de valores de lastro.

PROPOSIÇÃO ADIÇÃO DA ATUALIZAÇÃO TECNOLÓGICA, GERENCIAL E DE COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO COMPARTILHADO INDISPENSÁVEIS AO PAÍS

JUSTIFICATIVA

Quando os setores produtivos mundiais vivem o que se convencionou denominar a Era 3D, isto é, combinação de descarbonização (ou economia de baixo carbono), descentralização (distribuição da inteligência e das ações decorrentes) e digitalização (a tecnologia generalizada do momento que já se prepara para evoluir para outro estágio em vias de desenvolvimento), a atual regulação do Setor de Energia Elétrica brasileiro não inclui mecanismos de substituição e uso intensivo de tecnologias, restringe os que se atrevem a utilizá-las na medida em que não as remunera dada a desatualidade da regulamentação em relação aos avanços da tecnologia, a qual também sinaliza para soluções tradicionais, superadas, por consequência com custos mais baixos (pela limitação de desempenho) e vida útil mais longa (pelo uso intensivo de materiais tradicionais) enquanto de baixa efetividade e sem adaptatividade, baixa integração e flexibilidade, atendimento cada vez menor das demandas a que deveriam responder em quantidade e, sobretudo, qualidade. E cabe lembrar, que a maior parte dos sistemas de energia elétrica do país já ultrapassa 40-50 anos, com uma quantidade crescente de equipamentos, sistemas e instalações em obsolescência ou perto de alcançá-la. Esta condição afeta diretamente o desempenho do sistema de energia elétrica brasileiro que se posiciona, nas comparações internacionais, com indicadores entre os mais baixos ou piores, dentre os países avaliados. Naturalmente que, em uma condição como esta, os custos aumentam (as tarifas brasileira lideram entre as mais altas), reduzem-se a competitividade e os benefícios que o país poderia estar obtendo. Diante desta sucinta consideração, esta intervenção do Governo atual, visando adequar o Modelo do Setor de Energia Elétrica, trazendo-o para os tempos presente e futuro, revela-se da maior oportunidade, e deve, capitalizar e aproveitar o ensejo para incluir artigos na nova legislação que abram, para as concessionárias e agentes setoriais, as possibilidades efetivas de desenvolverem a promoção da atualização tecnológica intensiva do Setor, seja como parte da gestão de ativos em final de vida útil ou com respostas ultrapassadas ou sem respostas, seja no sentido de atribuir ao que existe, condições que propiciem a produção das respostas que a sociedade/população requer. Nesta perspectiva, se apresentam as seguintes PROPOSIÇÕES de inclusão de artigos no texto regulatório em preparação/consolidação:

PROPOSIÇÕES (novos artigos)

- incluir Artigo permitindo que as concessionárias de serviço público de energia elétrica possam desenvolver projetos, programas e empreendimentos consorciados ou em parceria com outras concessionárias ou empresas, no sentido de produzir bens e prestar serviços de interesse e utilidade para a população, constituindo a chamada "Internet da Energia Elétrica", por meio de múltiplas sinergias, ampliando a utilização dos ativos, tangíveis e intangíveis existentes os chamados bens comuns compartilhados, contribuindo particular e principalmente com sua estrutura física, seus sistemas, seu conhecimento e capacidade gerencial, entre outros fatores que levem à viabilidade destas novas prestações de serviço, com menor custo e maior benefício para a sociedade brasileira, desde que devidamente autorizadas pelo Poder Concedente.

PROPOSIÇÃO ADIÇÃO DA ATUALIZAÇÃO TECNOLÓGICA, GERENCIAL E DE COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO COMPARTILHADO INDISPENSÁVEIS AO PAÍS

- Cada uma de suas participações deve receber uma contabilização independente de modo a não haver transferência de subsídios, encargos ou similares, ou seja, tratando cada negócio como um negócio individual com apuração de seu resultado próprio, o que será objeto de regulamentações pertinentes.
- incluir Artigo ajustando as condições para a realização e remuneração dos investimentos em modernização e atualização tecnológica dos sistemas físicos e de infraestrutura das concessionárias de serviço público de energia elétrica, compatíveis com os prazos de sua vida útil e depreciação das novas tecnologias as quais, em grande parte, na era digital, estão, hoje entre 5 a 10 anos, tempo este superior ao adotado, hoje, no processo de remuneração (as revisões de 5 anos são incompatíveis desde que as tecnologias se renovam, em média, nesta duração);
- incluir Artigo estabelecendo a possibilidade da multiplicidade de receitas por parte das concessionárias de serviço público de energia elétrica, algumas reguladas, outras não reguladas, cujas diretrizes de organização e gestão, então, serão objeto de regulamentação;
- incluir Artigo designando a concessionária de distribuição redes (fio) para atuar e assumir a função de Operadora do Sistema de Distribuição em sua área de concessão e em relação às suas pares vizinhas, incluindo todos os agentes, no território, sejam eles prossumidores, geradores distribuídos, interligações, microrredes, usuários de aplicações de energia elétrica - mobilidade elétrica, domótica, cidades inteligentes, etc., agentes da efetividade energética e da resposta pelo lado da demanda, provedores de serviços ancilares, entre outros;
incluir Artigo equivalente ao anterior, designando atribuições análogas para a concessionária de distribuição da comercialização, exercendo todos os aspectos que dizem respeito à coordenação da comercialização de energia elétrica no varejo, isto é, tornando-a a Operadora da Comercialização da Distribuição que passa a ter assento na CCEE em nome da área de concessão que representa;
- incluir Artigo estabelecendo a delegação da promoção e/ou execução dos Programas Nacionais de Prossumidores, Geração Distribuída, Microrredes (campi universidades e educacionais, parques de saúde, habitações de interesse social, condomínios residenciais, etc.), Gestão pelo Lado da Demanda e Efetividade Energética e Armazenamento Eletroenergético, Mobilidade Elétrica, Domótica, ..., etc., aos Operadores do Sistema de Distribuição das concessionárias distribuidoras brasileiras;
- incluir Artigo direcionando as atividades financeiras das operações de mercado de energia elétrica resultante da comercialização nas Distribuições para o âmbito da CCEE;
- incluir Artigo estabelecendo a utilização de tarifas binômias diferenciadas para a gestão pelo lado da demanda, prêmios (atribuídos como créditos nas contas de energia elétrica) para a efetividade energética e remuneração para o armazenamento da energia elétrica, para a geração distribuída, etc. as quais serão regulamentadas em seguida (fixando-se prazos).

ESCÓLIO

Os Programas de P&D&I, da ANEEL, constituem uma exceção ao mencionado no caput, padecendo de mecanismos que proporcionem a utilização sistemática de seus resultados,

PROPOSIÇÃO ADIÇÃO DA ATUALIZAÇÃO TECNOLÓGICA, GERENCIAL E DE COMPROMISSO COM
O DESENVOLVIMENTO COMPARTILHADO INDISPENSÁVEIS AO PAÍS

multiplicando-os para produzirem a disseminação tecnológica que leve à atualização
generalizada dos sistemas das concessionárias de serviço público de energia elétrica do país.

A legislação que se propõe apresentar nova e moderna formulação para o Setor de Energia Elétrica Brasileiro deve incluir, mandatoriamente, os aspectos socioeconômicos, ambientais e da resiliência. Neste sentido, a PROPOSIÇÃO é a de se proceder à sua inclusão com conjunto de artigos que contenham e disponham a regulação essencial expressando as orientações, diretrizes e premissas transpostas para o que deve ser o objeto do Setor em relação a cada uma delas.

- incluir Artigo mantendo as tarifas subsidiadas para os consumidores de baixa renda, (e.g. estendendo o seu consumo, por medidor, a 150 kWh/mês), permitindo que investidores "comprem este consumo para uso próprio" nos conjuntos habitacionais de interesse social, existentes ou a instalar, provendo instalações de geração distribuída seja na modalidade prosumidores ou centralizada, operação de compra esta que dura o tempo de amortização do investimento previamente aprovado pelo Poder Concedente (ou por ele delegada às Operadoras de Comercialização da Distribuição). Fixar a duração total deste Programa para o período 2018-2017.

(esta iniciativa permite a eliminação dos subsídios, gradualmente, até a conclusão do processo)

(todo os novos empreendimentos somente poderão ser construídos incluindo esta solução)

Alternativa para este Artigo é a licitação múltipla de implementação da geração renovável para os conjuntos habitacionais existentes de interesse social, com os consumidores sendo pagos pela receita dos consumidores até que a amortização do investimento se complete; para os novos conjuntos habitacionais, a sua instalação já deve passar a incluir a geração renovável distribuída própria.

- incluir Artigo estabelecendo que a partir de 2028 até 2032, o Programa passa a cobrir conjuntos habitacionais com consumidores que apresentem consumo até 225 kWh/mês, mantendo-se condições similares.
- incluir Artigo que viabilize a troca para medidores inteligentes para todos os consumidores de distribuição do país, em um prazo de 10 (dez) anos, fazendo uso de Fundo de Desenvolvimento Tecnológico da Distribuição a ser constituído com recursos originados da CDE, resultantes de parcelas de montantes de capital integralizados como renovações das concessões de distribuição.
- incluir Artigo para que as concessionárias de distribuição promovam a instalações de microrredes nas aglomerações de educação pública e beneficentes (campi ou similares), nas aglomerações de saúde pública e beneficentes (sem fins lucrativos), em aglomerações de outras naturezas de interesse público, fazendo uso de recursos do mesmo Fundo mencionado no Artigo anterior, podendo ter como recebíveis as contas de energia elétrica até a amortização dos investimentos realizados, previamente aprovados.
- incluir Artigos que regulem o licenciamento ambiental dos empreendimentos do Plano Decenal, classificadas por seu interesse, sendo que aqueles que forem considerados em classe estratégica, devem ter seu licenciamento conduzido pelo organismo federal competente, a saber, o IBAMA, que articulará as representações dos poderes e unidades políticas constituídos, em processos homologados previamente pela sociedade. Este grupo de empreendimentos passa a ser licitado com licença prévia.

PROPOSIÇÃO INCLUSÃO ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS AMBIENTAIS E DA RESILIÊNCIA

- incluir Artigo para a universalização completa do acesso a energia elétrica no país tendo como horizonte o ano de 2022.
- incluir Artigo constituindo o Fundo de Desenvolvimento Ambiental do Setor de Energia Elétrica que atuará por meio de programas estratégicos e terá como seu primeiro objetivo e programa, promover a reconstituição da mata ciliar no entorno dos reservatórios, nascentes e cursos d'água das bacias utilizadas para aproveitamentos hidroelétricos no Brasil, iniciando pela do São Francisco, como já consta, explícita, do Projeto (com a sua adequação devida) e estendendo para as demais bacias. Naturalmente há inúmeras outras atividades e programas de amplo espectro e significância, alta relevância, a serem desenvolvidos por este Fundo.
- incluir Artigo criando o Programa e Rede de Resiliência do Setor de Energia Elétrica Brasileiro, o qual passa a fazer parte mandatória de toda concessionária de serviço público de energia elétrica brasileira, assim como dos organismos integradores ONS, CCEE, EPE, entre outros, o qual será objeto de regulamentação pelo Ente Regulador.
- incluir Artigo constituindo a Rede de Conhecimento e Inteligência do Setor Elétrico Brasileiro com a formação das bases de informação, conhecimento e aprendizado integradas e disponibilizadas no ambiente interno e para o externo, em associação com as universidades, academias, instituições de educação e P&D-I&C, consumidores e fornecedores, agentes socioeconômicos, culturais e ambientais, entre outros, coordenada por instituto associado a uma das entidades governamentais do Setor, podendo ser exercido ou gerenciado por terceiro.
- incluir Artigo sobre a formação ou designação da Câmara de Arbitragem do Setor de Energia Elétrica nacional, pelos agentes setoriais, estabelecendo que a regulamentação estabelecerá os fluxos e modus operandi de sua relação com o Poder Concedente (ANEEL/MME).
- incluir Artigo promovendo a segregação das funções rede e comercialização nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, desacoplando-as de modo a se poder ter a expansão de suas atividades, com metas de melhoria de desempenho e com reduções de custos, gradualmente, para as empresas que se incumbem da função rede de distribuição de energia elétrica no país, o que implicará em menores tarifas e preços e mais serviços para os consumidores/mercado.
- incluir Artigo que permita a abertura de áreas dos aproveitamento hidroelétricos e faixas de passagem (corredores) dos sistemas de transmissão para uso público compartilhado com as comunidades, mediante a constituição de negócios, em parceria ou concedidos, com as concessionárias, conforme regulamentação específica.
- incluir Artigo estabelecendo que todos os novos grandes empreendimentos de geração e transmissão do Sistema de Energia Elétrico brasileiro terão regulamentação sobre os programas de inserção regional a serem desenvolvidos, com as condições a serem observadas e os prazos para implementação e acompanhamento de sua execução.
- incluir Artigo estabelecendo a implantação de novas métricas regulamentares para avaliação e acompanhamento do desempenho dos serviços de energia elétrica, em consonância com a nova legislação, fixando resultados e objetos a serem cumpridos pelos agentes setoriais.

PROPOSIÇÃO ADEQUAÇÃO DO TEXTO LEGAL ÀS PROPOSIÇÕES APRESENTADAS

Art 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 1º

.....

§4º

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o §5º-B;

.....

§5º

.....

II - eventual mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico; e

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo e remunerados por preço ou tarifa definida pela ANEEL. (NR)

PROPOSIÇÕES

Compatibilizar o disposto nesta lei às proposições apresentadas (de 1 a 19).

Após a aprovação da Medida Provisória, torna-se fundamental que se faça a consolidação da legislação setorial existente, que se expressa sob inúmeros institutos legais desde o Código de Águas de 1932, depurando o que vale e continua aplicável, reunindo-a para compreensão e fluência e integrando-a para constituir o Marco Legal do Setor de Energia Elétrica Brasileiro.

RESPONSÁVEL:
FMASE



Contribuições para a consulta pública tema RELATÓRIO “PRINCÍPIOS PARA A REORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO” (PORTARIA Nº 251, DE 29/06/2017)

1.1) Inclusão do Princípio “Sustentabilidade do Setor Elétrico em seus pilares plenos, quais sejam: econômico, social e ambiental”.

Justificativa:

Os Princípios apresentados à sociedade pelo MME para nortear a reorganização do SEB, se revestem de conteúdo robusto, sendo iniciativa amparada em processo participativo, que pretende o envolvimento de todos os interessados na reorganização setorial, e que tem oportunidades de melhorias, razão de estar em audiência pública.

O FMASE sugere ao MME que o documento Princípios adote uma percepção ampliada do conceito da sustentabilidade, tratado no documento como apenas ambiental, em seu item 2.2.

Dessa forma um dos princípios basilares a nortear a reorganização seria a “Sustentabilidade do Setor Elétrico em seus pilares plenos, quais sejam: econômico, social e ambiental”.

O SEB já é um setor reconhecidamente sustentável, quando observamos suas práticas e resultados para o País, sendo importante indústria de base, que avança e mantém boa parte da nossa atividade econômica, gerando cerca de 240 mil empregos diretos, 460 mil indiretos e 2,7 milhões pelo efeito renda, gera receitas sustentáveis aos investidores e impostos e taxas aos poder público da ordem de R \$ 125 bilhões, tem mais de 80 milhões de consumidores rurais e urbanos e movimenta na economia mais de R \$ 140 bilhões, tudo isso com uma matriz de geração predominantemente limpa, fazendo gestão social e ambiental responsável.

Esse desempenho notável do setor existe em função de forte regulação do poder concedente, e é a reforma desse arcabouço de regras e estruturas que o governo, coloca em discussão. E dentro da reorganização não pode faltar um aspecto, aparentemente não vinculado a competência do MME, que porém impacta fortemente o SEB nos aspectos de ampliação de prazos para implantação de empreendimentos e sua operação, com custos crescentes aos empreendedores na gestão dos ativos, aumento da tarifa e perda na eficácia do atendimento à população, prejudicando o País, que é o licenciamento ambiental das atividades de energia consideradas de Utilidade Pública.

Nos desdobramentos da reforma deve-se avaliar proposição de procedimentos de licenciamento das atividades de energia de forma que o mesmo cumpra cada vez mais os princípios da eficiência, da finalidade e do interesse público, para que o SEB passa continuar como exemplo de sustentabilidade.

Deve-se também, idealmente, incluir na reforma mecanismos para a garantia de sustentabilidade ambiental setorial, dentre outros com o reconhecimento pelo setor de custos socioambientais imputados formalmente aos empreendimentos setoriais, sejam por forças de condicionantes ambientais ou por meio de outras obrigações legais.

Existem enormes possibilidades de ganhos para o SEB, para a sociedade e para o País, promovendo a revisão da legislação ambiental para os projetos de utilidade pública de energia, tornando-a mais objetiva, célere em seus ritos, sem perder a qualidade dos estudos ambientais.

- 1.2) Inclusão do Princípio “Atuação setorial baseada na ecoeficiência, na tomada de decisões participativas, na análise do ciclo de vida de tecnologias alternativas, na adoção de práticas de promoção do desenvolvimento sustentável com permanente gestão de riscos e oportunidades”.

Justificativa: Esses são valores já praticados pelo SEB e sua inclusão no documento reforça sua importância na governança setorial.

- 2) Contribuições para a consulta pública relativa a Nº 5/2017/AEREG/SE para inclusão na MP. Pontos essenciais

- 2.1) Comprovado tempestivamente o ingresso do requerimento da licença no órgão ambiental, o requerente ficará obrigado a demonstrar, a cada seis meses, contados da data de comprovação do ingresso do requerimento da licença no órgão ambiental competente, até que a licença ambiental seja apresentada, que o procedimento de licenciamento ambiental está em curso e pendente de conclusão, e que o requerente tem adotado as medidas necessárias à obtenção da licença ambiental. Caracterizada essa situação de regularidade do processo, e não sendo emitida a Licença de Operação nos prazos legais dos órgãos licenciadores, não haverá penalização por parte do poder concedente.

Justificativa:

Essa iniciativa, adotada recentemente pelo poder concedente no caso do marco da mineração, tendo como referência o disposto na MP 790, de 25 de julho de 2017, em seu artº 41, &6º, objetiva a não penalização dos agentes, que cumprindo todo o tramite das obrigações do licenciamento ambiental, tenham suas licenças ambientais postergadas pelo órgão licenciador, além dos prazos legais, sem justificativa, impactando prazos dados pelo poder concedente para a implantação

dos empreendimentos, sujeitando-os a penalizações por descumprimento dos contratos.

- 2.2) Os empreendimentos de geração e de transmissão serão licitados pelo poder concedente após obtidas as respectivas licenças prévias ambientais.

Justificativa:

Essa iniciativa objetiva o incremento da Segurança Regulatória dos Leilões de Novos Empreendimentos de Transmissão.

No contexto do setor elétrico brasileiro, o processo de licenciamento ambiental foi definido e estruturado a partir do ano de 1986, com a edição da Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA nº. 001/86, tendo sido devidamente elucidado e normatizado pelas Resoluções CONAMA nº 06/87 e nº 237/97. Tais resoluções definiram e tornaram obrigatória a obtenção da Licença Prévia – LP, Licença de Instalação – LI e Licença de Operação – LO.

Esses diplomas devem ser precedidos da apresentação e aprovação de documentos técnicos específicos, consubstanciados respectivamente no Estudo de Viabilidade Técnico e Socioambiental – EVTA, Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA e Projeto Básico Ambiental – PBA. No modelo vigente, existe a obrigação de obtenção da LP antes dos leilões das concessões de empreendimentos do setor elétrico no segmento de geração. A mesma exigência não ocorre no segmento da transmissão, onde os empreendimentos são leiloados apenas com o Relatório R3 aprovado que, conforme pode ser observado na abaixo, estaria cumprindo, para este segmento, papel análogo ao dos Estudos de Inventário para os empreendimentos hidrelétricos. Observa-se a necessidade de aprimoramento da elaboração dos Relatórios R3 para que possam cumprir este papel.

A assimetria de tratamento entre o segmento de geração e transmissão no modelo atual, tem causado sérios prejuízos ao setor elétrico e aos consumidores de energia, tendo em vista que, diversas vezes, os empreendimentos de geração alcançam a condição de plena operação comercial sem que haja conexão disponível no segmento de transmissão, devido ao prazo estabelecido para obtenção da LP e da LI, muitas vezes não compatível com as exigências decorrentes do licenciamento ambiental desses empreendimentos.

Esta proposição consiste na obrigatoriedade da existência da Licença Prévia – LP para que se possa efetuar os leilões no segmento de transmissão, a qual deverá ser viabilizada pelo Poder Concedente, devendo, neste caso, ser avaliada a possibilidade da obtenção da LP ficar sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ou outro agente do SEB designado.

A definição dos procedimentos para a realização dos estudos necessários para a obtenção da LP no contexto do segmento de transmissão, após a implantação desta proposição, certamente passará por uma interlocução entre os diversos atores envolvidos com a questão não se privando, certamente, da participação dos empreendedores interessados, nos mesmos moldes hoje praticados pelo segmento de geração.

- 2.3) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, quando caracterizadas situações que comprometam a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético ou a necessidade de sistemas de transmissão de energia, definirão os empreendimentos estratégicos para fins de licenciamento pela União.

Justificativa: O Decreto 8437 de 22 de abril de 2015, que regulamenta o disposto no artº 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº140, de 8 de dezembro de 2011, estabelece as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União. E prevê que mediante manifestação do CMSE e do CNPE, mediante certas condições de criticidade para a segurança do suprimento eletroenergético algumas instalações serão licenciadas pela União.

Definir empreendimentos estratégicos do SEB, independente de seu porte, potencial poluidor e localização para serem licenciados pela União, é uma iniciativa de extrema importância para agilização da implantação dos mesmos, visto a celeridade dada pelo Ibama nesse processo, frente aos órgãos estaduais.

Ter essa atribuição definida e forma explícita e contundente em Lei, fortalece o encaminhamento proposto, que encontra amparo no disposto no Decreto acima referenciado, da lavra do MMA, onde fica claro que a União promoverá os licenciamentos aqui preconizados.

- 2.4) Proposta de inclusão de um novo parágrafo, o de número 20, no item 3.153 conforme abaixo:

§20. Não havendo agentes interessados na licitação da outorga referida no §19, os bens vinculados ao aproveitamento e suas respectivas obrigações inclusive ambientais reverterão ao Poder Concedente;

Justificativa:

A legislação ambiental estabelece procedimentos bem definidos quanto à responsabilidade do gestor de empreendimento de geração de energia hidrelétrica, em particular quanto ao cumprimento de obrigações ambientais relacionadas a regularização ambiental, com destaque para as condicionantes ambientais.

Essas obrigações são responsabilidade do detentor das licenças ambientais, e somente serão transferidas a outros gestores, decorrentes de mudança de titularidade dessas licenças. Esse é um ponto de atenção, pois no caso de transferência da outorga decorrente de novo processo licitatório, ou de reversão do bem ao poder concedente, é preciso fazer a mudança dessa titularidade, sob pena de se imputar custos e riscos ao concessionário anterior, que continuaria como responsável no órgão ambiental, e eventualmente até mesmo pelo MP.

Essa inclusão do parágrafo 20 objetiva deixar claro, que em não tendo havido um interessado na licitação referenciada, e o bem sendo revertido ao Poder Concedente, para ele irão as obrigações decorrentes da Licenças Ambientais,

devendo ser feita de forma transparente a mudança da titularidade das licenças, retirando obrigações do antigo concessionário.

- 3) Contribuições para a consulta pública relativa a Nº 5/2017/AEREG/SE contemplando pontos que podem ser atendidos extra MP, por meio de Resoluções Normativas ou Autorizativas do Poder Concedente.

3.1) Normatização visando a efetiva remuneração dos custos associados a demandas da administração pública em instalações do SEB

Justificativa

A questão da incorporação dos custos socioambientais na remuneração das geradoras, por meio da adequada regulamentação do §6º do artigo 1º da Lei 12.783/2013 vem sendo discutida intensamente junto ao Poder Concedente há algum tempo, tendo se intensificado desde a edição da Medida Provisória 579/2012, em 11/09/2012. As primeiras discussões tiveram início por ocasião da Audiência Pública ANEEL 026/2013, com vistas à revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, instituído pela Resolução Normativa nº 444, de 26/10/2001, quando foram reconhecidas as sugestões para incorporação dos custos dos empreendimentos em operação, que abrangem boa parte das situações nas quais as empresas realizam suas atividades ambientais, com vistas ao desenvolvimento sustentável. Nesta ocasião, foi sugerida a incorporação dos seguintes custos:

- a. Os custos advindos do processo de licenciamento ambiental (implantação e monitoramento de programas, trâmites burocráticos, pagamento de taxas para obtenção e renovação de licenças, etc.);
- b. Os custos advindos do cumprimento de legislação ambiental específica em âmbito nacional, estadual ou municipal;
- c. Os custos oriundos de condicionantes exigidos por agentes de financiamento;
- d. Os custos associados às atividades que contribuem para a sustentabilidade dos empreendimentos e para a otimização dos processos que utilizam recursos naturais; e
- e. Os custos associados às atividades que contribuem para o cumprimento da Política Nacional de Meio Ambiente e para os Acordos Ambientais Internacionais dos quais o Brasil seja signatário.

O cenário começou a se alterar quando da Audiência Pública ANEEL 031/2014, ao tratar do regramento que disciplinaria a remuneração dos investimentos em usinas hidrelétricas cotistas, visando manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço, que possibilitou a introdução de importantes avanços no regramento desta modalidade de geração de energia elétrica.

Os avanços se confirmaram por meio de algumas proposições presentes na minuta do Submódulo 12.3 do documento, onde foi possível perceber a preocupação da Agência em preencher lacunas regulatórias deixadas durante a edição da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Como defendido pelos agentes nessa época, o reconhecimento na remuneração dos investimentos em melhorias e ampliações realizadas nas usinas configurava-se em condição fundamental para garantir a qualidade e a continuidade desses

empreendimentos nos próximos anos, garantindo sustentabilidade empresarial mínima aos concessionários.

Em que pese os avanços observados na proposta de regulação, um ponto imprescindível não foi abordado na Audiência Pública 031/2014, qual seja, o reconhecimento das despesas relacionadas às “**demandas ambientais**”.

A regulamentação tem exigido dos empreendimentos hidrelétricos compensações ambientais cada vez maiores, produzindo um ônus que não foi reconhecido nas receitas das usinas que operam dentro do regime de cotas. Na Nota Técnica nº032/2014-SRG-SRE/ANEEL, documento que subsidiou os encaminhamentos da Audiência Pública ANEEL 031/2014, o problema é tangenciado, contudo sem oferecer solução:

“53. Pelos aditivos contratuais das usinas alcançadas pela Lei nº 12.783/13, existem três fontes de recursos para as novas concessões: (i) custos de operação e manutenção; (ii) melhorias; e (iii) ampliações. Porém, há outros gastos que precisam ser equacionados, com destaque para investimentos associados a demandas da administração pública, tais como licenciamento ambiental, outorga pelo uso da água, etc. e investimentos em bens não reversíveis, como hardware, veículos, infraestrutura administrativa, etc.

54. Dessa forma, para investimentos em bens não reversíveis, prever-se-á remuneração para investimentos que somem até 5% da GAGO&M. Já para aqueles decorrentes de demandas da administração pública, ainda não há convergência das áreas técnicas para o encaminhamento a ser dado. Avalia-se trata-los em O&M ou como investimento, sem remuneração. Por enquanto, não foi incorporado à minuta do normativo texto referente a demandas da administração público. ” (grifo nosso)

Entretanto, a despeito do exposto na Nota Técnica ANEEL 032/2014, a Resolução Normativa 605/2014, de 19/03/2014, aprovou o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, cuja revisão incorporou integralmente as sugestões apresentadas na Audiência Pública ANEEL 026/2013, citada anteriormente.

Nesse contexto, os agentes do setor defendiam fortemente que os custos socioambientais relacionados no MCSE, e que são divulgados no Balanço Social das empresas a partir de 2015, deveriam ser considerados no cálculo da receita regulada das referidas concessionárias de geração e classificadas como “**Demandas da Administração Pública**”, conforme brevemente exposto na Nota Técnica 032/2014.

No processo de evolução do entendimento da ANEEL sobre o tema, existem divergências de entendimento nas Superintendências da ANEEL (SRG e SRE), que pode ser constatado na Nota Técnica nº 078/2014-SRG-SRE/ANEEL.

Pelo entendimento da SRG existe a necessidade de reconhecimento de adicional de receita para ressarcir as despesas com demandas da Administração Pública.

Para a SRE, o entendimento é que se as referidas demandas culminarem em investimentos a serem realizados pelos concessionários, os custos serão tratados nos termos da regulação existente, enquanto que se as referidas demandas culminarem em despesas operacionais, estas devem ser geridas com os recursos da GAGo&m, pois nos Aditivos aos Contratos de Concessão, as concessionárias reconheceram que a GAG definida no referido Contrato era suficiente, em 1º de janeiro de 2013, para manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, porém esse equilíbrio econômico não contempla arcar com novas demandas de investimentos e despesas operacionais, associados a possíveis exigências por parte da ANEEL, ANA, IBAMA, IPHAN, ONS, etc. (grifo nosso)

Apesar desses entendimentos terem sido considerados divergentes pelas Superintendências envolvidas e pela Relatoria do processo, avaliamos que ambos são pertinentes e, principalmente, não são mutuamente excludentes.

Neste contexto, reafirmamos nossa convicção de que, para as novas demandas da Administração Pública, cujos custos se materializaram após 1º de janeiro de 2013, existe a necessidade de ressarcimento dos custos envolvidos, mediante estabelecimento de Resoluções Normativas ou Autorizativas.

Cabe ainda registrar que os empreendimentos de geração objeto desta proposição, quais sejam aqueles alcançados pela Lei 12.783/2013, possuem tratamento idêntico no quesito da regulação tarifária dos segmentos de transmissão e distribuição sendo que estes então, por isonomia, devem ser considerados no pugnado ressarcimento dos custos aqui discutido.

Esta proposição considera fundamental a edição de Norma Específica que discipline o reconhecimento e estabeleça, de forma clara, o ressarcimento dos custos socioambientais (diretos), oriundos de demandas da administração pública, dos empreendimentos em operação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, quais sejam:

1. Os custos advindos do processo de licenciamento ambiental (implantação e monitoramento de programas, tramites burocráticos, pagamento de taxas para obtenção e renovação de licenças, etc.);
2. Os custos advindos do cumprimento de legislação ambiental específica em âmbito nacional, estadual ou municipal;
3. Os custos decorrentes de regulamentações específicas de Agências e Órgãos Reguladores (ANEEL, ANA, ONS) que, por sua natureza se caracterizam como mais uma das demandas da administração pública (iniciativas de segurança, riscos socioambientais, melhoria da base de dados, controle de cheias, etc.);
4. Os custos oriundos de condicionantes exigidos por agentes de financiamento;
5. Os custos associados às atividades que contribuem para a sustentabilidade dos empreendimentos e para a otimização dos processos que utilizam recursos naturais;
6. Os custos associados às atividades que contribuem para o cumprimento da Política Nacional de Meio Ambiente e para os Acordos Ambientais Internacionais dos quais o Brasil seja signatário.

- 4) Contribuições vinculadas a consulta pública relativa a Nº 5/2017/AEREG/SE para registro de importância e tratamento extra MP, em eventuais negociações com Ministério do Meio Ambiente, observada a pertinência e oportunidade.

4.1) Criação e estruturação de Autarquia Federal de Licenciamento Ambiental: É fundamental que o Estado volte a analisar a questão da consolidação definitiva da Autarquia de Licenciamento Ambiental na esfera federal, a exemplo do que foi executado no passado com a criação das diversas Agências Reguladoras, dado que o licenciamento ambiental é uma função do Executivo, sendo capital para propiciar o adequado funcionamento dos setores produtivos, quando o país almeja o desenvolvimento sustentável.

4.2) Inexigibilidade da exigência do Cadastro Ambiental Rural (CAR) e da Reserva Florestal Legal de áreas industriais nos processos de regularização ambiental dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

4.3) Otimização dos prazos de análise dos empreendimentos de utilidade pública vinculados aos Sistemas de Geração e de Transmissão, com emissão das licenças ambientais de forma concomitante (LP, LI+LO), e definição de potenciais poluidores a cargo dos entes do Sisnama, em alinhamento com os conceitos e porte das instalações vigentes nos setor elétrico

Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico

9/08/2017

RESPONSÁVEL:
Jorge Valente

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO DE MERCADOS
MESTRADO PROFISSIONAL EM REGULAÇÃO E GESTÃO DE NEGÓCIOS

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE

NOVA SISTEMÁTICA DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL DE ENERGIA
ELÉTRICA: uma alternativa para se evitar a suspensão total do fornecimento,
reduzir custos e aprimorar procedimentos.

BRASÍLIA

2013

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE

**NOVA SISTEMÁTICA DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL DE ENERGIA
ELÉTRICA: uma alternativa para se evitar a suspensão total do fornecimento,
reduzir custos e aprimorar procedimentos.**

Dissertação apresentada ao Departamento de
Economia da Universidade de Brasília para
obtenção do Título de Mestre em Regulação.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Xavier Ywata
de Carvalho

BRASÍLIA
2013

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE

**NOVA SISTEMÁTICA DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL DE ENERGIA
ELÉTRICA: uma alternativa para se evitar a suspensão total do fornecimento,
reduzir custos e aprimorar procedimentos.**

Dissertação de Mestrado

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Xavier Ywata de Carvalho
UnB/IPEA

Coorientador: Prof. Dr. Paulo César Coutinho
UnB

Membro: Dr. Rogério Boueri de Miranda
IPEA

Brasília, 16 de dezembro de 2013

Para Paula Valente Pessoa

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, criador de todas as coisas, pela vida e por todas as oportunidades de crescimento e aprendizagem.

Aos meus pais, pelo amor e atenção e por sempre acreditarem no valor da educação.

A todos que, de alguma forma, contribuíram com o esclarecimento de dúvidas e me auxiliaram na obtenção de dados e documentos, em especial aos colegas da ANEEL Camila Figueiredo Bomfim Lopes, Daniel José Justi Bego, Henrique Tavares Mafra, Leonardo Finamore Ivo, Márcio Andrey Roselli, Maria Luiza Ferreira Caldwell, Maxwell Marques de Oliveira, Oberdan Alves de Freitas e Sheyla Maria das Neves Damasceno, e também aos Srs. José Gabino Matias dos Santos e Vicente Gomes Parente.

Por fim, chegando o que recebera um talento, disse: 'Senhor, eu sabia que és homem severo, que colhes onde não semeaste e ajuntas onde não espalhaste. Assim, amedrontado, fui enterrar o teu talento no chão. Aqui tens o que é teu'. A isso lhe respondeu o senhor: 'Servo mau e preguiçoso, sabias que colho onde não semeei e que ajunto onde não espalhei? Pois então devias ter depositado o meu dinheiro com os banqueiros e, ao voltar, receberia com juros o que é meu. Tirai-lhe o talento que tem e dai-o àquele que tem dez, porque a todo aquele que tem será dado e terá em abundância, mas daquele que não tem até mesmo aquilo que julga ter lhe será tirado. (Mt, 25, 24-29)

E vindo os primeiros, pensaram que receberiam mais, mas receberam um denário cada um também eles. Ao receber, murmuravam contra o pai de família, dizendo: 'Estes últimos fizeram uma hora só e tu os igualastes a nós, que suportamos o peso dia e o calor do sol'. Ele, então, disse a um deles: 'Amigo, não fui injusto contigo. Não combinamos um denário? Toma o que é teu e vai. Eu quero dar a este último o mesmo que a ti. Ou não me é permitido fazer dos meus bens o que me apraz? Porventura vês com maus olhos que eu seja bom? Assim, pois, os últimos serão os primeiros e os primeiros serão os últimos'. [Com efeito, muitos serão os chamados, mas poucos os escolhidos.] (Mt, 20, 10-16)

RESUMO

A Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) é uma forma de transferência de renda que busca proporcionar às famílias de menor poder aquisitivo um alívio de seus gastos com energia elétrica. Atualmente os benefícios são concedidos na forma de descontos decrescentes, aplicados ao longo de quatro faixas de consumo. Tal sistemática gera, contudo, dificuldades na implantação de disposições normativas e novas alternativas tecnológicas, além de dificultar o entendimento e o poder de escolha dos próprios consumidores, o que pode ser constatado pela sua indiferença ou ausência de resposta para se manter em determinada faixa de consumo. Diante dessas questões, este trabalho objetiva o desenvolvimento de uma nova sistemática de aplicação de descontos. Propõe-se aqui a adoção de uma única faixa de consumo gratuito, cujo valor não ocasione maior pressão nas contas públicas e seja vantajoso para a maioria dos atuais beneficiados. Esta nova sistemática permitiria ainda o estabelecimento de um procedimento alternativo à suspensão do fornecimento, fazendo com que uma quantidade considerável de consumidores inadimplentes (potencialmente mais humildes e vulneráveis) fique sujeita não mais a uma interrupção total de um serviço tido como essencial, mas tão somente a uma restrição no seu consumo até o limite da gratuidade.

Palavras-chave: tarifa social de energia elétrica, descontos decrescentes, faixa de consumo gratuito, corte social.

RESUMEN

La Tarifa Social de Energía Eléctrica (TSEE) es una forma de transferencia de renta que busca proporcionar a las familias de menor poder adquisitivo un alivio en sus gastos con energía eléctrica. Actualmente, los beneficios son concedidos en forma de descuentos decrecientes, aplicados a lo largo de cuatro franjas de consumo. Sin embargo, este sistema genera dificultades en la implantación de disposiciones normativas y nuevas alternativas tecnológicas, además de dificultar el entendimiento y el poder de escoger de los propios consumidores, lo que puede ser constatado por su indiferencia o ausencia de respuesta para mantenerse en determinada franja de consumo. Frente a esas cuestiones, este trabajo objetiva el desarrollo de un nuevo sistema de aplicación de descuentos. Se propone entonces la adopción de una única franja de consumo gratuito, cuyo valor no ocasione mayor presión en las finanzas públicas y que al mismo tiempo sea ventajoso para la mayoría de los actuales beneficiados. Esto permitiría el establecimiento de un procedimiento alternativo a la suspensión del suministro, haciendo con que una cantidad considerable de consumidores en situación de débito (potencialmente más humildes y vulnerables) estén sujetos no más a una interrupción total de un servicio considerado como esencial, sino que a una restricción en su consumo hasta el límite de la gratuidad.

Palabras-clave: tarifa social de energía eléctrica, descuentos decrecientes, franja de consumo gratuito, corte social.

ABSTRACT

The TSEE (*Tarifa Social de Energia Eléctrica* – Social Tariff for Electric Energy) is a kind of income transfer that aims to provide for low income families a relief from their energy expenses. Currently the benefits are granted in the form of decreasing discounts applied along four blocks of consumption. Such systematic creates, however, difficulties in the implementation of normative commands and new alternative technologies, also affecting the understanding and the power of choice of the consumers, what can be noted by their indifference or lack of response to keep their consumption in certain range. Given these issues, this paper aims to develop a new systematics of discounting. We propose the adoption of a single free basic consumption, calculated in a way not to cause pressure on public accounts and to be advantageous for the majority of the current beneficiaries. This new systematic would also allow the establishment of an alternative procedure instead of cut off supply, making that a considerable number of defaulting consumers (potentially most humble and vulnerable) no longer be subject to a total interruption of a service considered essential, but only to a restricted consumption until the limit of gratuity.

Keywords: social tariff for electric energy, decreasing discounts, free basic consumption, restriction of energy consumption.

ABSTRACT

Der TSEE (*Tarifa Social de Energia Eléctrica* – Strom-Sozialtarif) ist ein Transfereinkommen, der einkommensschwache Familien bei ihren Energiekosten entlasten soll. Derzeit werden Vergünstigungen als gestaffelte Rabatte gewährt, die vier Verbrauchsniveaus entsprechend festgelegt werden. Allerdings erschwert dieses System die Einführung neuer technischer Alternativen und Regelungen und beeinträchtigt das Verständnis und die Entscheidungskraft der Verbraucher. Das merkt man an der Gleichgültigkeit oder mangelnden Ansprechbarkeit, sich auf einem bestimmten Verbrauchsniveau zu halten. In Anbetracht dieser Belange ist es der Zweck dieser Studie, ein neues Rabattgewährungssystem zu entwickeln. Wir schlagen vor, ein kostenloses Grundkontingent anzuwenden, dessen Wert nicht noch einen größeren Druck auf den Staatshaushalt ausübt und dennoch von Vorteil für die meisten der jetzigen Berechtigten ist. Dieses neue System würde außerdem eine Alternative zu einer Versorgungsunterbrechung bieten. Eine große Anzahl säumiger Verbraucher, die wohl auch einkommensschwächer und hilfloser sind, wären nicht mehr der völligen Unterbrechung einer lebensnotwendigen Dienstleistung ausgesetzt, sondern ihr Stromverbrauch müsste sich innerhalb des Gratis-Sockels halten.

Schlüsselwörter: *Tarifa Social de Energia Eléctrica* (Strom-Sozialtarif), gestaffelte Rabatte, kostenloses Grundkontingent, soziales Sockeltarifmodell.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Histórico da quantidade de consumidores beneficiados pela TSEE.....	21
Figura 2 – Restrição orçamentária e as escolhas possíveis de serem feitas pelo consumidor.....	28
Figura 3 – a) Curvas de indiferença, b) Cestas preferidas pelo consumidor e c) Escolha ótima permitida pelo orçamento do consumidor.....	29
Figura 4 – a) Restrição orçamentária com quina convexa e b) Restrição orçamentária com quina côncava.....	30
Figura 5 – Exemplos de efeitos inesperados advindos em restrições orçamentárias com quinas.....	31
Figura 6 – a) Ilustração esquemática das quinas geradas nas restrições orçamentárias em função das b) Mudanças no valor das tarifas em cada faixa de consumo.....	32
Figura 7 – a) Orçamento ao longo da vida, com e sem o efeito da Seguridade Social e b) Distribuição das idades com que as pessoas se aposentam nos Estados Unidos..	35
Figura 8 – Exemplo de uma distribuição de lucro líquido reportada no artigo <i>Earnings managment to avoid earnings decreases and losses</i> (1997).....	36
Figura 9 – Histograma da potência de aproveitamentos hidrelétricos entre 0 e 2.000 kW, computando-se o número de empreendimentos existentes em faixas de 100 kW..	37
Figura 10 – Histograma da potência de aproveitamentos hidrelétricos acima de 10 MW até 50 MW, computando-se o número de empreendimentos existentes em faixas de 2,5 MW.....	37
Figura 11 – Mapa com a distribuição das empresas que compuseram a amostra.....	39
Figura 12 – Histograma com a distribuição do consumo medido das unidades consumidoras que compuseram a amostra de setembro de 2012.....	40
Figura 13 – Distribuição do consumo medido ao redor de: a) 30 kWh; b) 100 kWh; e c) 220 kWh.....	41
Figura 14 – Esquemas de programas com efeito na margem a) extensiva e b) intensiva.....	44
Figura 15 – Distribuição das médias de consumo gratuito – Dados de 2009.....	47
Figura 16 – Distribuição das médias de consumo gratuito – Dados de 2013.....	47
Figura 17 – Evolução do consumo médio (kWh) da subclasse residencial baixa renda	48
Figura 18 – Montante de energia custeada pela TSEE com a sistemática atual e com a aplicação de faixas gratuitas de 45 e 50 kWh em função da energia total medida.....	50
Figura 19 – Ilustração das possíveis mudanças de consumo ao se adotar uma faixa de gratuidade. As setas verdes indicam aumento de consumo e as setas vermelhas diminuição.....	51
Figura 20 – Dispersão do consumo de energia elétrica em função da renda do titular da unidade consumidora.....	53
Figura 21 – Mapa do IDH-Renda 2010 por Município.....	55
Figura 22 – Dispersão da gratuidade média em função do IDH-Renda do Estado onde se localiza a distribuidora.....	55
Figura 23 – Conjunto de histogramas com o perfil de consumo de residências de baixa renda (no lado esquerdo) e das demais residências (no lado direito) que não recebem os descontos da TSEE.....	60
Figura 24 – Ilustração do gerenciamento do limite de gratuidade durante a aplicação do corte social.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Exemplos de critérios definidos em Portarias do DNAEE para a concessão do benefício da tarifa social de energia elétrica.....	14
Tabela 2 – Faixas de consumo e percentual de descontos atualmente concedidos.....	15
Tabela 3 – Faixas de consumo e descontos concedidos antes da Portaria DNAEE nº 437/95.....	15
Tabela 4 – Comparação da quantidade de beneficiados antes e após a Lei nº 10.438/02.....	20
Tabela 5 – Despesas, saldos e receitas da CDE para o ano de 2013.....	25
Tabela 6 – Quantidade de unidades consumidoras da amostra obtida com as informações de faturamento de setembro de 2012.....	39
Tabela 7 – Exemplos de tarifas e valores (sem impostos) de um faturamento médio pela TSEE.....	43
Tabela 8 – Estimativa de valores de gratuidade média e percentuais de impacto sobre a CDE.....	46
Tabela 9 – Estimativas de impacto na CDE para faixas gratuitas de 45, 50 e 60 kWh.....	49
Tabela 10 – Quantidade de unidades, por faixa de consumo, homologadas em agosto de 2013.....	50
Tabela 11 – Despesa monetária e não monetária média mensal familiar com energia elétrica.....	54
Tabela 12 – Custos reconhecidos no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias para as distribuidoras realizarem religação normal, religação de urgência e corte.....	72

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
2 HISTÓRICO NORMATIVO.....	13
3 RESTRIÇÕES ORÇAMENTÁRIAS COM QUINAS.....	27
4 RESPOSTA DO CONSUMIDOR À SISTEMÁTICA ATUAL.....	33
5 PROPOSTA DE ADOÇÃO DE UMA FAIXA DE CONSUMO GRATUITO.....	43
6 VANTAGENS OPERACIONAIS DA FAIXA DE CONSUMO GRATUITO.....	58
7 PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DO “CORTE SOCIAL”	63
8 CONCLUSÃO.....	76

1 INTRODUÇÃO

Antes das mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro nas últimas décadas, as diversas distribuidoras do país já adotavam critérios para a concessão de descontos tarifários aos consumidores residenciais classificados como de baixa renda. A extensão de sua aplicação em algumas distribuidoras, contudo, era em grande medida dificultado pelos próprios critérios de elegibilidade, o que se torna claro pela simples comparação do quantitativo de consumidores contemplados à época.

A edição da Lei nº 10.438, de 2002, assim como a regulamentação subsequente, produziu substancial mudança nessa forma de transferência de renda, estabelecendo critérios de elegibilidade que aumentaram sobremaneira a quantidade de consumidores beneficiados. Na esteira dessas mudanças, destacaram-se: **i)** a simplicidade dos novos critérios frente aos anteriormente estabelecidos por meio das Portarias do Departamento Nacional Águas e Energia Elétrica (DNAEE); e **ii)** a utilização de recursos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) na forma de subvenção econômica.

Os recursos necessários para subsidiar os consumidores de baixa renda de uma dada distribuidora não mais seriam arrecadados unicamente dos demais consumidores dessa distribuidora e sim também, em sua maior parte, por meio de uma conta nacional suportada por todos os consumidores do país. A Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE passou a constituir-se, então, não só em um programa de transferência de renda dentro de cada distribuidora, mas em um programa de transferência de recursos entre diferentes distribuidoras e regiões.

Um dos critérios, todavia, partia da associação entre o baixo consumo de energia de uma residência e a baixa renda de seus moradores. Mesmo que inicialmente esta tenha sido uma escolha aceitável para que um maior número de famílias percebesse os benefícios sem maiores trâmites burocráticos – e sem depender de campanhas de divulgação – esta medida acabou por gerar o problema contrário, ou seja, muitos consumidores que não possuíam o perfil desejado passaram a ser beneficiados. Esta distorção foi avaliada e apontada em maiores detalhes tanto em relatório elaborado pelo Tribunal de Contas da União (TCU) como

pelo Estudo sobre o Perfil Sócio-econômico dos Consumidores Residenciais de Energia Elétrica no Brasil (2006).

Nesse contexto insere-se então este trabalho, o qual possui como objetivo principal o desenvolvimento de uma nova sistemática de aplicação da TSEE, avaliando-se a resposta dos consumidores frente à sistemática atual, que concede descontos decrescentes ao longo de quatro faixas de consumo.

Partindo-se de um novo cenário, com a adoção de uma única faixa de consumo gratuito, esta proposta busca ainda: **i)** facilitar o controle e o acompanhamento da aplicação de recursos pelos agentes responsáveis; **ii)** simplificar procedimentos e agilizar o trâmite de informações; **iii)** facilitar o entendimento e o acompanhamento dos consumidores envolvidos, permitindo assim, quando possível, uma ação efetiva para se manter dentro da faixa de consumo gratuito; **iv)** melhorar a própria visualização das informações de consumo e de tarifa nas faturas de energia; **v)** facilitar estimativas de impacto das políticas públicas, projeções de receitas necessárias ou evitadas no caso de futuras alterações do percentual de descontos ou das faixas de consumo; e, por fim, **vi)** estabelecer um procedimento alternativo à suspensão total do fornecimento, permitindo-se com que uma quantidade considerável de consumidores inadimplentes – ressalte-se aqui os potencialmente mais humildes e vulneráveis – fiquem sujeitos não mais ao corte, mas tão somente a uma restrição no seu consumo: o corte social.

Ao longo deste trabalho, apresentaremos, então, as diversas dificuldades impostas pela atual sistemática, assim como as vantagens, os impactos e outros aspectos relacionados com a presente proposta. O Capítulo 2 apresenta o histórico normativo, desde a criação da subclasse residencial de baixa renda para fins tarifários até as alterações recentes nos critérios de elegibilidade e origem dos recursos. O Capítulo 3 trata das implicações relacionadas com a concessão de benefícios que alteram os limites da restrição orçamentária, criando quinas que podem produzir mudanças na demanda contrárias daquelas que seriam previstas pela teoria econômica. O Capítulo 4 apresenta a questão da resposta do consumidor de pequeno porte em um ambiente de informações reduzidas e assimétricas; como uma possível resposta se traduziria em pontos de acumulação em torno das quinas da restrição orçamentária; além de avaliar o comportamento dos próprios consumidores de energia elétrica beneficiados pela tarifa social. O Capítulo 5

desenvolve a proposta de alteração da sistemática atual dos descontos da tarifa social; propõe a criação de uma faixa equivalente de gratuidade; e avalia as suas implicações fiscais e as vantagens e as desvantagens para o universo atual dos consumidores beneficiados. No Capítulo 6 são descritas algumas das dificuldades operacionais ocasionadas pela sistemática atual, seja quando da aplicação de comandos normativos seja quando se pretende introduzir novas tecnologias de medição, tarifação ou faturamento. No Capítulo 7 é apresentada discussão acerca da essencialidade da energia elétrica e o conflito subjacente a sua interrupção deliberada no caso de inadimplemento, assim como também é apresentada a proposta de restrição do fornecimento até o limite da faixa de gratuidade em substituição a suspensão total do fornecimento. No Capítulo 8 são feitas as considerações finais e a conclusão.

2 HISTÓRICO NORMATIVO

Podemos identificar na Portaria DNAEE nº 922, de 28 de julho de 1993, o marco inicial dos atos que dariam origem à Tarifa Social de Energia Elétrica¹. Esta Portaria contava com um prazo de 30 dias para que as distribuidoras elaborassem estudos e encaminhassem propostas com o objetivo de estabelecer política tarifária para o atendimento de consumidores residenciais de baixa renda. Não verificamos a concretização de medidas para a sua aplicação, mas, de certa forma, é interessante notar a redação do § 1º do seu artigo 1º, no qual se demonstra a preocupação de conceder um desconto tarifário sobre um consumo mínimo de referência, suficiente para suprir as necessidades de conforto, iluminação, conservação de alimentos, acesso a informação e lazer – como veremos adiante, essa não foi a sistema prevalente na forma de se concederem os descontos do que viria a ser a TSEE.

Posteriormente, em 03 de novembro de 1995, no uso de suas atribuições regimentais e considerando a necessidade de ser estabelecida uma classe² que identificasse entre os consumidores residenciais aqueles de baixo poder aquisitivo –

¹ A título de curiosidade, a Portaria em questão se encontra integralmente reproduzida no Anexo A.

² O Decreto nº 41.019/1957, alterado pelo Decreto nº 75.887/1975, define em seu art. 177 a existência de 7 grupos de atividades dentro das quais os consumidores devem ser classificados para fins tarifários: **i)** residencial; **ii)** industrial; **iii)** comercial, serviços e outras atividades; **iv)** rural; **v)** poderes públicos; **vi)** iluminação pública; **vii)** serviços públicos; e **viii)** consumo próprio.

para que pudesse ser praticada política tarifária mais adequada – o DNAEE emitiu a Portaria nº 437, alterando o inciso I do art. 19 da Portaria nº 222, de 22 de dezembro de 1987. Foi criada, assim, de maneira formal, a subclasse residencial baixa renda, caracterizada à época com a seguinte redação:

residencial baixa renda – fornecimento para unidade consumidora residencial, caracterizada como “baixa renda” nos programas especiais de atendimento mantidos pela concessionária de serviço público de energia elétrica, em sua área de concessão. A caracterização das unidades consumidoras a serem enquadradas nesta subclasse deverá ser submetida pelas concessionárias à prévia aprovação do DNAEE.

Conforme dispunha a definição acima, o enquadramento na nova subclasse dependeria ainda de uma caracterização complementar, a ser elaborada por cada distribuidora para posterior aprovação do DNAEE. Tal sistemática resultou em uma miríade de critérios. A Tabela 1 abaixo apresenta alguns exemplos de portarias publicadas pelo DNAEE, sendo que na prática a situação era ainda mais complicada, pois, além das disposições definidas por meio das referidas portarias, havia também a caracterização – como aspectos construtivos e até a localização do imóvel – estabelecida por meio das normas técnicas de cada empresa. No Anexo B consta um exemplo de Portaria com a definição de critérios pelo DNAEE.

Tabela 1 – Exemplos de critérios definidos em Portarias do DNAEE para a concessão do benefício da tarifa social de energia elétrica.

Distribuidora	Portaria DNAEE	Ligação	Tensão (V)	Corrente (A)	Carga (kW)	Consumo (kWh)
Light	145/96	Monofásica	-	-	3,3	140
Nacional	146/96	Monofásia ou bifásica a dois fios	127	30	-	220
			220	15		
Cat-Leo	149/96	Monofásica	-	-	3,3	180
CERJ	153/96	Monofásica	-	-	3,5	140
Mococa	154/96	Monofásica ou bifásica	-	-	6,5	220
CELG	164/96	Monofásica	-	-	3,0	180
CEMAR	167/96	Monofásica	-	-	2,5	140
CENF	169/96	Monofásica	220	30	-	140
ENERSUL	171/96	Monofásica	-	-	2,5	150
CEB	173/96	Monofásica	220	30	-	180
CEEE	174/96	Monofásica	-	-	-	160
CELESC	175/96	Monofásica	-	-	6,0	160
COPEL	190/96	Monofásica	127	40	-	160
CELPA	191/96	Monofásica	-	-	-	140
CEMIG	242/96	Monofásica	-	-	5,0	180

Fonte: Produção do autor, a partir das Portarias obtidas na ANEEL.

A partir dessa época foram também estabelecidos os percentuais de descontos por faixas de consumo que perduram até os dias de hoje. Assim, passou a ser aplicado sobre o consumo medido até 30 kWh um desconto de 65%, acima de 30 e até 100 kWh, 40% de desconto, e acima de 100 kWh até o limite definido para cada distribuidora, 10% de desconto – aplicando-se a tarifa integral sobre o consumo verificado acima desse limite.

Tabela 2 – Faixas de consumo e percentual de descontos atualmente concedidos.

Faixa de consumo (kWh)	Desconto (%)
$0 < \text{consumo} \leq 30$	65
$30 < \text{consumo} \leq 100$	40
$100 < \text{consumo} \leq \text{limite}$	10

Fonte: Produção do autor, a partir dos valores atualmente definidos em Lei.

Não temos o registro das razões que levaram a essas definições, tanto para as faixas de consumo como para os percentuais de descontos. As faixas de consumo certamente replicaram o que já constava nas Portarias que homologavam tarifas antes da publicação da Portaria nº 437/95 (ver exemplo no Anexo C) ou mesmo antes da desqualificação tarifária do setor elétrico³. Após a criação da subclasse residencial baixa renda, contudo, os percentuais então em voga (ver Tabela 3) foram alterados para aqueles apresentados na Tabela 2 e passaram a ser concedidos unicamente para os consumidores que se caracterizassem como sendo de baixa renda – anteriormente os descontos por faixas eram aplicados indistintamente a todos os consumidores **residenciais**.

Tabela 3 – Faixas de consumo e descontos concedidos antes da Portaria DNAEE nº 437/95.

Faixa de consumo (kWh)	Desconto (%)
$0 < \text{consumo} \leq 30$	~81
$30 < \text{consumo} \leq 100$	~55
$100 < \text{consumo} \leq 200$	~23

Fonte: Produção do autor, a partir dos valores de tarifas publicadas em Portarias da época.

³ No ano de 1994 teve início a desqualificação tarifária, conforme os ditames da Lei nº 8.631/93, regulamentada pelo Decreto nº 774/93. Isto significou a homologação de tarifas específicas para cada área de concessão e não mais uma única tarifa nacional. Os percentuais da Tabela 3 já se encontravam na Portaria MME nº 47/93, anterior a essa desqualificação. Já no ano de 1992, a tarifa unificada foi homologada pela Portaria MINFRA nº 42/1992 e as faixas de consumo eram basicamente as mesmas das atuais, sendo concedidos descontos de 60% para consumos entre 0 e 30, 40% para consumos entre 31 e 100 e 35% para consumos entre 101 e 200 kWh.

Curiosamente, antes da definição formal da subclasse residencial de baixa renda, a Portaria DNAEE nº 379, de 25 de abril de 1994, homologando as tarifas da Eletropaulo, apresentava duas tabelas para o subgrupo B1, uma com os descontos correntes (similares aos da Tabela 3) aplicados aos consumidores residenciais e outra com descontos um pouco maiores para o que se denominou de “residencial social”, caracterizada na mesma Portaria como sendo todas as residências atendidas com ligações monofásicas, excetuadas as casas de veraneio.

Em 26 de abril de 2002, na esteira das implicações advindas com o racionamento do consumo de energia elétrica, ocorrido no ano anterior, a Lei nº 10.438 incluiu uma série de disposições relacionadas com a concessão dos descontos e o cálculo das tarifas dos consumidores da subclasse residencial baixa renda⁴. Os critérios de elegibilidade aos descontos foram sobremaneira simplificados, e baseados preponderantemente no consumo médio das residências.

Em uma primeira faixa de consumo, até o limite de 80 kWh/mês, calculado com base na média móvel dos últimos 12 meses, todos os titulares de unidades monofásicas seriam automaticamente elegíveis ao recebimento dos descontos – desde que também não apresentassem nos últimos 12 meses 2 ou mais consumos acima de 120 kWh. Para uma segunda faixa de consumo, acima de 80 e até 220 kWh – observado o limite regional já existente em cada distribuidora – ficaria a cargo da ANEEL o detalhamento do tema na forma de uma regulamentação específica. Transcrevemos abaixo os §§ 1º, 5º, 6º e 7º do art. 1º Lei nº 10.438/02 na forma como vigoraram originalmente, antes das alterações produzidas pela Lei nº 12.212/10.

Art. 1º Os custos [...] relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais [...], segundo regulamentação a ser estabelecida pela [...] Aneel.

§ 1º O rateio dos custos relativos à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) referidos no caput não se aplica ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, assim considerado aquele que, atendido por circuito monofásico, tenha

⁴ A Lei nº 10.438/02 dispôs sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), estabeleceu a universalização do serviço público de energia elétrica, deu nova redação às Leis nº 9.427, de 1996, nº 9.648, de 1998, nº 3.890-A, de 1961, nº 5.655, de 1971, nº 5.899, de 1973, nº 9.991, de 2000, além de outras providências.

consumo mensal inferior a 80 kWh/mês ou cujo consumo situe-se entre 80 e 220 kWh/mês, neste caso desde que observe o máximo regional compreendido na faixa e não seja excluído da subclasse por outros critérios de enquadramento a serem definidos pela Aneel.

§ 5º A regulamentação da Aneel de que trata o § 1º, referente aos consumidores com faixa de consumo mensal entre 80 e 220 kWh, será publicada no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias e, ultrapassado este prazo sem regulamentação, será estendido a eles também o critério de enquadramento baseado exclusivamente no consumo mensal.

§ 6º Durante o prazo de que cuida o § 5º, fica mantido o enquadramento eventualmente já existente e aplicável, em cada Região ou Concessionária, aos consumidores com faixa de consumo mensal entre 80 e 220 kWh.

§ 7º Os consumidores com consumo médio mensal inferior a 80 kWh que, em 12 (doze) meses consecutivos, tiverem 2 (dois) consumos mensais superiores a 120 kWh deverão observar os critérios a serem estabelecidos na regulamentação prevista no § 1º.

Além das inovações acima, caracterizando e excluindo a subclasse residencial baixa renda dos custos relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência pela extinta CBEE, a Lei nº 10.438/02 também eximiu do cálculo tarifário dessa subclasse a parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia⁵ (MAE), assim como da energia elétrica que fosse adquirida por meio do recém-instituído Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)⁶.

O Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, estabeleceu que o atendimento de consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, em função dos novos critérios estabelecidos pelo art. 1º da Lei nº 10.438/02, seria financiado às distribuidoras pela ELETROBRÁS com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR). Esse financiamento foi restringido ao montante correspondente à redução de

⁵ Compras que fossem decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes.

⁶ Se por um lado os critérios de elegibilidade foram simplificados, por outro é interessante notar a complexidade produzida pelo comando legal no cálculo das tarifas. Todas as excepcionalidades criadas para a tarifa social poderiam ser evitadas simplesmente aumentando-se os percentuais de descontos – como parece ter sido essa a intenção – sem obrigar a instituição de procedimentos paralelos no tratamento de parte do mercado ou a introdução de passos adicionais na hora de se calcular as tarifas.

receita decorrente da aplicação dos novos critérios, sendo que, se após a aplicação desses critérios houvesse acréscimo de receita, este deveria ser revertido em prol da modicidade das tarifas. Também foi definido que a regulamentação do tema pela ANEEL deveria levar em consideração os critérios contidos no Decreto nº 4.102, de 24 de janeiro de 2002⁷.

Já em 30 de abril de 2002, a ANEEL publicou a Resolução nº 246⁸, trazendo as disposições gerais acerca do enquadramento automático pelo critério do consumo inferior a 80 kWh, e, em 9 de agosto e 16 de setembro de 2002 publicou, respectivamente, as Resoluções nº 485⁹ e nº 514, regulamentando as disposições do Decreto nº 4.336/02.

A Resolução Normativa nº 485/02 definiu como critérios adicionais para as unidades monofásicas com consumo entre 80 e 220 kWh aqueles contidos no próprio Decreto nº 4.336/02, quais sejam, que o titular fosse inscrito no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal, ou fosse beneficiário dos programas "Bolsa Escola" ou "Bolsa Alimentação", ou estivesse cadastrado como potencial beneficiário destes programas, ou ainda se a família do titular possuísse renda mensal *per capita* máxima equivalente a meio salário mínimo.

Posteriormente, a redação original dessa Resolução foi sucessivamente alterada¹⁰, adequando-a aos novos programas sociais instituídos pelo Governo Federal e às demais implicações decorrentes das mudanças sofridas pelo tema ao longo do tempo, incluindo-se as diversas postergações do prazo limite para a

⁷ Esse Decreto instituiu o auxílio gás, dispondo em seu art. 3º as características das famílias que seriam consideradas como de baixa renda.

⁸ Do art. 1º da Resolução nº 246/02:

§ 1º Deverá ser classificada na subclasse Residencial Baixa Renda, a unidade consumidora da classe Residencial que:

I - seja atendida por circuito monofásico ou o equivalente bifásico a dois condutores;

II - tenha consumo mensal inferior a 80 kWh, calculado com base na média móvel dos últimos 12 (doze) meses; e

III - não apresente dois registros de consumo superior a 120 kWh no período a que se refere o inciso anterior.

⁹ Do art. 2º da Resolução nº 485/02, com redação dada pela Resolução nº 44/04:

Art. 2º Deverá ser classificada na Subclasse Residencial Baixa Renda [...] a unidade consumidora que tenha consumo mensal entre 80 e 220 kWh, calculado com base na média dos últimos 12 (doze) meses, e seja habitada por unidade familiar cujo responsável esteja apto a receber os benefícios financeiros do Programa Bolsa Família, do Governo Federal.

¹⁰ Resoluções que posteriormente alteraram a Resolução nº 485/02: 609/02, 136/03, 308/03, 694/03, 044/04, 076/04, 148/05, 211/06, 253/07 e 315/08.

comprovação das autodeclarações¹¹, as quais durante muito tempo foram aceitas para a concessão dos descontos a quem não dispunha do comprovante de inscrição no Cadastro Único do Governo Federal ou de que fosse beneficiário de qualquer um dos programas sociais indicados.

Em 17 de dezembro de 2002, a Lei nº 10.604 autorizou a concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento aos consumidores de baixa renda. Os recursos da subvenção seriam advindos: i) do adicional de dividendos devidos à União pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias de geração, sob controle federal, com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos de que trata o art. 27 da Lei nº 10.438, de 2002; e ii) na insuficiência dos recursos previstos em i), nos exercícios de 2002 e 2003, com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, cuja prorrogação de arrecadação foi estendida até o ano 2010, por força do art. 18 da Lei nº 10.438, de 2002. Ainda segundo a Lei, a aplicação de tais recursos competiria à ANEEL.

Em 23 de dezembro de 2002 foi publicado o Decreto nº 4.538, dispondo sobre a concessão da supracitada subvenção econômica. Na sequência, a ANEEL regulamentou, por meio das Resoluções nº 41, de 31 de janeiro de 2003 e nº 116, de 19 março de 2003¹², a metodologia de cálculo da diferença de receita e os procedimentos para a solicitação e homologação dos recursos necessários para a cobertura dessa subvenção.

Em 11 de novembro de 2003, a Lei nº 10.762 alterou o art. 13 da Lei nº 10.438/02, repassando da RGR para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a origem dos recursos necessários para a subvenção dos descontos concedidos aos consumidores de baixa renda.

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a

¹¹ Essa possibilidade foi originalmente introduzida pela Resolução nº 609/03:

§ 4º O responsável por unidade consumidora que não detenha a comprovação de inscrição em programa do Governo Federal, mas que se considerar apto a ser beneficiário das ações de transferência de renda previstas na política social, deverá enviar à concessionária ou permissionária uma declaração de que a renda da respectiva unidade familiar o habilita a continuar a receber o benefício da tarifa para consumidores de baixa renda.

¹² Ambas foram posteriormente anuladas pela Resolução Normativa nº 89/04.

competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional **e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda**, devendo seus recursos se destinar às seguintes utilizações: (Grifamos).

Todas essas alterações, além de simplificarem a caracterização dos beneficiários, implicaram também no suporte dos recursos necessários por meio de uma conta nacional arrecadada via encargo setorial, ou seja, os descontos não seriam mais sustentados – por meio de um subsídio cruzado – unicamente pelos demais consumidores de cada distribuidora. Isto transformou a sistemática da TSEE em um programa de transferência de renda entre as diversas regiões do Brasil.

Consequência marcante foi o rápido crescimento no número de famílias beneficiadas, passando de cerca de 6 milhões¹³ para 17 milhões em apenas um semestre. A Tabela 4 detalha essa mudança por região e é interessante observar que os maiores crescimentos no número de beneficiados tenham ocorrido nas regiões onde seria de se esperar já existir mais famílias classificadas como de baixa renda¹⁴.

Tabela 4 – Comparação da quantidade de beneficiados antes e após a Lei nº 10.438/02.

Região	2002 antes da Lei	2002 após a Lei
Norte	533.282	1.140.637
Nordeste	1.302.115	6.846.017
Centro-Oeste	419.490	1.168.400
Sudeste	3.573.589	6.079.440
Sul	421.006	1.601.208
Total	6.249.482	16.835.702

Fonte: Produção do autor, a partir de planilhas encaminhadas para a homologação da DMR.

Quando se observa essa variação por distribuidora, tal discrepância fica ainda mais evidente. Para citarmos alguns exemplos, no Estado do Piauí havia menos de

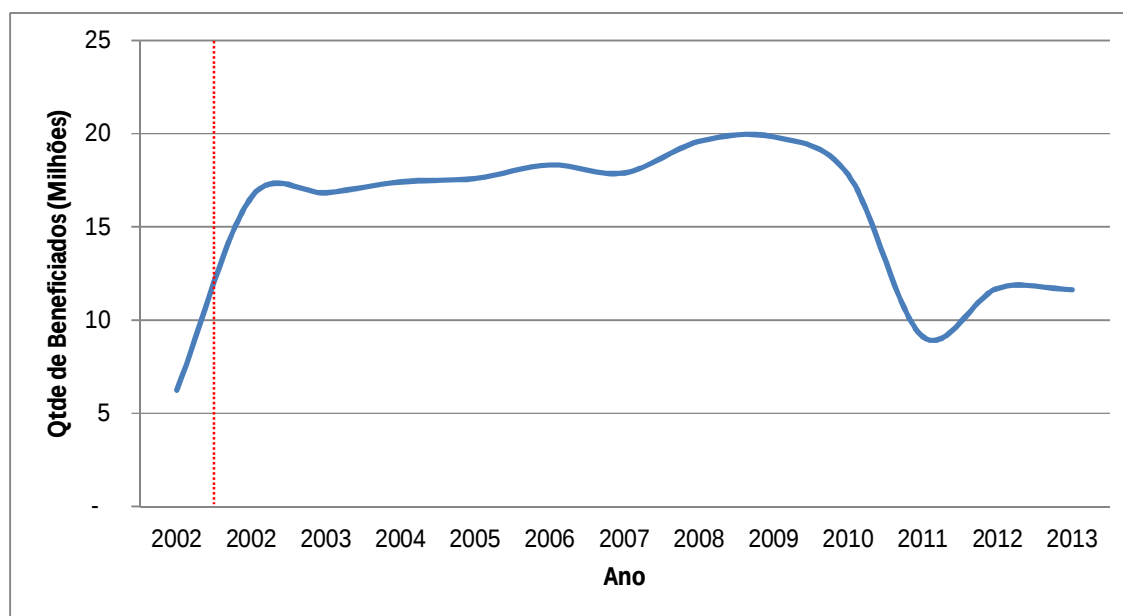
¹³ Logo após o início de vigência das Portarias do DNAEE os números eram consideravelmente superiores. Em dezembro de 1997 haveria cerca de 12 milhões de beneficiados, porém, ano a ano, esse quantitativo se viu reduzido até atingir valores em torno de 6 milhões.

¹⁴ Essa contradição pode ser explicada em grande parte pela citada complexidade dos critérios definidos por essas distribuidoras em suas normas, o que dificultava na prática a caracterização e o recebimento do benefício.

um milhão de beneficiados e passou a contar com aproximadamente 350 mil beneficiados, já o Estado da Bahia possuía menos de 100 mil beneficiados e passou ter mais de 1,5 milhão de beneficiados, sendo atualmente o Estado com o maior número de residências classificadas como de baixa renda.

Na Figura 1 consta a evolução anual da quantidade total de beneficiados, após a alteração legal. A primeira abscissa representa a estimativa da quantidade de unidades existentes antes das mudanças legais, maio de 2002, e a segunda abscissa a quantidade de unidades em dezembro do mesmo ano, conforme dados obtidos a partir das planilhas encaminhadas pelas distribuidoras segundo as orientações da Resolução Normativa nº 89, de 25 de outubro de 2004¹⁵. Os demais dados do histórico foram obtidos por meio do Sistema de Apoio a Decisão (SAD), o qual é disponibilizado pela ANEEL em sua página eletrônica na forma de relatórios, elaborados a partir de informações de faturamento encaminhadas diretamente pelas distribuidoras.

Figura 1 – Histórico da quantidade de consumidores beneficiados pela TSEE.



Fonte: Produção do autor, a partir de informações obtidas do SAD/ANEEL.

¹⁵ Nesta Resolução foi estabelecida a seguinte classificação: T1 para unidades de baixa renda existentes em abril de 2002 que deixaram de ser beneficiadas em função do novo comando legal, T2 para unidades que atendiam o critério de consumo inferior a 80 kWh, T3 para unidades que atendiam os critérios definidos na Resolução nº 485/02 e T4 para as unidades que já recebiam os descontos por meio das regras específicas das Portarias do DANEE.

Os novos critérios de elegibilidade possuíam, contudo, uma falha relevante ao associar baixo consumo com baixo poder aquisitivo. Essa falta de correlação foi questionada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) por meio do relatório TC-014.698/2002-7 e subsequentes acórdãos 344/2003 e 59/2005. Posteriormente, o Estudo sobre o Perfil Sócio-econômico dos Consumidores Residenciais de Energia Elétrica no Brasil (2006) investigou os questionamentos apresentados pelo TCU, tendo constatado que:

Diversos indicadores levantados levaram à conclusão, entre outras, de que a política de tarifação social atualmente em vigor acaba beneficiando significativamente um grupo de famílias que não necessariamente precisariam do benefício. Se considerarmos como meta da tarifação social famílias com renda *per capita* de até meio salário mínimo, os dados da POF 2002/2003 indicam que mais de 50% dos benefícios tarifários para famílias com até 80 kWh de consumo médio mensal estão sendo dirigidos a unidades de consumo com renda per capita acima do patamar de meio salário mínimo. Além disso, existe uma parcela de aproximadamente 50% da população de renda abaixo de um salário mínimo *per capita* que possui consumo acima do patamar de 80 kWh em média. Em todo caso, para esse segundo problema, a política atual já apresenta uma solução que é a utilização do cadastro do MDS para possibilitar o acesso a tarifas subsidiadas.

O comando legal corrigiu as distorções acima quando da publicação da Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Agora, os únicos critérios de elegibilidade seriam aqueles definidos em seu art. 2º, de onde destacamos já aqui a adoção de uma faixa de gratuidade de 50 kWh, a ser concedida para famílias de baixa renda indígenas ou quilombolas.

Art. 2º A Tarifa Social de Energia Elétrica (...) será aplicada para as unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, desde que atendam a pelo menos uma das seguintes condições:

I - seus moradores deverão pertencer a uma família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal - CadÚnico, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional; ou

II - tenham entre seus moradores quem receba o benefício de prestação continuada da assistência social, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993.

§ 1º Excepcionalmente, será também beneficiada com a Tarifa Social de Energia Elétrica a unidade consumidora habitada por família inscrita no CadÚnico e com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos, que tenha entre seus membros portador de doença ou patologia cujo tratamento ou procedimento médico pertinente

requiera o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica, nos termos do regulamento. (...)

§ 4º As famílias indígenas e quilombolas inscritas no CadÚnico que atendam ao disposto nos incisos I ou II deste artigo terão direito a desconto de 100% (cem por cento) até o limite de consumo de 50 (cinquenta) kWh/mês, a ser custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, criada pelo art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme regulamento.

Ao regulamentar as implicações acima, foi estabelecido na Resolução Normativa nº 407, de 27 de julho de 2010, um cronograma com o objetivo de gradualmente providenciar a regularização das unidades consumidoras sem a devida caracterização legal e que, portanto, não mais fariam jus a TSEE. Daí a queda no número de beneficiados durante o ano de 2010, observada na Figura 1, de onde concluímos a grande quantidade de benefícios indevidos concedidos pelos critérios de baixo consumo ou em função de autodeclarações.

A partir de 2011 os números voltam a aumentar, refletindo, por outro lado, um atraso na regularização de pessoas excluídas que teriam direito aos descontos, assim como um maior esforço empreendido para a inclusão de famílias de baixa renda no CadÚnico e a caracterização dessas no cadastro das distribuidoras para o recebimento da TSEE. Considerando que o CadÚnico conta atualmente com cerca de 20¹⁶ milhões de famílias inscritas, podemos vislumbrar um potencial aumento na quantidade de beneficiados pela TSEE, hoje com aproximadamente 12 milhões de consumidores.

A última grande mudança legal, com reflexos na aplicação da TSEE, foi produzida pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ao reformular tanto as despesas como a origem dos recursos que suportam a CDE, dentre os quais se destacam os aportes que podem ser advindos do Tesouro Nacional. A Nota Técnica nº 016/2013-SRE/ANEEL apresenta de maneira resumida essas alterações, conforme transcrição dos trechos a seguir.

3. Com a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, significantes alterações foram incorporadas aos objetivos da CDE, bem como quanto à origem de recursos. O novo dispositivo prevê que a CDE deverá prover os recursos necessários aos dispêndios da

¹⁶ Número obtido na página eletrônica do Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome (MDS).

Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, a que se refere à Lei nº 12.111/2009, assumindo também objetivos similares ao da Reserva Global de Reversão – RGR, em especial o de prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões ou para atender a finalidade de modicidade tarifária.

4. Ademais, em face da publicação da Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, com regulamentação dada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar: descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição e nas tarifas de energia elétrica; e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração de energia elétrica com vistas a assegurar o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição de que trata o art. 1º, § 2º, da Lei nº 12.783/2013.

5. Quanto à origem de recursos, além de quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, multas aplicadas pela ANEEL e pagamentos anuais a título de Uso de Bem Público – UBP foram adicionadas fontes provenientes do Tesouro Nacional e da possível transferência de recursos da RGR. A destinação de créditos da União está vinculada à aquisição de créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A detém junto a Itaipu Binacional, conforme arts. 17 e 18 da Lei nº 12.783/2013.

6. Adicionalmente, o art. 20 da mesma Lei, introduziu a possibilidade de contratação de operações de crédito pela CDE visando à cobertura de eventuais déficits operacionais decorrentes de indenizações aos concessionários de energia elétrica ou para atender à finalidade de modicidade tarifária.

7. Quanto ao valor das quotas anuais da CDE, o novo arcabouço legal alterou a sua forma de cálculo, deixando de estar atrelado à inflação e ao crescimento de mercado, passando a serem apurado com base na diferença entre a necessidade de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes. Com relação ao rateio das quotas entre os agentes que comercializem energia com consumidor final, tal legislação elege o critério de proporcionalidade com relação às quotas anuais estipuladas em 2012 e prevê que as concessionárias de distribuição do sistema isolado deverão recolher recursos à CDE a partir do processo tarifário subsequente à interligação, conforme regulamentação da ANEEL. (Grifamos)

Na mesma Nota Técnica nº 016/2013-SRE/ANEEL, conforme resumidamente apresentado na Tabela 5 abaixo, foram consolidados os valores relativos às despesas, saldos e receitas da CDE para o ano de 2013, dentre os quais ressaltamos a previsão de 2,2 bilhões de reais, a serem destinados para a cobertura

dos descontos da TSEE, assim como o aporte de aproximadamente 8,5 bilhões de reais, do Tesouro Nacional, para cobertura parcial das despesas da CDE.

Tabela 5 – Despesas, saldos e receitas da CDE para o ano de 2013.

DESPESAS		SALDOS	
PLpT	R\$ 2.027.363.302,07	RGR - Saldo	R\$ -
Baixa Renda	R\$ 2.200.000.000,00	CCC - Saldo	R\$ 1.310.566.480,62
CCC	R\$ 4.042.786.917,52	CDE - Saldo	R\$ 2.475.560.272,90
Subvenção Subsídios	R\$ 4.461.007.854,68	SUBTOTAL	R\$ 3.786.126.753,52
Subvenção Modicidade	R\$ 386.350.085,28		
Carvão Mineral	R\$ 1.003.799.951,32		
		RECEITAS	
		UBP	R\$ 673.965.202,10
		Multas	R\$ 177.213.399,75
		Tesouro	R\$ 8.460.000.000,00
		RGR - Quotas	R\$ -
		CDE - Quotas	R\$ 1.024.002.755,50
		SUBTOTAL	R\$ 10.335.181.357,35
TOTAL	R\$ 14.121.308.110,87	TOTAL	R\$ 14.121.308.110,87

Fonte: Nota Técnica nº 016/2013-SRE/ANEEL.

Apesar de as **políticas de governo** custeadas pela CDE ainda não terem sido integralmente retiradas das tarifas de energia elétrica, o significado desse avanço – obtido com o aporte de recursos do Tesouro Nacional – pode ser expresso pela conclusão da Nota Técnica nº 025/2008-SRC/SRD/SRE/ANEEL, abaixo transcrita.

82. A estrutura tarifária pauta-se por premissas que, refletidas numa sinalização econômica adequada, visam otimizar a utilização do sistema elétrico e a necessidade de investimentos, minimizar o risco de eventuais colapsos, proporcionar a justa remuneração dos concessionários pela prestação dos serviços de rede e privilegiar a modicidade das tarifas.

83. A implementação de quaisquer subsídios nas tarifas do Setor Elétrico, mesmo que investida de interesse legítimo ou privilegie uma justiça social restrita, onera a produção nacional e aprofunda a exclusão dos consumidores que estão no limite de sua capacidade de pagamento.

84. Em verdade, tais iniciativas, pontualmente vislumbradas, acabam por instituir um círculo vicioso. Quanto mais se busca a inclusão

social, por tais meios, tanto mais se agrava o problema da exclusão, da inadimplência e do furto de energia elétrica.

85. A instituição de subsídios de forma desmesurada, por fim, resultará em ineficácia plena, uma vez que todos os consumidores os terão em alguma medida, significando que, por meio das parcelas não subsidiadas dos faturamentos de cada consumidor, serão atribuídos todos os custos decorrentes da geração de energia elétrica e do uso da rede.

86. Assim, a implementação de uma série de medidas pontuais que visam o incentivo de determinadas atividades econômicas, transferência de renda e inclusão social, apesar de aparentemente benéficas àquele universo determinado de consumidores, são essencialmente nocivas à prestação do serviço público e à sociedade em geral, inclusive a seus próprios beneficiários.

87. Todas essas proposições, quando do legítimo interesse do Poder Público, poderiam ser melhor implementadas se providas por meios outros de fomento que não a concessão de subsídios tarifários ou criação de encargos.

88. A regulação de serviços públicos, assim considerada em sua essência econômica, se vê prejudicada pela distorção decorrente da adoção desarticulada de subsídios cruzados, fulminando a eficiência na prestação dos serviços e na utilização de recursos naturais e financeiros, onerando excessivamente os setores produtivos e as classes menos favorecidas, bem assim imputando riscos diversos aos concessionários e permissionários, inclusive o regulatório, o que, ao final, implicará aumento de tarifas, contrariando o objetivo inicial vislumbrado com a implementação dos subsídios.

Resumidamente, podemos então dividir a evolução das disposições normativas em 5 momentos distintos: **i)** a inexistência de uma definição formal com implicações tarifárias diferenciadas para os consumidores considerados como de baixa renda, antes de 1995; **ii)** a criação da subclasse residencial de baixa renda, com a publicação da Portaria DANEE nº 437 em 1995, sendo o suporte dos recursos necessários advindos dos demais consumidores das próprias distribuidoras, até o ano de 2002; **iii)** a definição de critérios simplificados de elegibilidade por meio das disposições contidas na Lei nº 10.438, passando os recursos necessários serem suportados por meio de um encargo setorial nacional, a partir de 2002; **iv)** a extinção do critério de enquadramento automático, baseado unicamente no baixo consumo das residências, a partir da publicação da Lei nº 12.212, em 2010; e **v)** a utilização de recursos do Tesouro Nacional para suportar parte das despesas custeadas pelo

encargo setorial que garante os descontos da tarifa social, a partir das alterações produzidas pela Lei nº 12.783, em 2013.

Após essa contextualização inicial do arcabouço legal e normativo, com a gênese da TSEE, é pertinente avaliar se as dificuldades decorrentes da forma de se aplicar a sistemática atual de descontos decrescentes, ao longo de quatro faixas de consumo, podem ser em parte justificadas com base em uma reação efetiva do consumidor para se manter em determinada faixa de desconto, o que indicaria pela existência de alguma influência dessa sistemática sobre o seu comportamento. Com isto em mente, os próximos Capítulos abordarão essa questão.

Primeiramente, de forma conceitual, o Capítulo 3 apresenta o efeito ocasionado pelos descontos na restrição orçamentária do consumidor, os quais essencialmente acarretam em “quinas” ou “dobras” na curva que delimita essa restrição e, em determinadas circunstâncias, em um acúmulo de escolhas de consumo ao redor dos valores onde ocorrem essas quinas.

Na sequência, o Capítulo 4 investigará justamente a existência de eventuais acúmulos de registros de consumo ao redor dos valores onde se inicia cada faixa de desconto, mesmo considerando-se: **i)** a quantidade limitada de informação que é efetivamente possível de ser disponibilizada aos consumidores residenciais; **ii)** o perfil tradicionalmente inelástico do seu consumo de energia elétrica; e **iii)** o incentivo reduzido para uma eventual mudança de hábitos.

3 RESTRIÇÕES ORÇAMENTÁRIAS COM QUINAS

Na avaliação do comportamento do consumidor é importante a construção de modelos teóricos, os quais, mesmo simplificando uma realidade consideravelmente complexa, auxiliam na previsão e no entendimento dos efeitos que certas variáveis ou condições acarretam no padrão desse mesmo comportamento. Neste Capítulo, apresentaremos algumas das implicações que os descontos tarifários podem induzir no comportamento do consumidor, considerando-se a alteração da sua restrição orçamentária. Uma dessas implicações pode se traduzir em um acúmulo das escolhas de consumo nas imediações dos valores onde são aplicados esses descontos, diferentemente do padrão que seria esperado caso a sua restrição orçamentária permanecesse inalterada e supostamente linear. E, como veremos a

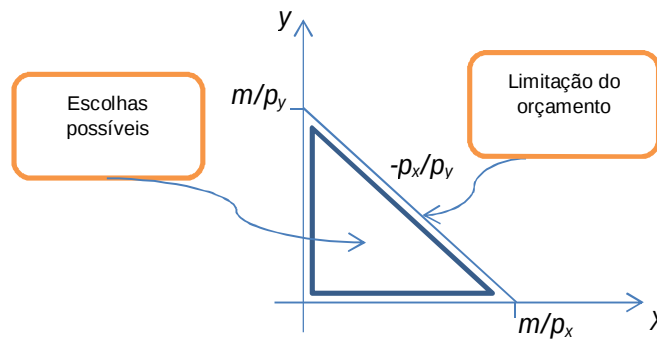
seguir, ao se introduzir essa não-linearidade na restrição orçamentária, o efeito final na demanda por determinado bem pode até mesmo se mostrar contrário ao que seria esperado pela teoria econômica.

Segundo a teoria econômica os indivíduos buscam escolher a melhor cesta de bens possíveis de serem adquiridos de acordo com os seus orçamentos¹⁷. De forma simplificada, podemos representar graficamente as possibilidades de escolha entre duas cestas de bens (x,y) ou mesmo entre um único bem (como energia elétrica) e todos os demais bens de consumo (ver Figura 2). Assim, se m é a quantidade de dinheiro disponível, as possibilidades de gasto com os dois conjuntos seguirá a restrição dada por (1), onde p_x é o preço do conjunto ou bem x e p_y é o preço do conjunto y.

$$p_x \cdot x + p_y \cdot y \leq m \quad (1)$$

$$y = \frac{m}{p_y} - \frac{p_x}{p_y} \cdot x \quad (2)$$

Figura 2 – Restrição orçamentária e as escolhas possíveis de serem feitas pelo consumidor.



Fonte: Produção do autor.

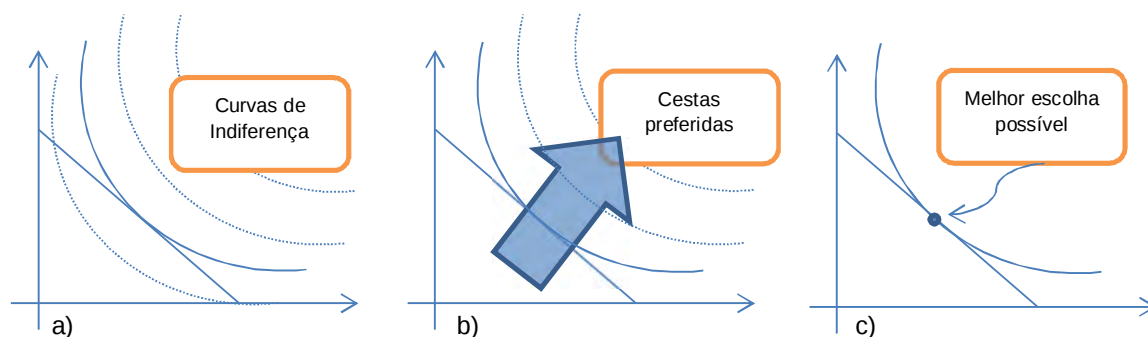
O que o consumidor irá efetivamente adquirir dependerá das suas preferências e, usualmente, pressupõe-se que todo consumidor seja capaz de comparar e posteriormente escolher, dentre várias cestas possíveis de serem adquiridas, aquelas que mais lhe agradam de acordo com o seu gosto e necessidade¹⁸.

¹⁷ VARIAN, 2006, p. 21.

¹⁸ Ibid., p. 36.

Nesse processo de hierarquização algumas cestas (x,y) podem se apresentar tão boas quanto outras. Tais conjuntos podem ser representados por meio de uma curva de indiferença (ver Figura 3a), o que significa que qualquer conjunto de possibilidades sobre esta curva poderia a princípio ser escolhida pelo consumidor com igual probabilidade – obviamente se esse conjunto estiver dentro do seu orçamento. Se considerarmos ainda que o consumidor preferirá sempre mais de um bem, as suas escolhas recairão sobre aquela curva de indiferença localizada o mais externamente possível¹⁹ ao seu conjunto orçamentário (ver Figura 3b). Além disso, pode-se supor que uma combinação de bens será quase sempre preferível²⁰ a um consumo extremamente concentrado de um único bem ou conjunto de bens, resultando assim em curvas convexas conforme as apresentadas abaixo.

Figura 3 – a) Curvas de indiferença, b) Cestas preferidas pelo consumidor e c) Escolha ótima permitida pelo orçamento do consumidor.



Fonte: Produção do autor.

A introdução de descontos e subsídios – como os concedidos por meio da TSEE – provocam um incremento no conjunto de bens que um consumidor pode adquirir. O que seria inicialmente gasto com energia elétrica pode agora ser destinado ao consumo de outros bens ou no próprio aumento do consumo de energia elétrica. Essa alteração pode ser representada por meio de deslocamentos na curva que delimita o conjunto orçamentário desse consumidor.

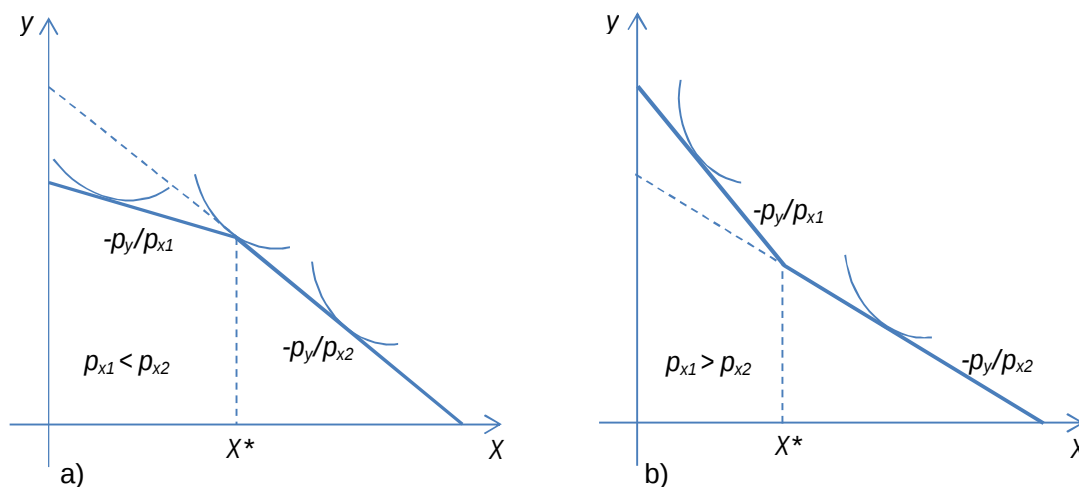
Dessa forma, se certa quantidade do bem x for subsidiada (ou sobretaxada), a restrição orçamentária representada no gráfico da Figura 2 sofreria uma alteração no seu formato, apresentado uma quina no ponto onde há a mudança de preço.

¹⁹ VARIAN, 2006, p. 48.

²⁰ Ibid., p. 50.

Dependendo da mudança relativa sofrida no preço de certa quantidade consumida do bem x , a curva de restrição orçamentária ficará, nas imediações da quantidade onde ocorre a mudança, côncava ou convexa. Um aumento no preço do bem a partir de certa quantidade inicial cria, então, uma região convexa (ver Figura 4a); e o contrário uma região côncava²¹ (ver Figura 4b).

Figura 4 – a) Restrição orçamentária com quina convexa e b) Restrição orçamentária com quina côncava.



Fonte: Moffitt (1990).

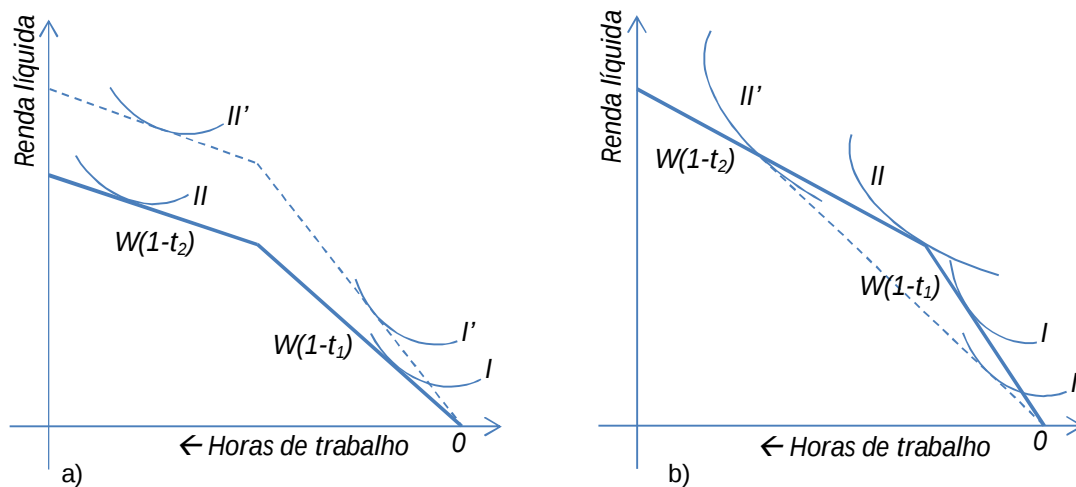
Moffitt (1990) ressalta que essas quinas ou dobras geram dois problemas com interessantes facetas: **i)** tais mudanças nos preços podem ocasionar efeitos inesperados e por vezes contrários ao que deveria ser obtido segundo a teoria econômica; e, além disso, por razões também relacionadas com a natureza do comportamento econômico dos indivíduos, **ii)** dificultam a estimação das funções de demanda.

Apenas para ilustrar a problemática acima, retiramos de Moffitt (1990) os seguintes exemplos, onde mudanças em taxas, subsídios ou programas de transferência de renda geram resultados inesperados. Ambas as figuras referem-se à oferta de trabalho na presença de um imposto de renda progressivo, sendo W o rendimento horário e t_1 e t_2 a tributação marginal em cada faixa de renda. O eixo vertical representa a renda e o eixo horizontal representa as horas de lazer, de forma

²¹ Aqui se deve notar que a quina não seria escolhida na Figura 4b como um ponto de máxima utilidade, considerando-se que a função de utilidade seja diferenciável.

que as horas de trabalho se iniciam no ponto zero mais a direita e aumentam à sua esquerda.

Figura 5 – Exemplos de efeitos inesperados advindos em restrições orçamentárias com quinas.



Fonte: Moffitt (1990).

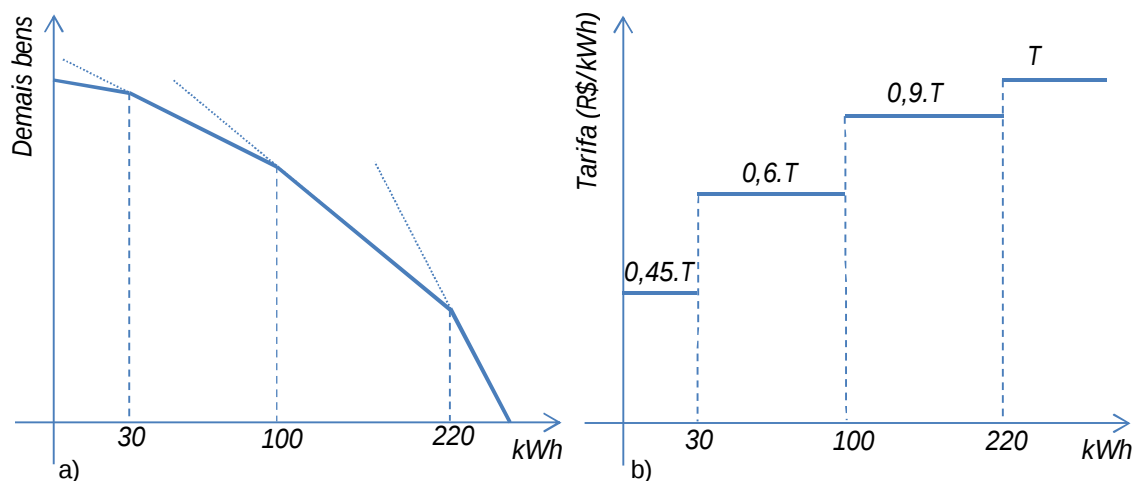
Na Figura 4a a alíquota de t_1 sofre um decréscimo. Os indivíduos no primeiro segmento, por conseguinte, aumentam as horas de trabalho (a curva de indiferença se desloca de I para I') em função do aumento na taxa de variação de seu rendimento líquido. No segundo segmento, contudo, a taxa de variação do rendimento líquido não se altera (apenas o rendimento em si se altera), de forma que temos um aumento das horas de lazer e não de trabalho (a curva de indiferença se desloca de II para II').

Na Figura 5b a alíquota de t_1 sofre um acréscimo. Os indivíduos no primeiro segmento diminuem as horas de trabalho, mas os indivíduos localizados inicialmente na “dobra” da curva aumentam as suas horas de trabalho para uma nova “dobra” onde a sua utilidade é maximizada. Claramente os efeitos da mudança nas alíquotas não são simples de serem avaliados. Temos em ambos os casos uma ambiguidade quanto ao efeito que irá prevalecer ao final.

No caso da TSEE teríamos uma situação mais complexa, pois a restrição orçamentária apresenta 3 quinas (ver Figura 6a), originadas a cada mudança no valor da tarifa (ver Figura 6b). Uma mudança nas faixas de consumo e nos seus percentuais de desconto proporcionaria, por conseguinte, um desafio na avaliação

do efeito global final, resultante após os deslocamentos das curvas de demanda ocasionados pelas novas escolhas de consumo de todas as famílias.

Figura 6 – a) Ilustração esquemática das quinas geradas nas restrições orçamentárias em função das b) Mudanças no valor das tarifas em cada faixa de consumo.



Fonte: Produção do autor.

Como demonstram alguns dos exemplos apresentados neste Capítulo, muito do desenvolvimento de métodos econométricos para a análise de restrições orçamentárias com quinas foi criado a partir das décadas de 1970 e 1980, fruto da necessidade de se avaliar os efeitos de diversos programas de transferência de renda e de diferentes políticas de taxação nos E.U.A. Não será objeto deste trabalho a investigação das formas de abordagens para a estimação de parâmetros ou da própria função de demanda²². Apesar disso, é importante a conceituação acima para o entendimento do que seria esperado em termos de um novo padrão de consumo, advindo da introdução dessas quinas na restrição orçamentária do consumidor, caso este efetivamente tivesse a intenção/capacidade de reagir aos sinais recebidos por meio da tarifa de energia elétrica. No desenvolvido do próximo Capítulo, investigaremos então a possibilidade de os consumidores residenciais perceberem e reagirem a esses sinais.

²² Em Moffitt (1990) foram avaliadas 4 abordagens: **i)** estimação da função de demanda total por meio de Mínimos Quadrados Ordinários; **ii)** estimação da função de demanda marginal por meio de Mínimos Quadrados Ordinários; **iii)** estimação da função de demanda marginal por meio de Variáveis Instrumentais; e **iv)** estimação conjunta com dois termos de erro. Tendo sido as 3 primeiras descartadas por gerarem estimativas com viés e inconsistência.

4 RESPOSTA DO CONSUMIDOR À SISTEMÁTICA ATUAL

No setor elétrico a aplicação de sinais de eficiência ou incentivos aos pequenos consumidores podem não apresentar a mesma penetração ou os mesmos efeitos quando comparados com aqueles direcionados aos grandes consumidores. Questões como a assimetria de informação, a inércia, o receio ou a tradição podem influenciar a escolha desses consumidores, resultando não raro em ganhos sistêmicos diminutos ou simplesmente em uma indiferença ao sinal econômico aplicado.

De fato, a informação disponível para a maioria dos consumidores atendidos em baixa tensão é consideravelmente reduzida. Muitas das pessoas residentes em prédios de apartamentos sequer sabem onde está localizado ou saberiam identificar o seu medidor no quadro de medição de seus edifícios. Consequentemente, na prática, a fonte de informação disponível para o acompanhamento do consumo e para uma possível reação se restringe ao consumo medido de meses pretéritos, disponível nas próprias faturas. Esta única fonte está de acordo o padrão de resposta dos consumidores da cidade de San Diego, Califórnia, às grandes variações tarifárias ocorridas no ano de 2000, analisadas por Bushnell e Mansur (2004). Nesse estudo a reação do consumidor apresentou maior correlação com os valores pagos em faturas pretéritas recentes, independentemente de qualquer volatilidade apresentada pelo valor corrente das tarifas no ambiente desregulado da Califórnia.

Para Borenstein (2009) a aplicação de tarifas crescentes (ou decrescentes) também suscita o questionamento da real capacidade e efetividade da reação dos consumidores residenciais a tais estímulos. Estes consumidores mais provavelmente reagem, quando muito, segundo uma vaga ideia do preço médio pago pela energia consumida. Grande parte dos consumidores, em verdade, desconhecem os blocos de consumo e seus respectivos descontos ou tarifas, o quanto consomem de energia elétrica ou ainda a sua unidade de medida, em oposição a modelos que assumem um nível de sofisticação que a maioria das pessoas simplesmente não possui. Influenciadas por variações mensais no valor total a ser pago, as pessoas podem lançar mão de medidas para conter gastos, mas geralmente não são capazes de inferir o preço marginal esperado de seu consumo – o qual foge de um

controle acurado pelo consumidor também em função da variação do período exato em que as leituras serão realizadas, usualmente entre 27 e 33 dias, o que repercute diretamente no consumo medido.

Por outro lado, a partir de experimento conduzido em Fukuoka, Japão, Matsukawa (2004) analisou o impacto de se disponibilizar a um grupo de consumidores, com gráficos e tabelas, uma série de informações horárias acerca de seus padrões de consumo. Os resultados obtidos indicaram pela resposta dos consumidores aos dados encaminhados, assim como um ambiente favorável para o desenvolvimento de programas de conservação de energia conduzidos conjuntamente com serviços de informações ao consumidor.

Efeito similar pôde ser constatado na implantação de um projeto-piloto de pré-pagamento em comunidades isoladas no Estado do Amazonas²³. Aqui a simples instalação da interface de inserção de créditos (e do mostrador dos créditos de energia remanescente) permitiu aos consumidores um nível superior de controle e informação, tornando-os mais ativos e capazes de realizar suas escolhas de consumo. Conforme veiculado em matéria na página eletrônica da ANEEL, após visita a quatro dessas comunidades, localizadas no Município de Maués-AM:

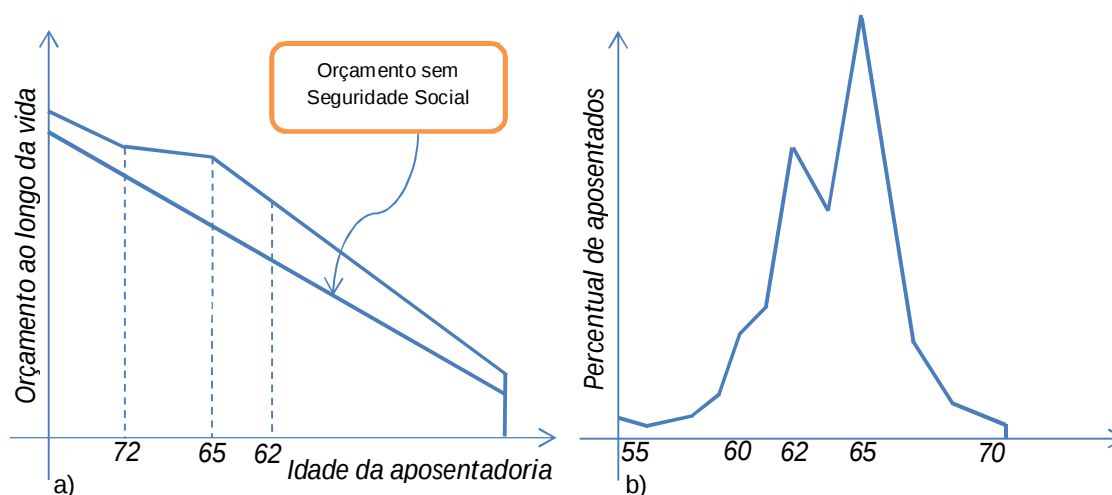
A Agência constatou também na viagem uma elevada consciência e percepção do custo da energia por parte dos consumidores. A maioria deles sabia o consumo médio mensal dos eletrodomésticos e quanto eles consumiam diariamente. Percebeu-se claramente que a população adequou seus hábitos de consumo ao preço da energia e à sua capacidade de pagamento. Os motivos para o consumo racional podem ser explicados pela existência de um mostrador digital dentro das residências, pela possibilidade de comprarem somente o necessário para seu consumo e pelo ato de inserirem os créditos no medidor. Nenhuma das famílias entrevistadas pôde relatar sobre a sinalização (visual ou sonora) referente ao esgotamento do crédito, pois não tiveram o fornecimento suspenso por falta de pagamento e nem deixaram que o consumo chegasse ao limite que faz emitir o sinal.

Não se deve antecipadamente concluir, portanto, que as famílias ou consumidores residenciais sejam **inerentemente** indiferentes ou **sempre** respondam timidamente a estímulos ou sinais econômicos. A sua reação, pelo contrário, muitas vezes se apresenta decidida e contundente, dependendo da clareza das informações, do quão grande são os valores ou estímulos envolvidos, ou ainda da forma como os benefícios são percebidos frente aos custos envolvidos.

²³ Detalhes do projeto podem ser obtidos no Processo ANEEL nº 48500.005190/2009-93

Os estudos de Burtless e Moffitt (1984, 1985) acerca dos efeitos do sistema de seguridade social dos E.U.A., por exemplo, ilustram as escolhas dos trabalhadores sobre a idade em que se aposentam e sobre a quantidade de horas de trabalho após a aposentadoria. Nesse caso se percebe claramente o comportamento de maximização dos trabalhadores ao concentrarem suas aposentadorias em torno da idade onde se situa o pico de crescimento dos benefícios da seguridade, ponto a partir do qual o aumento do benefício não compensa a redução da expectativa de vida.

Figura 7 – a) Orçamento ao longo da vida, com e sem o efeito da Seguridade Social e b) distribuição das idades com que as pessoas se aposentam nos Estados Unidos.



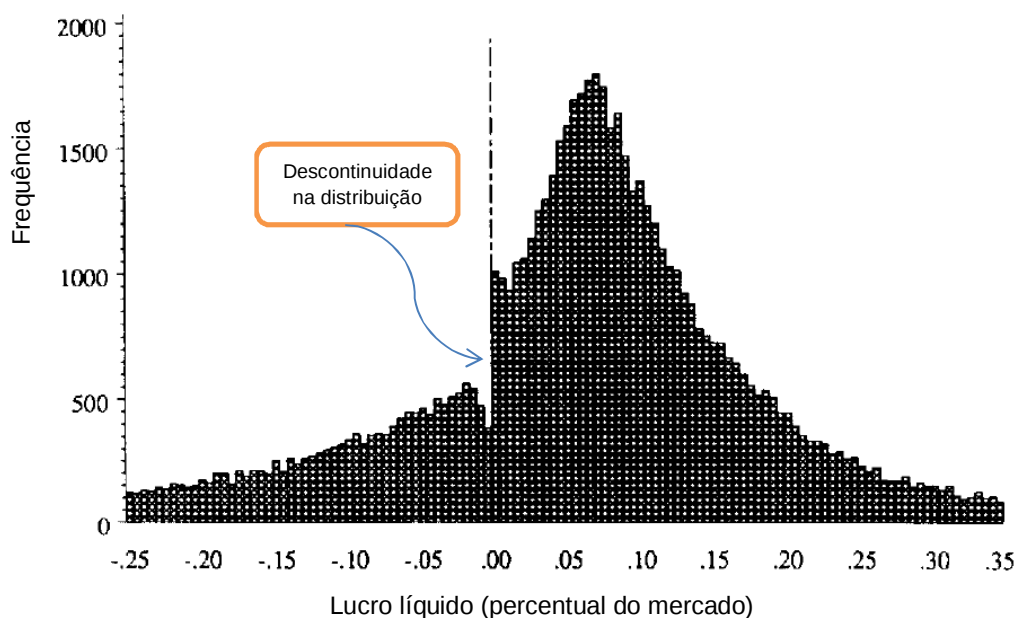
Fonte: Burtless e Moffitt (1984, 1985).

Resultados interessantes também são apresentados por Saez (2002), ilustrando o quanto as diferentes percepções e elasticidades ao longo das faixas de renda se refletem na decisão dos cidadãos americanos em, na medida do possível, aumentar ou diminuir o seu rendimento (ou o que se declara como rendimento para o Imposto de Renda). Analisando-se o efeito esperado para as diversas faixas de renda, em função dos esquemas de isenção e de aplicação de alíquotas progressivas de taxaço do imposto de renda, foi encontrada evidência clara de acumulação de rendimentos somente no limiar da primeira “quina”, antes da qual se situa a faixa de isenção do imposto de renda. Para as demais faixas não foram encontradas evidências de acumulação de rendimentos em torno dos pontos onde há mudança nas alíquotas do imposto de renda. Nesse estudo também foi significativo o fato de o efeito de acumulação ter sido maior em períodos onde as

regras de isenção e de dedução eram mais simples e transparentes para o contribuinte americano.

De fato, exemplos desse efeito de acumulação – deliberadamente conduzido para se enquadrar nos limites de certo critério de elegibilidade e assim fazer jus a um benefício – podem ser encontrados nas mais variadas situações. E, como demonstram trabalhos que objetivam a detecção de manipulações – dentro de certa margem de discricionariedade – na elaboração do balanço de empresas, o incentivo subjacente à acumulação de registros em torno de determinados valores pode nem mesmo estar relacionado com um critério ou benefício formalmente estabelecido. Nestas situações, existiria evidência de os resultados **negativos** de pequena monta serem registrados como resultados **positivos** de pequena monta, sendo isto visualmente perceptível pela descontinuidade observada na distribuição de frequência desses registros (ver Figura 8).

Figura 8 – Exemplo de uma distribuição de lucro líquido reportada no artigo *Earnings managment to avoid earnings decreases and losses* (1997).

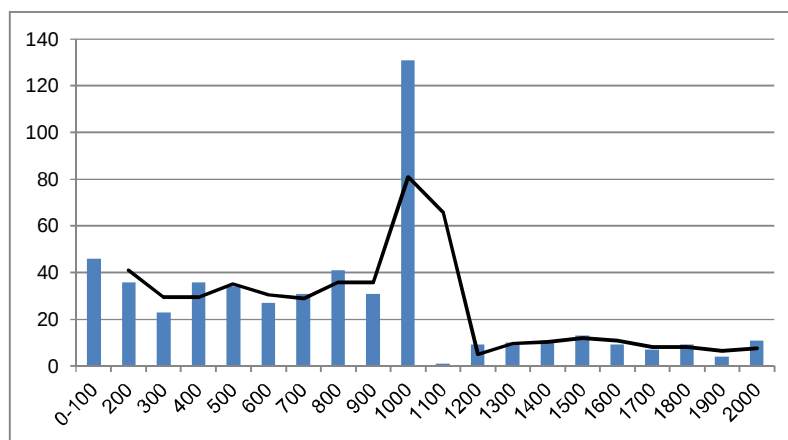


Fonte: Burgstahler e Dichev (1997)

Os histogramas das Figuras 9 e 10 apontam para um comportamento de natureza similar relacionado com a definição do potencial de geração em

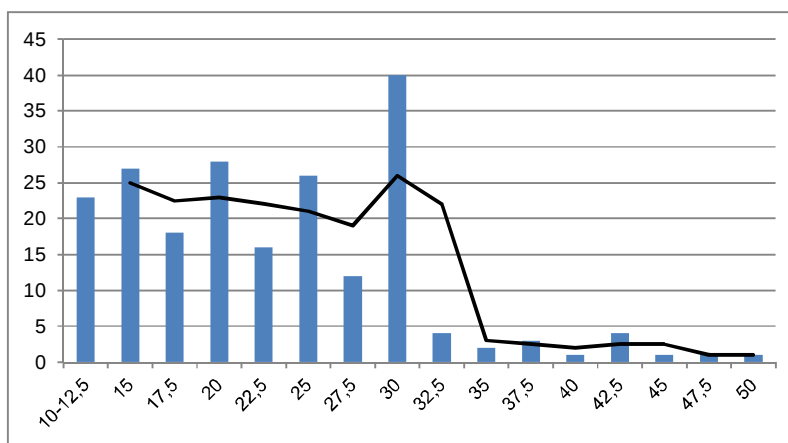
empreendimentos hidrelétricos²⁴. A menos de características no relevo ou na hidrologia dos rios brasileiros que expliquem os acúmulos em torno de aproveitamentos de 1 MW ou 30 MW de potência, a maior frequência de hidrelétricas com essas capacidades pode ser entendido como uma escolha deliberada para: **i)** no primeiro caso, se enquadrar na dispensa de licitação definida no art. 8º da Lei nº 9.074/1995; e, **ii)** no segundo caso, se enquadrar e auferir os benefícios atinentes a caracterização como Pequena Central Hidrelétrica (PCH), conforme disposto na Lei nº 9.427/1996.

Figura 9 – Histograma da potência de aproveitamentos hidrelétricos entre 0 e 2.000 kW, computando-se o número de empreendimentos existentes em faixas de 100 kW.



Fonte: Produção do autor, a partir de dados do BIG/ANEEL.

Figura 10 – Histograma da potência de aproveitamentos hidrelétricos acima de 10 MW até 50 MW, computando-se o número de empreendimentos existentes em faixas de 2,5 MW.



Fonte: Produção do autor, a partir de dados do BIG/ANEEL.

²⁴ Dados obtidos a partir do Banco de Informações de Geração (BIG) na página eletrônica da ANEEL em 09/07/2013.

Nas situações acima vemos surgir um potencial efeito negativo ocasionado pelos correspondentes benefícios ou exigências diferenciadas de cada grupo, pois algumas usinas podem ter sido subdimensionadas com o objetivo de se adequar aos limites definidos. No caso da TSEE esse comportamento seria, por sua vez, desejável, ou seja, a observação de deslocamentos para uma faixa de consumo inferior (ou superior) seria positivo, pois: **i)** a diferenciação tarifária não deixa de ser um incentivo para que o consumidor, quando possível, reduza o seu consumo, adotando medidas de conservação energética ou adquirindo equipamentos mais eficientes; **ii)** a ocorrência de tal deslocamento também indicaria um menor grau de informações assimétricas, assim como a capacidade efetiva dos consumidores em responder ao sinal tarifário, auferindo os benefícios que lhe aprouverem relevantes.

Na avaliação da resposta dos consumidores beneficiados pela TSEE, podemos também construir a distribuição de frequência dos valores de consumo medido e, assim, verificarmos a existência de possíveis acumulações em torno dos pontos onde ocorrem as mudanças nos percentuais de descontos.

A partir dos dados de faturamento encaminhados para a Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL, por ocasião do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias, foi escolhido para se construir o histograma de frequência da energia medida o mês de referência com a maior quantidade de dados disponíveis: setembro de 2012. Temos aqui, portanto, uma amostra considerável de um mês de faturamento ocorrido após a exclusão, em 2010, dos consumidores que se beneficiavam da TSEE apenas por terem um consumo reduzido. Dos dados disponíveis, foram expurgados registros com valores negativos e ainda aqueles acima de 500 kWh, os primeiros por provavelmente representarem erros ou acertos de faturamento e os demais por se situarem em regiões muito distantes dos valores de consumo onde ocorrem as mudanças de tarifa da TSEE. Ao final, a amostra contou com o valor do consumo medido de mais 4,9 milhões de residências, o que representa 40,78% do total atual de beneficiados pela TSEE²⁵. A Tabela 6 resume as empresas que compuseram a amostra e a Figura 11 ilustra a distribuição geográfica das mesmas no Território Nacional.

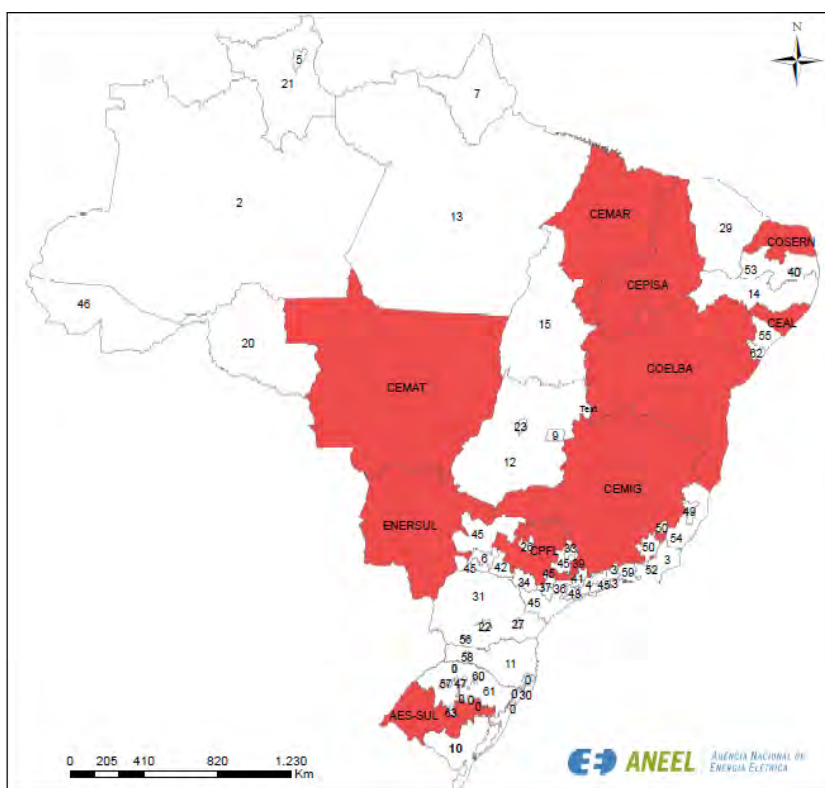
²⁵ No Anexo D consta o resumo das informações acerca da aplicação da TSEE por Estado, conforme disponível na página eletrônica da ANEEL em setembro de 2013.

Tabela 6 – Quantidade de unidades consumidoras da amostra obtida com as informações de faturamento de setembro de 2012.

Distribuidora	Qtde de UC's da amostra de 9/2012	Qtde atual de UC's Baixa Renda 7/2013	% da amostra em relação ao total nacional atual
1) AES Sul	84.009	12.121.452	0,69%
2) CEAL	235.710		1,94%
3) CEMAR	888.864		7,33%
4) CEMAT	126.706		1,05%
5) CEMIG	860.374		7,10%
6) CEPISA	342.718		2,83%
7) COELBA	1.747.361		14,42%
8) COSERN	357.365		2,95%
9) CPFL-Paulista	192.443		1,59%
10) ENERSUL	107.038		0,88%
Total	4.942.588		40,78%

Fonte: Produção do autor, a partir de dados de faturamento encaminhados para a SRE/ANEEL.

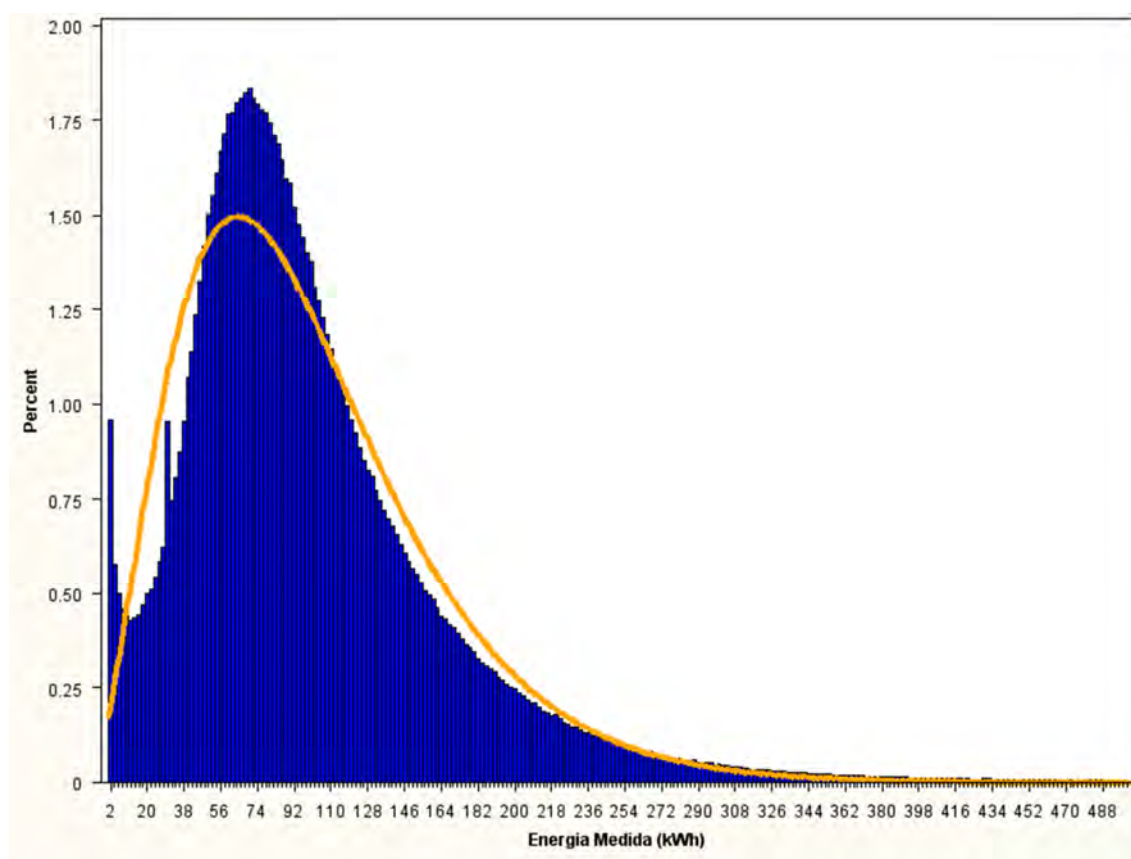
Figura 11 – Mapa com a distribuição das empresas que compuseram a amostra.



Fonte: SGI/ANEEL.

Pelo histograma resultante, o qual se encontra sobreposto na Figura 12 por uma distribuição gama, vemos que, de forma geral, não há ao longo dos valores consumidos mudanças abruptas que destoem sobremaneira do que seria esperado para uma distribuição aleatória de valores. As únicas exceções podem ser observadas por meio de “cristas” em valores de consumo extremamente reduzido e sobre o valor de 30 kWh, o qual será analisado mais detidamente a seguir, juntamente com os demais valores de consumo onde ocorrem as mudanças dos descontos da TSEE.

Figura 12 – Histograma com a distribuição do consumo medido das unidades consumidoras que compuseram a amostra de setembro de 2012.

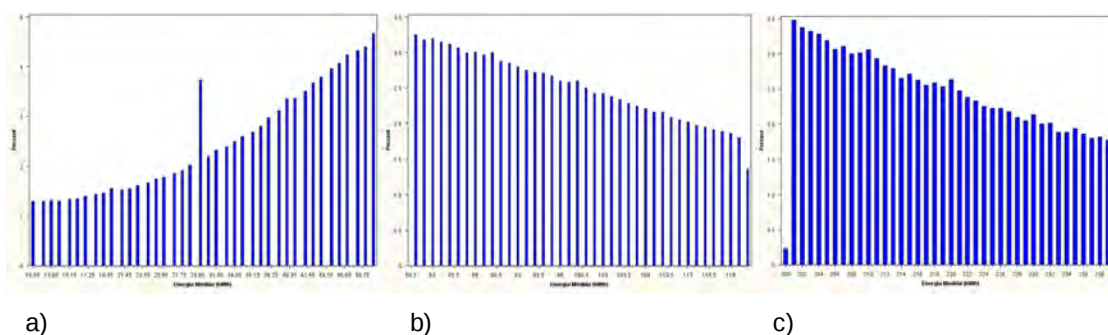


Fonte: Produção do autor, a partir de dados de faturamento encaminhados para a SRE/ANEEL.

Observando-se os registros de consumo ao redor dos valores de 30 kWh, 100 kWh e 220 kWh, realmente se verifica pela Figura 13 que somente nos valores de consumo em torno de 30 kWh ocorre uma quantidade de registros destoante do comportamento geral da distribuição. Surgem então as seguintes possibilidades para

a ocorrência frequente deste valor específico: **i)** uma quantidade considerável de unidades consumidoras naturalmente consome cerca de 30 kWh, o que poderia ser explicado se houver um estoque comum de equipamentos e um perfil de consumo similar nessa parcela da população; **ii)** haveria de fato um comportamento deliberado do consumidor para se manter na primeira faixa de descontos, o que indicaria pela maior elasticidade-preço do consumo de energia dos consumidores de baixa renda que apresentam um consumo no limiar de 30 kWh, fazendo com que o valor do desconto na primeira faixa seja suficiente para provocar uma mudança no comportamento dos consumidores próximos desta faixa; **iii)** seriam tão somente situações de faturamento pela média que resultam em valores abaixo de 30 kWh e cujo registro de leitura para fins de faturamento levou em consideração o consumo mínimo faturável de 30 kWh para as unidades monofásicas²⁶; ou ainda **iv)** poderia se tratar de informações prestadas pelas distribuidoras como consumo medido, mas que na verdade se tratam de consumo faturado, ou seja, apesar de ter sido registrado um consumo abaixo de 30 kWh o valor encaminhado para a ANEEL foi o mínimo faturado das unidades monofásicas²⁷.

Figura 13 – Distribuição do consumo medido ao redor de: a) 30 kWh; b) 100 kWh; e c) 220 kWh.



Fonte: Produção do autor, a partir de dados de faturamento encaminhados para a SRE/ANEEL.

Para as duas últimas possibilidades, elencadas acima, caberia uma investigação mais detalhada dos dados encaminhados. Todavia, não deixa de ser relevante o fato de a grande maioria das unidades serem atendidas por meio de padrões monofásicos, o que potencializa a ocorrência de registros de consumo que

²⁶ Não se verificou acumulação de valores ao redor dos valores mínimos de consumo definidos para as unidades bifásicas e trifásicas, respectivamente 50 kWh e 100 kWh. Deve-se considerar, contudo, que as unidades bifásicas ou trifásicas são um quantitativo menor do universo de consumidores, o que talvez não seja suficiente para causar uma modificação na distribuição dos valores registrados.

²⁷ Ver art. 98 da Resolução Normativa nº 414/10.

levem em consideração o consumo mínimo de 30 kWh, devido no caso de unidades monofásicas.

No caso da segunda possibilidade, pode-se também perceber que logo após a “crista” existente em 30 kWh não há uma descontinuidade em sentido contrário, ou seja, não há uma redução acentuada na ocorrência dos valores de consumo na região vizinha imediatamente acima – o que seria de se esperar caso pessoas com um consumo superior estivessem deliberadamente reduzindo-o para se manter na primeira faixa de descontos. De qualquer forma, a “crista” sobre o consumo de 30 kWh não deixa de ser um indício de que poderia haver alguma resposta do consumir nesta faixa de consumo.

No Apêndice A constam os histogramas de todas as distribuidoras que compuseram a amostra considerada. Neles basicamente se percebem as mesmas observações acima descritas, donde ressaltamos não haver as referidas “cristas” sobre o valor de 30 kWh apenas nos dados encaminhados pela CEMIG e pela CPFL-Paulista. No mais, é interessante notar a ausência de resposta ao redor dos demais valores onde há mudança nos descontos tarifários – os quais se tornam cada vez menores, diminuindo com isto os incentivos que poderiam provocar uma alteração no comportamento dos consumidores.

De fato, a própria literatura indica valores pequenos (abaixo de um) para as estimativas da elasticidade-preço da demanda residencial por energia elétrica. Em Schimdt e Lima (2004) foi obtido para os consumidores residenciais brasileiros, a partir de dados anuais de 1969 a 1999, um valor de elasticidade-preço de longo prazo de -0,085. Isto significa que um acréscimo de 1% na tarifa provocaria uma redução de 0,085% no consumo de energia. No curto prazo a elasticidade seria ainda menor²⁸. Tais valores de elasticidade-preço auxiliam o entendimento dos resultados acima, principalmente se levarmos em conta que a economia obtida por um consumidor com a TSEE pode resultar irrisória frente ao esforço necessário (com a perda de conforto) para se manter em determinada faixa. Mesmo se tomarmos o caso extremo de um consumidor que apresente um consumo médio de 110 kWh e o reduza para zero, a sua economia ficaria em torno de R\$ 21,00 (ver Tabela 7). Movimentos marginais ao redor dos limites onde há mudança de tarifa, com o

²⁸ Segundo alguns autores, a elasticidade do curto prazo, vis-à-vis a de longo prazo, poderia ser explicada pelo fato dos estoques de equipamentos eletrointensivos serem mais facilmente trocados no longo prazo.

objetivo de passar a consumir em uma faixa inferior, envolveriam, portanto, valores ainda menores.

Tabela 7 – Exemplos de tarifas e valores (sem impostos) de um faturamento médio pela TSEE.

Consumo	AMPLA		CELPA		CEMIG		CEB	
	Tarifa*	Valor	Tarifa	Valor	Tarifa	Valor	Tarifa	Valor
0-30	0,13653	4,10	0,12269	3,68	0,11883	3,56	0,08746	2,62
31-100	0,23407	16,38	0,21032	14,72	0,20371	14,26	0,14993	10,50
101-110	0,35110	3,51	0,31549	3,15	0,30556	3,06	0,22490	2,25
Total		23,99		21,55		20,88		15,37

*Tarifa homologada pela ANEEL.

Fonte: Produção do autor, a partir das Resoluções Homologatórias das distribuidoras em questão.

Por fim, cabe ainda ressaltar que outras “quinas” podem surgir na restrição orçamentária do consumidor – além daquelas ocasionadas pelos descontos tarifários – isto porque incidem sobre o consumo tributos e contribuições como o ICMS e a Contribuição de Iluminação Pública (CIP), os quais são muitas vezes definidos na forma de alíquotas que variam de acordo com o valor total consumido e que podem ou não coincidir com os limites de aplicação da TSEE. Mas, conforme já relatado, aparentemente não se observa nos histogramas efeito algum além daquele referente ao consumo de 30 kWh.

5 PROPOSTA DE ADOÇÃO DE UMA FAIXA DE CONSUMO GRATUITO

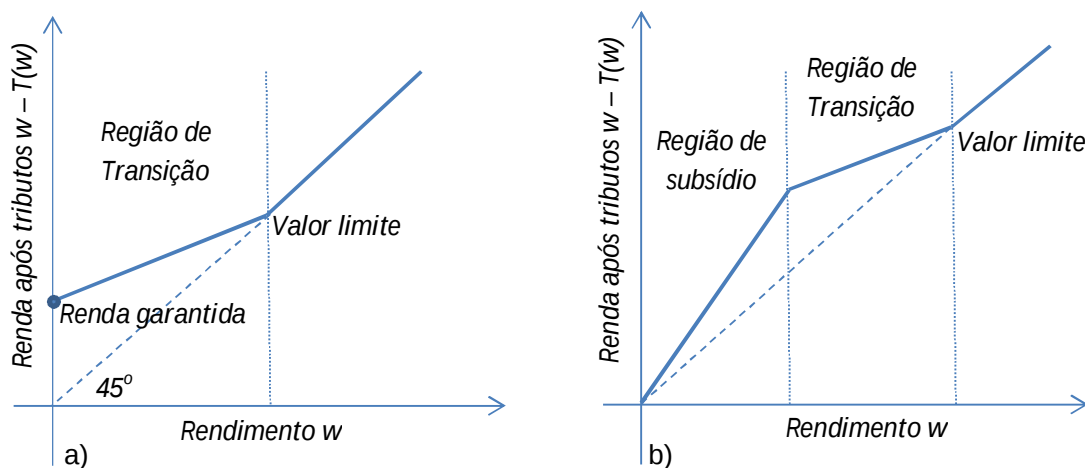
A implantação de programas de transferência de renda sempre geram controvérsias. A despeito de melhorarem o bem-estar de parcela da população desprovida de maiores recursos, advoga-se continuamente que esses programas podem ocasionar a redução do incentivo ao trabalho e, portanto, representam uma ineficiência que ocasionaria uma perda nos ganhos distributivos.

Conforme apontado por Saez (2002), acerca da oferta de trabalho em função da aplicação de programas sociais, os indivíduos podem responder na margem intensiva, variando as horas dedicadas ao trabalho, ou na margem extensiva, escolhendo ou não trabalhar. Para a população de baixa renda, a elasticidade da oferta de trabalho na margem extensiva seria significativa, mas, por outro lado, bastante limitada ao longo da margem intensiva. A margem da resposta

comportamental seria, assim, um elemento chave na construção de um esquema de transferência de renda ótimo.

Na Figura 14 temos o que seriam os resultados na renda de possíveis beneficiados por programas de redistribuição com foco na margem extensiva e na margem intensiva. No primeiro caso há uma renda garantida, independentemente dos rendimentos, sendo reduzida gradualmente até o valor limite onde não haverá mais transferência. No segundo caso não há auxílio para indivíduos sem rendimento, porém todo rendimento obtido abaixo de um determinado valor conta com uma complementação do governo, a qual, em uma primeira faixa, será tanto maior quanto maior for o rendimento, mas, em uma segunda faixa, será diminuída gradualmente até o valor limite onde não haverá mais transferência.

Figura 14 – Esquemas de programas com efeito na margem a) extensiva e b) intensiva.



Fonte: Saez (2002).

A experiência de programas de transferência de renda dos Estados Unidos, nos moldes da Figura 14a, indica pela existência de efeitos adversos na oferta de trabalho ao longo da margem extensiva, sendo esses programas muitas vezes apontados como responsáveis pelo nível reduzido de trabalho entre os beneficiários desses programas. A mitigação de tais efeitos deveria, assim, ser atingida por meio de programas que tornam o trabalho suficientemente atrativo para que as pessoas queiram complementar a sua renda e, ao mesmo tempo, reduzir a necessidade de auxílio governamental, conforme ilustrado pelo esquema da Figura 14b. Segundo Saez (2002), desde a década de 90, o programa EITC (*Earned Income Tax Credit*), atuando na margem extensiva, foi substancialmente aumentado, tornando-se a maior forma de transferência de renda dos Estados Unidos. Na prática,

considerando-se os diversos benefícios existentes, as populações de menor renda perceberão um efeito conjunto de programas que são idealizados de ambas as formas ou ainda de programas que já são delineados considerando-se uma sinalização tanto na margem intensiva quanto na margem extensiva.

Não discutiremos aqui as tendências ou preferências do Governo na formulação dos seus programas de transferência de renda. Os valores envolvidos na aplicação da TSEE são consideravelmente inferiores aos de outros programas de governo existentes no Brasil²⁹. Não seria, então, inteiramente adequado se falar em maior ou menor dedicação ao trabalho em função da TSEE, muito menos avaliar se os seus beneficiados decidirão ou não trabalhar, visto que ninguém sobreviveria apenas em função de se ter certa quantidade de energia elétrica de forma gratuita, apesar de este auxílio possivelmente influenciar – mesmo que de forma marginal – o comportamento do consumidor/trabalhador, caso esse benefício fosse avaliado de forma conjunta com os demais programas de transferência de renda.

Conforme apresentado no Capítulo anterior, a capacidade de reação dos consumidores atendidos em baixa tensão é reduzida e limitada. Independentemente da forma como deva ser construído um programa ótimo de transferência de renda, a sistemática atual de aplicação da TSEE apresenta uma complexidade excessiva frente aos valores envolvidos³⁰. Isto certamente dificulta o entendimento dos consumidores, que muitas vezes já não dispõem de maiores informações. A adoção de uma única faixa de gratuidade, em substituição aos diversos patamares de descontos, poderia ocasionar essa simplificação, além de outros potenciais benefícios, os quais serão abordados mais adiante.

Surge, pois, primeiramente, a questão de qual deve ser o limite de consumo para o qual será concedida a gratuidade. Para este fim, levaremos em conta algumas premissas na sua definição: **i)** mesmo que atualmente a repercussão tarifária tenha sido parcialmente deslocada do consumidor para o contribuinte – com o suporte de grande parte das despesas da CDE diretamente pelo Tesouro Nacional – o consumidor não deixa de ser o contribuinte, e conseqüentemente o responsável pelos recursos necessários, no que se deve evitar, portanto, a sua majoração, definindo-se um limite que minimize impactos indesejados nas contas públicas; **ii)** a

²⁹ O Bolsa Família, por exemplo, destinou mais de 21 bilhões de reais em benefícios, no ano de 2012.

³⁰ Além de não garantir um consumo mínimo, mesmo que o indivíduo seja extremamente pobre.

condução de qualquer mudança invariavelmente produzirá efeitos benéficos para uma parcela dos consumidores, melhorando a sua situação, mas também prejudicará outra parcela, piorando a sua situação, no que se deseja um efeito que seja vantajoso para a maioria e que **iii)** recaia, preferencialmente, sobre os mais carentes – o que se depreende ser o objetivo principal de um mecanismo de transferência de renda.

A Tabela 8, a seguir, contempla o resultado das estimativas de faixas de consumo gratuito, calculado com base em um montante de recursos equivalente (o mais próximo possível) ao suportado pela sistemática atual. Aqui foram utilizados os valores homologados para diversas distribuidoras em duas ocasiões distintas: **i)** com dados de outubro de 2009, antes da extinção do enquadramento automático pelo critério de baixo consumo; e **ii)** com dados mais recentes de vários meses de 2013. Para cada mês foi coletado o valor da Diferença Mensal de Receita (DMR), a quantidade de beneficiados e a tarifa da classe residencial. De posse dessas informações foi calculado o valor médio de recursos por consumidor, o qual pode ser então convertido em um montante de energia média que é destinada aos consumidores beneficiados. Os percentuais de impacto na DMR consideraram, assim, a relação entre o valor da estimativa de variação da DMR, ao ser aplicada a gratuidade média, e o valor da DMR que foi efetivamente informada para a ANEEL no mês em questão.

Tabela 8 – Estimativa de valores de gratuidade média e percentuais de impacto sobre a CDE.

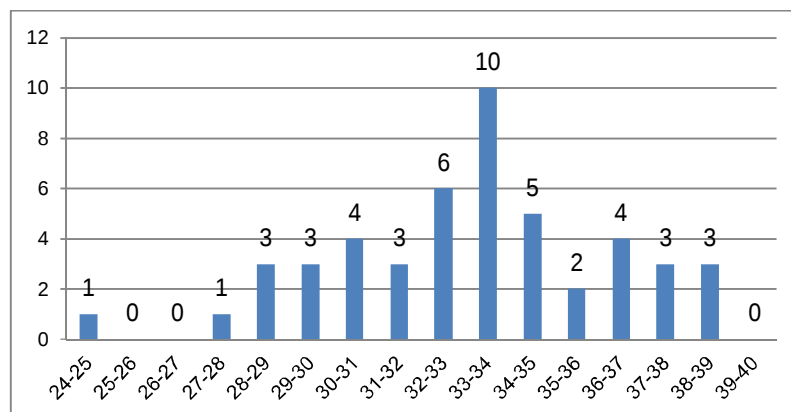
Mês/Ano	Consumo equivalente com menor impacto negativo		Consumo equivalente com menor impacto positivo	
	Consumo (kWh)	Impacto (%)	Consumo (kWh)	Impacto (%)
Out/2009	30	-1,80	31	+1,34
Fev/2013	44	-0,39	45	+1,88
Mar/2013	43	-1,53	44	+0,76
Abr/2013	46	-0,34	47	+0,16
Mai/2013	44	-0,01	45	+2,26
Jun/2013	43	-0,76	44	+1,55
Jul/2013	43	-1,02	44	+1,29

Fonte: Produção do autor, a partir da homologação da DMR.

Os números acima representam o consumo gratuito **médio** para o total das diversas distribuidoras consideradas mês a mês. Obviamente, cada uma das distribuidoras possui valores próprios para o que seria o consumo médio gratuito na sua área de concessão – condizente com o perfil do seu mercado de consumidores beneficiados pela TSEE. Os detalhes do consumo médio equivalente calculado para cada uma das distribuidoras encontram-se disponíveis no Apêndice B.

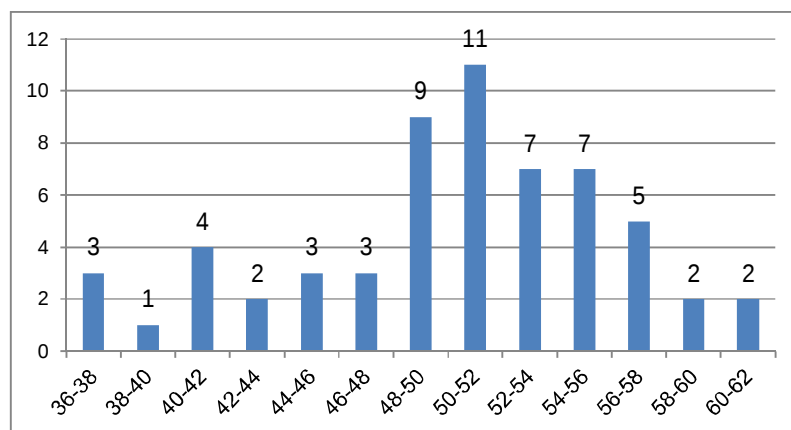
Os histogramas das Figuras 15 e 16 ilustram a variação da média de consumo gratuito observada nos dados de março de 2009 e a variação da média dos meses disponíveis nos dados de 2013. Nos dados de 2009 a média das médias apresenta um valor de 32,47 kWh, a mediana um valor 33,48 kWh e o desvio padrão é igual a 2,60. Já nos dados de 2013 a média das médias apresenta um valor de 50,19 kWh, a mediana um valor 50,69 kWh e o desvio padrão é igual a 5,93.

Figura 15 – Distribuição das médias de consumo gratuito – Dados de 2009.



Fonte: Produção do autor, a partir da homologação da DMR.

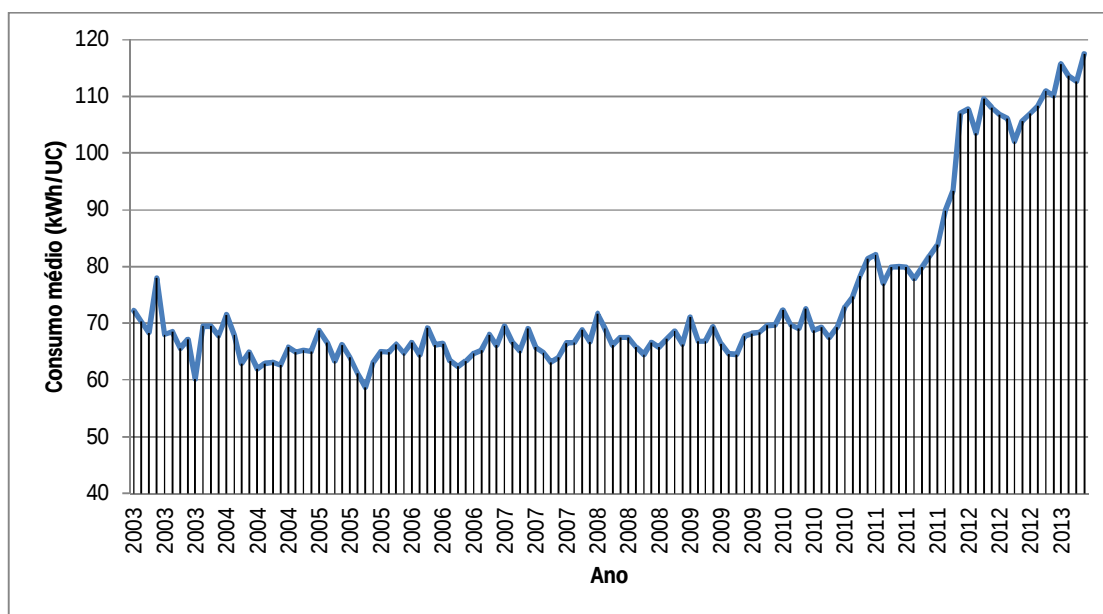
Figura 16 – Distribuição das médias de consumo gratuito – Dados de 2013.



Fonte: Produção do autor, a partir da homologação da DMR.

Destaca-se a diferença ocorrida entre os valores do consumo equivalente de cada ano, o qual apresenta um aumento considerável. Tal resultado reflete a grande quantidade de descontos que deixaram de ser concedidos pelo critério de baixo consumo, os quais muitas vezes acabavam por beneficiar imóveis fechados, casas de veraneio e outras situações que reduziam acentuadamente a média de consumo da subclasse residencial baixa renda. Pelo gráfico da Figura 17 temos a variação do consumo médio das unidades que receberam o benefício da TSEE desde janeiro de 2003 a abril de 2013, onde se vê claramente o aumento acentuado do consumo médio a partir de 2010. Por isso, a partir daqui consideraremos na definição da faixa de gratuidade apenas o conjunto de dados obtidos nos meses de 2013.

Figura 17 – Evolução do consumo médio (kWh) da subclasse residencial baixa renda.



Fonte: Produção do autor, a partir de dados obtidos do SAD/ANEEL.

A princípio, com base nos valores médios atuais, sugeriríamos então a adoção de uma faixa gratuita de 45 kWh, tendo sido este o valor em torno do qual se apresentou o limite inferior de impacto positivo na DMR, ou seja, de acréscimo nas despesas da CDE, conforme demonstram os dados de 2013³¹. Outra possibilidade seria a de se estender aos demais consumidores a faixa gratuita de 50 kWh, que já é concedida aos indígenas e quilombolas. Se considerarmos ainda a sistemática atual,

³¹ O valor preciso da faixa gratuita seria uma fração entre 44 e 45 kWh, porém, já imaginando a sua aplicação prática optamos por utilizar o valor limite de 45.

podemos também traçar como limite superior o valor de 60 kWh, o qual na prática seria concedido por essa sistemática se **todas as unidades** beneficiadas pela TSEE passassem a ter (mesmo que pouco provavelmente) um consumo superior a 220 kWh, uma vez que a todas elas seriam aplicadas integralmente as 3 faixas de descontos ($30 \times 0,65 + 70 \times 0,4 + 120 \times 0,10 = 59,50$)³². Na Tabela 9 temos a estimativa do impacto de cada um desses possíveis valores de gratuidade nos meses de 2013, assim como a estimativa de impacto sobre a CDE – sendo este considerado diretamente da variação percentual da DMR sobre o valor de 2,2 bilhões de reais previstos para o ano de 2013 (ver Tabela 5).

Tabela 9 – Estimativas de impacto na CDE para faixas gratuitas de 45, 50 e 60 kWh.

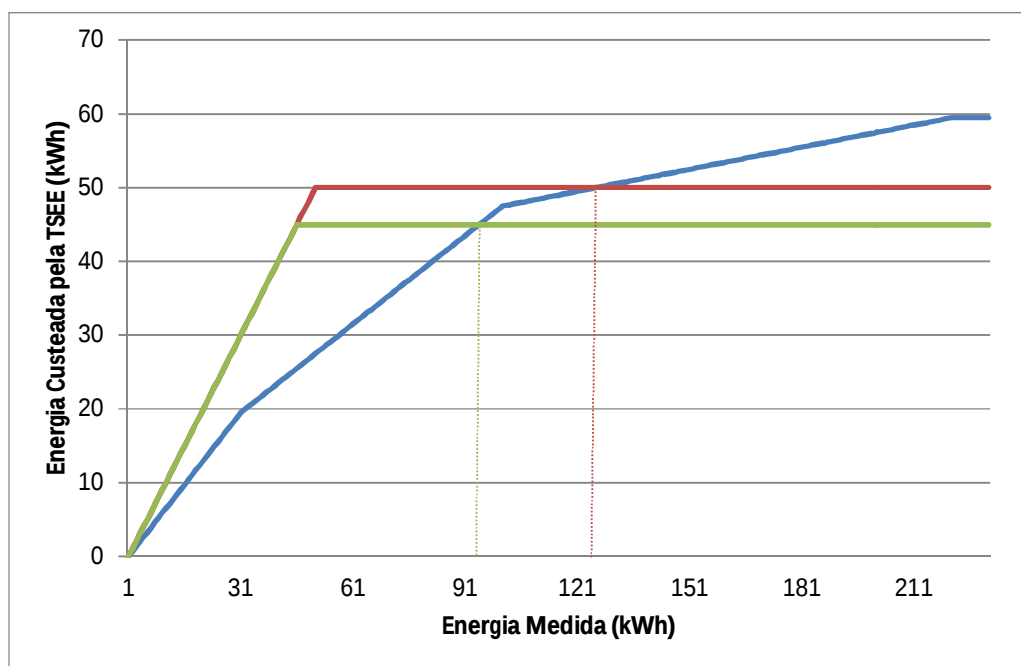
Mês	Impacto % na DMR			Impacto na CDE (milhões de R\$)		
	45	50	60	45	50	60
Fev/2013	1,88	13,20	35,84	41,36	290,40	788,48
Mar/2013	3,05	14,50	37,41	67,10	319,00	823,02
Abr/2013	(0,84)	1,26	6,67	(18,48)	27,72	146,74
Mai/2013	2,26	13,63	36,35	49,72	299,86	799,70
Jun/2013	3,86	15,40	38,48	84,92	338,80	846,56
Jul/2013	3,59	15,10	38,12	78,98	332,20	838,64

Fonte: Produção do autor, a partir da homologação da DMR.

Comparado ao efeito acumulado dos descontos concedidos pela sistemática atual, o valor limite de 45 kWh gratuitos implica em um ponto de transição localizado sobre o consumo aproximado de 94 kWh (ver linha verde na Figura 18). Para o valor limite de 50 kWh este ponto cairia sobre o consumo de 125 kWh (ver linha vermelha na Figura 18). Isto significa que, no caso de 45 kWh gratuitos, as famílias que atualmente possuem um consumo inferior a 94 kWh seriam beneficiadas com a nova sistemática. Já o aumento gradativo do consumo, a partir de 94 kWh, implicaria em uma diminuição dos descontos atualmente percebidos por determinada família, piorando em parte a sua situação tanto maior seja o seu consumo.

³² Pela tabela do Apêndice B pode-se ver que muito dificilmente alguma distribuidora apresenta um valor de gratuidade média superior a 60 kWh e, mesmo nessas situações, a ocorrência de valores pouco superiores a 60 kWh é devida a meses com mudanças de tarifas (o que altera a tarifa aplicada na prática para cada consumidor) ou ainda devido a possibilidade de algum problema nas informações encaminhadas pelas distribuidoras.

Figura 18 – Montante de energia custeada pela TSEE com a sistemática atual e com a aplicação de faixas gratuitas de 45 e 50 kWh em função da energia total medida.



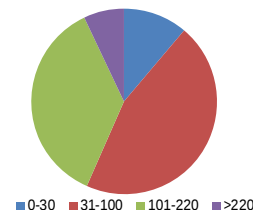
Fonte: Produção do autor.

Tomando-se como base os números referentes à homologação dos valores da DMR de agosto de 2013, temos que mais de 56,65% dos consumidores beneficiados pela TSEE consomem menos do que 100 kWh (ver Tabela 10). Assim, a adoção de uma faixa de consumo gratuito de 45 kWh (e tanto mais a de 50 kWh) implicaria em uma situação mais vantajosa para a maioria das famílias que atualmente recebem os descontos da TSEE. No caso da amostra de faturamento que resultou no histograma da Figura 11, por exemplo, mais de 56% dos registros de consumo medido ficaram abaixo de 94 kWh e mais de 74% dos registros de consumo ficaram abaixo de 125 kWh.

Tabela 10 – Quantidade de unidades, por faixa de consumo, homologadas em agosto de 2013.

Faixa de consumo (kWh)	Qtde de unidades
0 < consumo ≤ 30	1.270.868
30 < consumo ≤ 100	5.202.141
100 < consumo ≤ 220	4.146.073
220 < consumo	805.786
Total	11.424.868

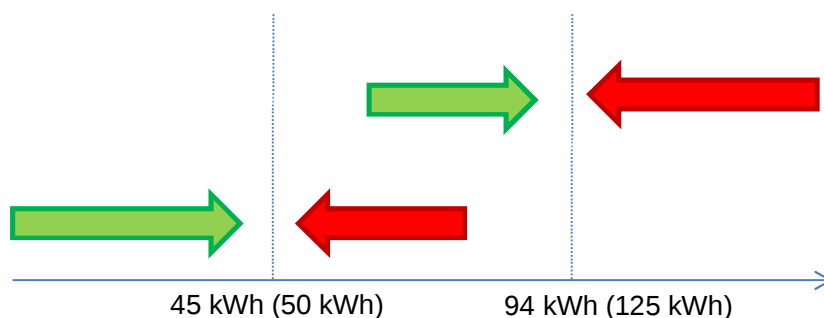
Fonte: Produção do autor, a partir da homologação da DMR.



Neste ponto, não se deve confundir esta implicação com a ideia de que as pessoas mais humildes **necessariamente** estariam concentradas nessas faixas de consumo. Aqui, todos os consumidores estão inscritos no CadÚnico, mas isto não significa que os mais pobres consomem menos energia. Os números acima indicam apenas que uma maior quantidade de famílias, dentre aquelas já beneficiadas pela TSEE, estariam em melhor situação caso fosse adotada uma faixa de gratuidade de 45 ou 50 kWh. Mais acerca dessa questão será colocada adiante.

Certamente a adoção de uma nova sistemática, com a aplicação de uma faixa de gratuidade, poderá provocar mudanças no consumo de energia elétrica, não só nas imediações do limite da gratuidade, mas ao longo de todas as faixas de consumo, abaixo e acima deste limite: **i)** famílias com um consumo abaixo do limite podem sentir-se confortáveis em aumentá-lo; **ii)** famílias com um consumo ligeiramente superior podem sentir-se incentivadas a consumir menos e se beneficiar da gratuidade; **iii)** famílias com um consumo superior ao limite da gratuidade e inferior ao que seria o ponto de indiferença relativo à sistemática atual, por terem na nova sistemática uma tarifa final menor, poderão aumentar o seu consumo; e **iv)** famílias com um consumo acima do ponto de indiferença podem diminuir o seu consumo ao ter uma tarifa final maior, caso se aplique uma faixa de gratuidade. A Figura 19 ilustra as possíveis mudanças³³ que ocorreriam no perfil de consumo em todas essas situações.

Figura 19 – Ilustração das possíveis mudanças de consumo ao se adotar uma faixa de gratuidade. As setas verdes indicam aumento de consumo e as setas vermelhas diminuição.



Fonte: Produção do autor.

³³ Davis, Hughes e Louw (2008) investigaram os impactos da adoção de uma faixa gratuita de 50 kWh em duas comunidades sul-africanas. Em uma delas não se percebeu mudança significativa no consumo de energia. Na outra, porém, o consumo médio registrou um acréscimo de 21,85 kWh, fato este ocorrido de forma concomitante com o acréscimo de 18,75% na posse de fogões elétricos, o que, por sua vez, pode ou não ter sido consequência da aplicação da faixa de consumo gratuito.

Aqui chamamos novamente atenção para o valor reduzido da elasticidade-preço do consumo de energia elétrica, assim como dos próprios valores das faturas quando o consumo é reduzido. Neste sentido, se desconsiderarmos possíveis efeitos de substituição³⁴ entre diferentes fontes de energia e as suas elasticidades subjacentes à variação da tarifa final percebida pelos consumidores, a aplicação de qualquer valor de consumo gratuito resultará em um impacto inferior aos calculados anteriormente, pois várias famílias terão um consumo abaixo do limite estabelecido e, portanto, não exigirão o máximo de recursos que poderiam a elas serem destinados. As residências com um consumo inferior ao da faixa de gratuidade necessitarão apenas dos recursos que forem suficientes para a cobertura do consumo a ser efetivamente faturado. Contudo, também devemos considerar a tendência de as famílias, ao longo do tempo, possuírem mais aparelhos elétricos em suas residências e, conseqüentemente, aumentarem o seu consumo. Outra questão relevante é a existência de um estoque considerável de famílias inscritas no CadÚnico que ainda não percebem os descontos a que poderiam ter direito. A inclusão progressiva dessas famílias nos cadastros das distribuidoras implicará em um aumento considerável no valor absoluto dos recursos da CDE, independentemente de como se comportará a nova média de consumo equivalente a ser suportado pela CDE. No curto/médio prazo, portanto, o aumento das despesas com a TSEE ocorrerá com o aumento do número de beneficiados.

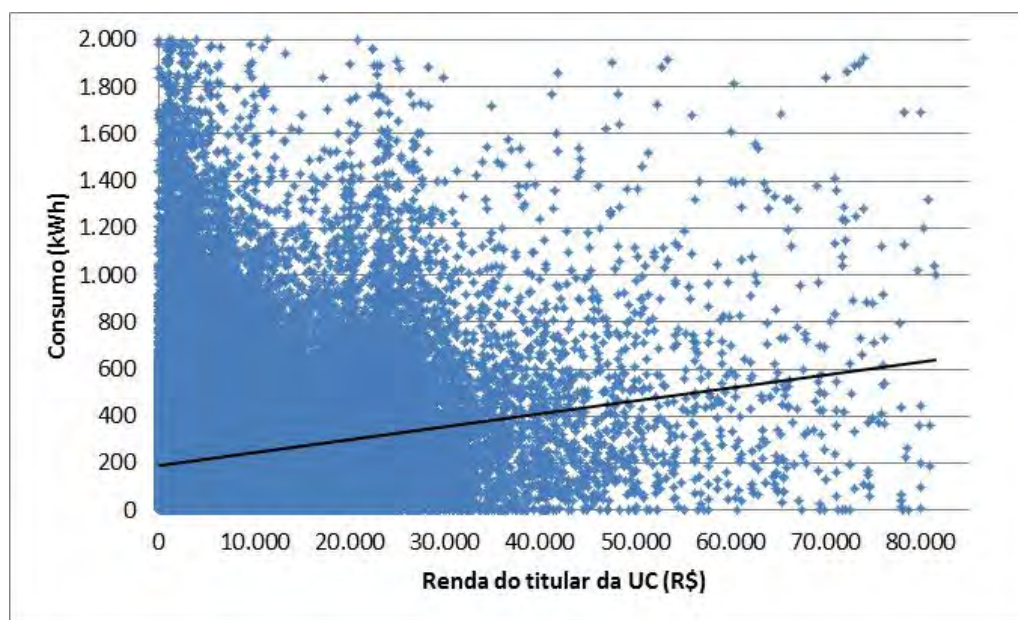
Conforme já ressaltado, um dos problemas existentes nos critérios de elegibilidade da TSEE era a sua concessão automática para todos os consumidores que tivessem uma média móvel de consumo abaixo de 80 kWh. Estudos subsequentes apontaram pela falta de correlação significativa entre baixo consumo e a renda dos moradores de uma residência, ou seja, sabendo-se unicamente que uma residência possui um baixo consumo não podemos afirmar que os seus moradores são pobres. Uma família numerosa de baixo poder aquisitivo e com um estoque de equipamentos ineficientes pode apresentar um consumo acima daquele que seria esperado para as suas posses. Diversas outras situações, ao contrário, podem assinalar um consumo reduzido para famílias com rendas mais elevadas – a propriedade de mais de um imóvel, por exemplo, pode resultar em uma ocupação

³⁴ Como, por exemplo, passar a cozinhar utilizando fogão elétrico ou utilizar aquecimento solar em substituição ao chuveiro elétrico.

sazonal e com isso reduzir o consumo medido de um dos imóveis durante parte do ano. Ainda assim, na medida em que o consumo de uma residência aumenta, podemos afirmar que diminuem as chances de seus moradores apresentarem um baixo rendimento.

A Figura 20 ilustra esse efeito. Nela temos a dispersão do consumo de energia elétrica em função do rendimento do titular da unidade consumidora³⁵. Vemos, portanto, uma grande dispersão de valores ao longo de todas as faixas de renda, o que realmente indica a citada baixa correlação, apesar de a tendência ser coerente com o que se espera, ou seja, que uma renda elevada aumenta as chances de a residência apresentar um maior consumo de energia elétrica.

Figura 20 – Dispersão do consumo de energia elétrica em função da renda do titular da unidade consumidora.



Fonte: Produção do autor, a partir do cruzamento de informações da RAIS/MTE e da SRE/ANEEL.

A própria Pesquisa de Orçamentos Familiares POF 2008-2009³⁶ apresenta, nas tabelas de despesa familiar, uma relação direta entre os gastos médios com energia elétrica e a faixa de renda das famílias (ver Tabela 11). Pode-se observar

³⁵ Dados obtidos com a Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL. A mostra compreende mais 620 mil residências atendidas pela Eletropaulo com um consumo de até 2.000 kWh, conforme faturamento do mês de julho de 2011, sendo os dados de renda provenientes da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) de 2011, do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE).

³⁶ Disponível na página eletrônica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

que a menor faixa de renda, de até R\$ 830,00, possui valores compatíveis com o gasto/consumo médio de uma unidade consumidora da subclasse residencial baixa renda (ver Tabela 7). Assim, temos que o valor de 45 ou 50 kWh gratuitos concentraria os descontos para as famílias com um consumo inferior a 94 ou 125 kWh, o que significa um gasto/consumo médio similar àquele da menor faixa de renda indicada na POF 2008-2009.

Tabela 11 – Despesa monetária e não monetária média mensal familiar com energia elétrica.

Tipo de despesa.	Despesa monetária e não monetária média mensal familiar (R\$)							
	Total	Classes de rendimento total e variação patrimonial mensal familiar						
		Até 830	Mais de 830 a 1.245	Mais de 1.245 a 2.490	Mais de 2.490 a 4.150	Mais de 4.150 a 6.225	Mais de 6.225 a 10.375	Mais de 10.375
Energia elétrica	60,27	26,21	38,57	56,10	77,09	98,44	115,63	169,18

Fonte: IBGE.

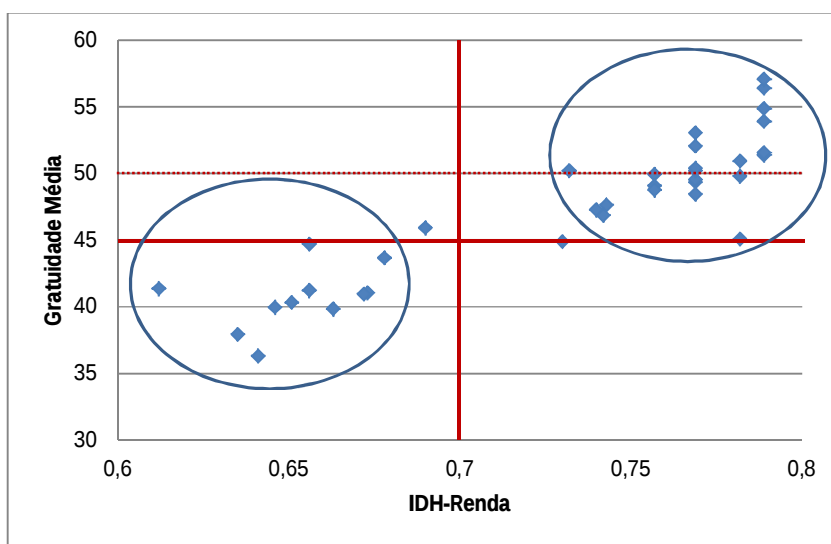
O valor de gratuidade aqui proposto também representaria um aumento no valor da gratuidade média concedida na maioria das distribuidoras localizadas em áreas menos desenvolvidas do Brasil. Utilizando os dados de julho de 2013, a Figura 22 apresenta a dispersão da gratuidade média de várias distribuidoras em função do Índice de Desenvolvimento Humano-Renda (IDH-Renda) dos Estados onde se situam as áreas de concessão dessas distribuidoras. Nela se percebe claramente uma concentração das distribuidoras com gratuidade média abaixo de 45 kWh e menor IDH-Renda no canto inferior esquerdo. Neste grupo estão as distribuidoras que atendem as áreas menos desenvolvidas (áreas claras no mapa da Figura 21, com IDH abaixo de 0,7), as quais também concentram grande número de beneficiados pela TSEE nos Estados do Acre, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Sergipe, Bahia, Paraíba, Ceará, Pará, Maranhão, Alagoas e Piauí. Num segundo grupo, no canto superior direito, concentram-se distribuidoras com gratuidade média acima de 45 kWh, mas que atuam em áreas de maior IDH-Renda (áreas escuras no mapa da Figura 21, com IDH acima de 0,7). Poucos casos encontram-se fora desses dois grandes grupos, mas, mesmo assim, não se distanciam demasiadamente do que seria esperado em termos de gratuidade média *versus* IDH.

Figura 21 – Mapa do IDH-Renda 2010 por Município.



Fonte: Página eletrônica do PNUD.

Figura 22 – Dispersão da gratuidade média em função do IDH-Renda do Estado onde se localiza a distribuidora.



Fonte: Produção do autor.

A proposta de gratuidade em si não é uma novidade, tendo sido avaliada no “Estudo sobre o Perfil Sócio-econômico dos Consumidores Residenciais de Energia Elétrica no Brasil” [4]. Lá, todavia, foi proposto um limite de 37 kWh, diferente do valor médio atual dos descontos aplicados, destacando-se, dentre as suas observações acerca da proposta de gratuidade, o seguinte trecho:

É interessante observar que a Proposta 3 [de desconto integral] ocasiona uma menor redução percentual no total de subsídios no curto prazo, **mas uma maior redução no médio/longo prazos**, quando comparada às Propostas 1, 2 e 4. Isso se deve ao fato de a Proposta 3 contar com um escalonamento de descontos que afeta basicamente os valores consumidos em até 37 kWh. No curto prazo, com a eliminação da classe T2, e a transferência dos consumidores T2 elegíveis à nova classe T3, o escalamento da Proposta 3, devido aos descontos de 100% para consumo de até 37 kWh, implica em uma redução no total de subsídios menor do que a Proposta 1, por exemplo. No entanto, à medida que novos consumidores de baixa renda passam a fazer parte da nova classe T3, esses passam a receber os subsídios mais intensamente sob a Proposta 1 do que sob a Proposta 3, por dois motivos básicos: (i) os novos consumidores da classe T3 possuem consumo médio acima de 80 kWh (caso contrário já estariam na classe T2); (ii) a Proposta 1 traz benefícios tarifários para faixas de consumo de até os limites regionais, enquanto a Proposta 3 traz benefícios até o limite de 37 kWh. (Grifamos)

Foram, contudo, externadas as seguintes preocupações:

Por outro lado, uma desvantagem importante é que as concessionárias poderiam tornar o consumo de 37 kWh como o consumo mínimo, isto é, se algum consumidor consumir menos de 37 kWh ela tenderia a lançar como sendo 37 kWh. Como o consumidor seria isento, para ele não faria diferença se cobrado por 10 ou 37 kWh. Isto pode ser particularmente grave pela existência de um grande número de consumidores atualmente com zero de consumo. Por conta disso, a redução total devido à Proposta 3, de 37,75% (e 6,48%), pode estar sobrestimado. A outra desvantagem da Proposta 3 é reduzir o incentivo das concessionárias de distribuição de energia em eliminar ligações clandestinas, conhecidas no jargão coloquial como “gatos”.

A faixa de gratuidade poderia de fato – analisados os seus impactos, conveniência, racionalidade e razoabilidade – assumir qualquer valor. O valor de 37 kWh partiu de uma estimativa de cesta mínima de aparelhos elétricos e seus perfis de uso. Os valores de 45, 50 ou 60 kWh atenderiam, então, o que seriam essas

necessidades mínimas de energia elétrica de uma família de baixa renda³⁷. O risco moral de a distribuidora reduzir as medidas de combate aos procedimentos irregulares ou de ela informar um consumo superior do que o efetivamente ocorrido poderá realmente ser maior do que o atualmente existente. Porém, uma atitude perdulária no combate às perdas poderia acarretar em prejuízo, pois não haveria como garantir que a energia desviada ficaria restrita ao nível de perda regulatória admissível. Ademais, hoje também é necessária a verificação dos dados encaminhados pelas distribuidoras em fiscalizações de campo, tanto em relação aos valores de consumo como do correto enquadramento das unidades consumidoras.

Destacamos ainda a experiência de distribuidoras da África do Sul na concessão de montantes gratuitos de energia, lá denominado de FBE (*Free Basic Electricity*). Grosso modo, além dos objetivos comuns de alívio dos custos com energia elétrica e aumento do bem-estar das famílias mais pobres, a discussão do tema na África do Sul também foi acompanhada da necessidade de expansão do serviço de distribuição de energia elétrica, o qual em 1993 atendia apenas 36% da população sul-africana – cenário este bem diferente do encontrado no Brasil, onde o serviço já se encontra próximo de ser universal. Na África do Sul, o mínimo necessário continua sendo motivo de discussão, mas é interessante notar que o valor de 50 kWh foi o recomendado pelo DME (*Department of Minerals and Energy*) no início de 2001, época em que diversas empresas municipais iniciaram programas semelhantes concedendo faixas de gratuidade variando de 20 kWh a 100 kWh por mês. Alguns estudos, contudo, chegam a considerar 200 kWh como o limite de consumo que acarretaria em uma mudança concreta no bem-estar agregado da população beneficiada pela FBE na África do Sul³⁸.

Por fim, cabem aqui algumas ressalvas acerca do Projeto de Lei do Senado nº 365, de 2009, o qual também propõe uma faixa de gratuidade para consumidores classificados como de baixa renda: i) a sua aplicação seria destinada somente para quem optasse pela modalidade de pré-pagamento, o que tornaria o efeito da escolha

³⁷ Este trabalho não entra no mérito de qual deva ser a cesta mínima de aparelhos e o seu perfil de uso. Inferimos apenas que os valores de 45, 50 ou 60 kWh suportariam com margem segura as premissas utilizadas no estudo [4] em questão.

³⁸ Tal valor de gratuidade seria de fato consideravelmente superior à média de consumo das unidades beneficiadas com a aplicação da TSEE no Brasil – seria até mesmo superior à média de todos os consumidores residenciais, além do que representaria grande repercussão nos recursos necessários ao seu suporte.

da modalidade de faturamento não-nulo, baseado na maior ou menor vantagem pecuniária e não na modalidade de faturamento em si; **ii)** a princípio, propunha-se um montante de 50 kWh de gratuidade, sendo posteriormente reduzido para 30 kWh, decisão esta provavelmente influenciada pela média de consumo gratuito equivalente que existia à época (ver estimativa para outubro de 2009 na Tabela 9); e, ainda, **iii)** ela não alteraria a forma de escalonamento dos descontos para os consumidores com modalidade de faturamento convencional, ou seja, teríamos duas formas de concessão da subvenção econômica, aumentando assim a complexidade de sua aplicação pelas distribuidoras e o seu posterior acompanhamento pela ANEEL. O referido Projeto, portanto, serviria mais como um estímulo ao pré-pagamento, não maximizando os benefícios da aplicação de uma faixa de gratuidade em outras questões regulatórias, as quais serão expostas a seguir.

6 VANTAGENS OPERACIONAIS DA FAIXA DE CONSUMO GRATUITO

Além de dificultar a clareza dos benefícios oferecidos pela TSEE – assim como o entendimento do próprio consumidor acerca do custo marginal relacionado com o acréscimo ou decréscimo do seu nível de consumo, conforme aduzido pela ausência de resposta apresentada no Capítulo 4 – a sistemática atual representa considerável complexidade sempre que se pretende implantar novas políticas, opções tarifárias ou tecnologias voltadas para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Primeiramente, uma simplificação na forma de concessão dos descontos conferiria maior presteza no preenchimento das informações (quantitativo de unidades beneficiadas, consumo faturado e valores cobrados por faixa de descontos) que as distribuidoras devem encaminhar mensalmente à ANEEL, a qual homologa, após avaliação, os valores a serem liberados pela Eletrobrás às distribuidoras.

A futura adoção do pré-pagamento de energia elétrica seria facilitada em termos operacionais, pois com a sistemática atual de descontos os postos conveniados e demais canais de venda deverão ser capazes de aplicar a tarifa correspondente a cada fração de energia comprada, identificando em que faixa de consumo cada unidade de energia comprada se encontra. Isto implica na

necessidade de gerenciamento do histórico de compras dentro de cada mês de referência. Outra consequência indesejada, que seria evitada com a mudança da sistemática atual, refere-se à complicação de o consumidor adquirir diferentes montantes de energia a cada compra e ao final pagar um valor médio diferente do anterior, dificultando o seu entendimento acerca das tarifas efetivamente praticadas – o que pode ainda ser agravado com a eventual necessidade de recálculo dos tributos já pagos no caso de compras que o coloquem em um novo patamar de consumo que tenha uma alíquota superior àquela aplicada em compras anteriores.

A iminente entrada em vigor das bandeiras tarifárias³⁹ e a oferta de uma nova tarifa horária para consumidores atendidos em baixa tensão (a tarifa branca⁴⁰), também esbarram nas vicissitudes da atual sistemática de descontos da TSEE.

No caso da tarifa branca, pretendeu-se inicialmente inclusive a simples exclusão da subclasse residencial baixa renda dentre aqueles que poderiam optar pela referida tarifa. Tal tentativa foi à época justificada com base no consumo reduzido e no estoque limitado de equipamentos elétricos desses consumidores, o que não deixaria margem para uma modulação da carga ou resultaria em ganhos extremamente reduzidos. Talvez estas conclusões tenham se baseado em números

³⁹ Da página eletrônica da ANEEL sobre a sistemática de bandeiras tarifárias:

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor. As bandeiras tarifárias são uma forma diferente de apresentar um custo que hoje já está na conta de energia, mas geralmente passa despercebido. Atualmente, os custos com compra de energia pelas distribuidoras são incluídos no cálculo de reajuste das tarifas dessas distribuidoras e são repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passa a valer. Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

⁴⁰ Da página eletrônica da ANEEL sobre a tarifa branca:

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as instalações em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts). Com a Tarifa Branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo na ponta e no intermediário, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta.

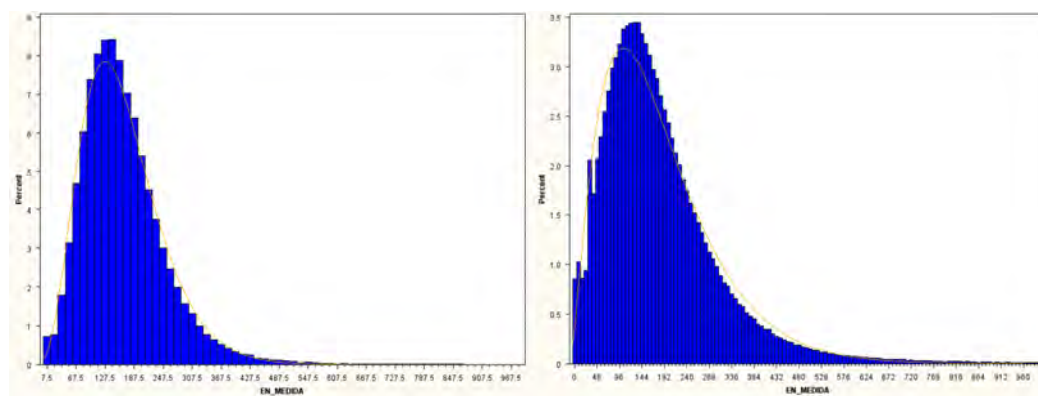
obtidos antes da exclusão do critério de baixo consumo (ver Figura 17). De qualquer forma, os histogramas da Figura 23 demonstram que, de maneira geral, o perfil de distribuição do consumo de energia das residências é bastante similar, sejam elas de baixa renda ou não⁴¹. Nota-se claramente que, em cada distribuidora, a média e a mediana de ambos os grupos se localizam em torno de valores relativamente próximos. Os valores médios de consumo podem variar sobremaneira entre as distribuidoras, o que provavelmente se explica pelas condições sociais, econômicas e até mesmo climáticas das diversas regiões do Brasil, mas, dentro de uma mesma distribuidora, não se visualiza diferenças marcantes entre o perfil de distribuição do consumo das unidades beneficiadas pela TSEE e aquele das demais residências⁴².

Figura 23 – Conjunto de histogramas com o perfil de consumo de residências de baixa renda (no lado esquerdo) e das demais residências (no lado direito) que não recebem os descontos da TSEE.

AES SUL

Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	164.0625	Std Deviation	86.16806
Median	151.0000	Variance	7425
Mode	142.0000	Range	987.00000
		Interquartile Range	101.00000

Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	181.8806	Std Deviation	128.11970
Median	155.0000	Variance	16415
Mode	30.0000	Range	999.00000
		Interquartile Range	139.00000



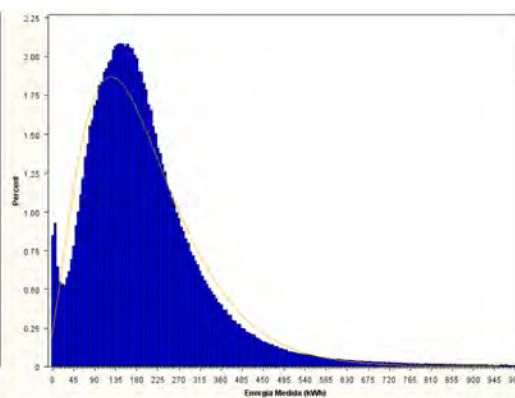
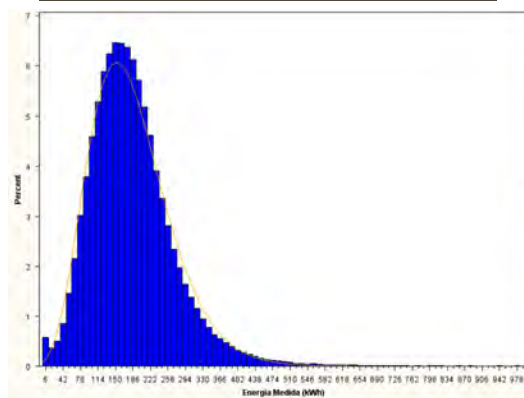
⁴¹ Foi interessante notar que os histogramas do perfil de consumo das residências que não são beneficiadas pela TSEE também apresentam um acúmulo de valores sobre os mesmos 30 kWh. Como essas residências não teriam motivo aparente para reduzir o seu consumo nessas imediações, isto reforça a ideia de que o surgimento das “cristas” sobre 30 kWh não se deve a um comportamento deliberado dos consumidores, mas sim às situações de faturamento que implicam em registros de leitura baseados no valor mínimo que deve ser faturado no caso de unidades monofásicas. Mesmo se considerarmos um possível estímulo oriundo de isenções fiscais, este acúmulo de valores deveria se dar sobre outros valores limites, pois na maioria dos Estados que concede isenção de ICMS sobre o consumo de energia este valor limite é superior a 30 kWh.

⁴² Atualmente, o próprio Governo Federal dispõe do programa Minha Casa Melhor, por meio do qual a população de baixa renda pode adquirir equipamentos elétricos de forma facilitada, o que auxilia na tendência de essas famílias passarem a ter um estoque de equipamentos similar às famílias de maior poder aquisitivo.

CPFL Paulista

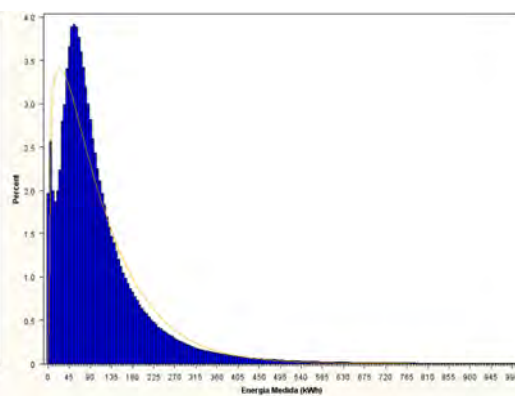
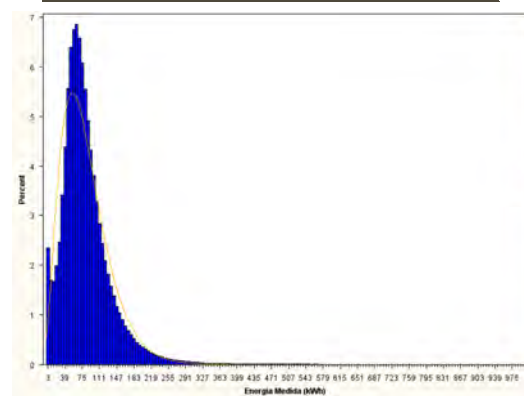
Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	182.4813	Std Deviation	86.10511
Median	172.0000	Variance	7414
Mode	160.0000	Range	993.00000
		Interquartile Range	101.00000

Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	195.6153	Std Deviation	130.17973
Median	172.0000	Variance	16947
Mode	1.0000	Range	999.00000
		Interquartile Range	139.00000

**COELBA**

Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	81.56966	Std Deviation	54.54894
Median	71.00000	Variance	2976
Mode	60.00000	Range	999.00000
		Interquartile Range	53.00000

Basic Statistical Measures			
Location		Variability	
Mean	110.1994	Std Deviation	106.21577
Median	81.00000	Variance	11282
Mode	1.0000	Range	999.00000
		Interquartile Range	91.00000



Fonte: Produção do autor, a partir de dados de faturamento encaminhados para a SRE/ANEEL.

Assim, se argumentarmos que um consumidor de baixa renda não possui consumo suficiente para poder modulá-lo, concluiremos que a maioria dos demais consumidores residenciais provavelmente também não teria. No que se infere que o fator preponderante para a exclusão da subclasse residencial baixa renda da tarifa branca foi a complexidade da sistemática atual de descontos (o que poderia implicar em maior capacidade interna e, eventualmente, maior preço dos equipamentos de medição) e não a impossibilidade de esses consumidores se beneficiarem da tarifa branca modulando o seu consumo.

Somem-se a essas questões as exigências normativas do que deve ser apresentado ao consumidor na sua fatura e chegaremos a uma complicação desnecessária e insustentável, caso se queira manter a precisão atualmente existente acerca das informações que devem ser prestadas, pois em todas as situações teríamos que considerar a discriminação de até 4 faixas de descontos. Mesmo em uma situação regular de faturamento, sem considerar possíveis complicações, a simples ocorrência de diferentes bandeiras tarifárias – num ciclo de faturamento de um consumidor de baixa renda optante pela tarifa branca – implicaria no desdobramento das informações de tarifa, consumo e valor a pagar em 4 faixas de descontos, 3 postos horários e talvez até 3 bandeiras distintas. No que se conclui pela inevitável necessidade de alteração das disposições normativas, abandonado a precisão pela simplicidade para que o consumidor possa entender a sua fatura. Não é difícil, portanto, visualizar a facilidade que uma única faixa de gratuidade produziria em todas essas questões, sem perder a precisão das informações que devem ser prestadas ao consumidor.

O avanço da universalização do serviço em todo território nacional continua tendo como maior desafio o atendimento de comunidades remotas em áreas isoladas. O fornecimento de energia nessas situações conta com disposições específicas, que são diversas daquelas estabelecidas para os demais consumidores⁴³. Os prazos e condições para a realização dos serviços comerciais, realização de leituras, assim como a entrega de faturas e o pagamento do consumidor, foram, em grande medida, dilatados ou tornados flexíveis. Independentemente destas disposições alternativas, a expansão do fornecimento em condições tão adversas continuará sendo deficitária, pois os valores arrecadados dos consumidores nessas localidades nunca cobrirão os custos para operar e manter o seu atendimento. O estabelecimento de novos procedimentos para a diminuição desse déficit esbarra, porém, nos contornos legais, uma vez que todos os consumidores se submetem às mesmas tarifas, incluindo-se a concessão dos descontos da TSEE, sem importar onde se localizem. A alteração da forma de aplicação da TSEE representaria uma possibilidade a mais para reduzir custos em universo considerável de sistemas individuais de geração com fonte intermitente (SIGFI), cujas disponibilidades mensais de energia sejam inferiores ao limite da

⁴³ Ver Resolução Normativa nº 493/12.

gratuidade. Eximir-se-ia, então, tanto a distribuidora das atividades de leitura e entrega de fatura, assim como o próprio consumidor de ter que se deslocar por grandes distâncias para efetuar o pagamento de valores irrisórios, os quais são muitas vezes inferiores ao valor do deslocamento em si⁴⁴.

A adoção de um limite de gratuidade permitiria também a implantação de uma medida alternativa à suspensão total do fornecimento⁴⁵, na qual os consumidores da subclasse residencial baixa renda poderiam continuar consumindo, mensalmente, até o limite estabelecido para a gratuidade. Conforme explanado em maior detalhe no Capítulo seguinte, o impacto dessa medida acarretaria em significativa mudança na segurança da continuidade do fornecimento para parcela considerável dos consumidores de baixa renda, os quais não conseguem quitar de imediato suas dívidas perante a distribuidora, acabam por se constituir em devedores contumazes e são posteriormente onerados pelos custos de religação de sua residência.

7 PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DO “CORTE SOCIAL”

A suspensão do fornecimento de energia elétrica sempre se afigurou como um ponto de discordância para muitos que defendem a sua incompatibilidade com a almejada prestação contínua de um serviço público tido como essencial. Tal desacordo apresenta-se ainda mais pronunciado quando relacionado com determinadas situações que não raro lhe conferem contornos dramáticos.

De fato, no mundo contemporâneo, ninguém questionaria a importância que a energia elétrica assume na vida das pessoas, desde as mais triviais atividades do dia-a-dia aos mais complexos processos produtivos. A nossa concepção de bem-estar impossibilita mesmo a ideia de uma sociedade sem as facilidades decorrentes da energia elétrica.

Conforme manifestação encaminhada pelo Instituto de Defesa do Consumidor (IDEC), por ocasião da Audiência Pública acerca da proposta de pré-pagamento da

⁴⁴ Vale lembrar que, de acordo com o previsto no § 2º do art. 3º da Lei nº 12.111/09, os custos associados ao fornecimento de energia em regiões remotas também são arcados pela CCC, ou seja, utilizam recursos da CDE, onerando os demais consumidores (ou contribuintes).

⁴⁵ Somente em caso de inadimplemento e não em casos de irregularidades ou de situações que coloquem em risco a segurança de pessoas ou de instalações prediais.

energia elétrica⁴⁶, resta claro a percepção do público em geral quanto à dependência, a vulnerabilidade e a inviabilidade das famílias em prover alternativas ao serviço público de distribuição de energia elétrica:

A demanda por energia é uma "demanda derivada". Em outras palavras, o consumidor não quer um kWh de eletricidade, ele quer o serviço que esta energia irá fornecer, como por exemplo, iluminação, refrigeração de alimentos, redução de temperatura no ambiente, funcionamento de eletrodomésticos e eletroeletrônicos, dentre outros. A quantidade de energia necessária para suprir essa demanda é determinada não só pela necessidade de utilização do serviço, mas também pela eficiência energética dos aparelhos utilizados, pela qualidade da habitação, considerando fatores de iluminação natural, isolamento térmico, etc. Portanto, consumidores diferentes podem receber a mesma quantidade de energia e ter diferentes níveis de serviço para a energia recebida, dependendo dos eletrodomésticos e equipamentos utilizados, especialmente geladeiras, condicionadores de ar e lâmpadas, além das características do imóvel no qual reside.

Para consumidores de baixa renda, esta é uma questão particularmente importante e significa que aqueles que sofrem com restrições de acesso ao serviço de energia elétrica não recebem energia suficiente para atender a padrões razoáveis de conforto e segurança, na contramão dos valores estabelecidos na Constituição Federal para consumação do Estado Democrático de Direito.

Diferentemente de outros produtos e serviços, para a energia elétrica não existem substitutos disponíveis. Se um determinado alimento torna-se caro, os consumidores podem comprar outro tipo de alimento de igual importância para a nutrição. A decisão de compra do consumidor pode forçar o mercado a reduzir os preços, já que resulta na redução da demanda. A falta de alternativas para o serviço de energia elétrica elimina a possibilidade de o consumidor atuar no mercado impondo disciplina aos fornecedores. Além disso, a demanda pelo "produto" energia elétrica não pode ser adiada como a compra de um eletrodoméstico, de uma roupa nova, de uma bicicleta, de um automóvel ou de um brinquedo novo para o filho, que pode aguardar condições mais favoráveis de crédito ou uma folga no orçamento familiar. O consumidor precisa de energia quando está escuro ou quando sente calor.

As sociedades modernas têm crescente dependência de uma fonte de energia confiável e o caráter essencial do serviço tem levado a um aumento das responsabilidades dos governos no sentido de garantir que as consequências de eventuais "falhas de mercado" não causem grandes impactos aos consumidores.

⁴⁶ Na Audiência Pública nº 48/2012 um dos pontos de maior contestação à proposta foi justamente a possibilidade de desligamento automático após o esgotamento dos créditos (sem uma posterior recarga pelo consumidor), apesar dos mecanismos de sinalização antecipada e da possibilidade de se adquirir créditos de emergência.

Assim, dadas essas características, diversos organismos e instituições apontam a incompatibilidade da suspensão do fornecimento com as disposições contidas no inciso VII do art. 4º, no inciso X do art. 6º e no art. 22 do Código de Defesa do Consumidor (ver transcrição abaixo) e, seguindo essa linha, o próprio Judiciário, algumas vezes, manifestou-se contrariamente a sua aplicação.

Lei nº 8.078/1990 (Código de Defesa do Consumidor)

Art. 4º A Política Nacional das Relações de Consumo tem por objetivo o atendimento das necessidades dos consumidores, o respeito à sua dignidade, saúde e segurança, a proteção de seus interesses econômicos, a melhoria da sua qualidade de vida, bem como a transparência e harmonia das relações de consumo, atendidos os seguintes princípios:

(...)

VII - racionalização e melhoria dos serviços públicos;

Art. 6º São direitos básicos do consumidor:

(...)

X - a adequada e eficaz prestação dos serviços públicos em geral.

Art. 22. Os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer outra forma de empreendimento, são obrigados a fornecer serviços adequados, eficientes, seguros e, quanto aos essenciais, contínuos.

Parágrafo único. Nos casos de descumprimento, total ou parcial, das obrigações referidas neste artigo, serão as pessoas jurídicas compelidas a cumpri-las e a reparar os danos causados, na forma prevista neste código.

Em suma, os órgãos e entidades de defesa do consumidor são taxativos ao afirmarem que a suspensão do fornecimento desconstitui o princípio da continuidade de um serviço essencial, além de ferir a dignidade das pessoas. Porém, em que pese o fornecimento de energia elétrica ser considerado um serviço essencial, conforme prevê a Lei nº 7.783/1989 (Lei de Greve) e, portanto, contínuo, segundo estabelece a Lei nº 8.078/1990 (Código de Defesa do Consumidor), o legislador, ao redigir a Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões), estabeleceu no § 3º do seu art. 6º, duas hipóteses em que o serviço pode ser suspenso, sem que se caracterize a descontinuidade, *in verbis*:

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:

I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,

II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade.

A legalidade da interrupção do fornecimento de energia elétrica foi então julgada pelo Superior Tribunal de Justiça, conforme acórdão colacionado a seguir:

RECURSO ESPECIAL Nº 705.203 - SP (2004/0166429-5)

RELATORA : MINISTRA ELIANA CALMON

(...)

EMENTA

ADMINISTRATIVO – SERVIÇO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA – PAGAMENTO À EMPRESA CONCESSIONÁRIA SOB A MODALIDADE DE TARIFA – CORTE POR FALTA DE PAGAMENTO: LEGALIDADE.

1. Os serviços públicos podem ser próprios e gerais, sem possibilidade de identificação dos destinatários. São financiados pelos tributos e prestados pelo próprio Estado, tais como segurança pública, saúde, educação, etc. Podem ser também impróprios e individuais, com destinatários determinados ou determináveis. Neste caso, têm uso específico e mensurável, tais como os serviços de telefone, água e energia elétrica.

2. Os serviços públicos impróprios podem ser prestados por órgãos da administração pública indireta ou, modernamente, por delegação, como previsto na CF (art. 175). São regulados pela Lei 8.987/95, que dispõe sobre a concessão e permissão dos serviços público.

3. Os serviços prestados por concessionárias são remunerados por tarifa, sendo facultativa a sua utilização, que é regida pelo CDC, o que a diferencia da taxa, esta, remuneração do serviço público próprio.

4. Os serviços públicos essenciais, remunerados por tarifa, porque prestados por concessionárias do serviço, podem sofrer interrupção quando há inadimplência, como previsto no art. 6º, § 3º, II, da Lei 8.987/95, exige-se, entretanto, que a interrupção seja antecedida por aviso, existindo na Lei 9.427/96, que criou a ANEEL, idêntica previsão.

5. A continuidade do serviço, sem o efetivo pagamento, quebra o princípio da igualdade da partes e ocasiona o enriquecimento sem causa, repudiado pelo Direito (arts. 42 e 71 do CDC, em interpretação conjunta).

6. Recurso especial improvido.

ACÓRDÃO

Vistos, relatados e discutidos os autos em que são partes as acima indicadas, acordam os Ministros da Segunda Turma do Superior Tribunal de Justiça "A Turma, por unanimidade, negou provimento ao recurso, nos termos do voto da Sra. Ministra-Relatora."

Os Srs. Ministros João Otávio de Noronha, Castro Meira e Francisco Peçanha Martins votaram com a Sra. Ministra Relatora. Ausente, justificadamente, o Sr. Ministro Franciulli Netto. Brasília-DF, 11 de outubro de 2005 (Data do Julgamento). (Grifamos)

De onde destacamos também a manifestação da Ministra Eliana Calmon:

Os serviços essenciais, na atualidade, são prestados por empresas privadas que recompõem os altos investimentos com o valor recebido dos usuários, através dos preços públicos ou tarifas, sendo certa a existência de um contrato estabelecido entre concessionária e usuário, não sendo possível a gratuidade de tais serviços.

Assim como não pode a concessionária deixar de fornecer o serviço, também não pode o usuário negar-se a pagar o que consumiu, sob pena de se admitir o enriquecimento sem causa, com a quebra do princípio da igualdade de tratamento das partes.

A paralisação do serviço impõe-se quando houver inadimplência, repudiando-se apenas a interrupção abrupta, sem o aviso, como meio de pressão para o pagamento das contas em atraso. Assim, é permitido o corte do serviço, mas com o precedente aviso de advertência.

Os próprios conceitos de adequação, continuidade e regularidade não são tão simples de serem definidos e não se encontram diretamente delimitados no comando legal – e dificilmente poderiam ser sem prejuízo das particularidades inerentes de cada setor. Arguição interessante sobre tais questões pode ser sucintamente encontrada na Nota Técnica nº 001/2006-SRG/ANEEL, de onde destacamos os seguintes trechos:

10. Conquanto o conceito de continuidade, em um primeiro instante, possa parecer axiomático, insere-se na disciplina jurídica dos conceitos indeterminados, como é visto mais adiante, e a Lei [de Defesa do Consumidor] supra não entra na seara de definir com precisão o que venha a ser continuidade, aparentemente deixando esse esforço a cargo das normas atinentes a cada setor específico dos serviços públicos.

11. Assim, a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, estabelece que, *in litteris*: (...)

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. (...)

12. Todavia, apesar de a Lei listar as condições para prestação de serviço adequado, apenas a de atualidade tem seu conceito detalhado. No entanto, ao definir o que não se caracteriza como descontinuidade, a Lei provê, sob a ótica dos conceitos jurídicos

indeterminados, uma zona de certeza negativa [definindo o que não se caracteriza como descontinuidade]. Desse modo, caberia ao Poder Executivo a missão de definir precisamente os demais conceitos. (...)

14. Antes de qualquer análise, portanto, faz-se mister uma definição mínima dos conceitos de regularidade e continuidade, mas lembrando que, como assevera Marçal Justen Filho, “a questão apresenta contornos variáveis conforme as peculiaridades de cada serviço e as necessidades para cuja satisfação é orientado. Serviço adequado é um conceito indeterminado (determinável, na terminologia de Eros Grau)¹, o que retrata uma específica opção de disciplina jurídica” (JUSTEN FILHO, 2003, p.302, grifos do autor)².

15. O doutrinador afirma, ainda, o seguinte, que respaldaria a flexibilização em tela:

“(...) serviço adequado não é, apenas, aquele em que estejam reunidos inquestionavelmente todos os característicos exigidos como atributos normativos. Também serão adequados os serviços que, em face das circunstâncias, possam ser reconduzidos ao conceito, na acepção de terem sido adotadas as precauções viáveis em face das condições materiais e humanas” (*ibid.*, p.305, grifo do autor). (...)

19. A condição de regularidade é caracterizada pela previsível e sistemática prestação do serviço, em observância ao disposto nas normas e nos contratos. (...)

20. O professor Marçal Justen Filho diz que “regularidade significa manutenção da prestação do serviço segundo padrões qualitativos e quantitativos uniformes” (JUSTEN FILHO, 2003, p.306), o que dá sustentação à conceituação supra. (...)

22. O perfil de regularidade de determinado serviço público, portanto, decorre da necessidade de atendimento à demanda, observados o princípio da razoabilidade, a reserva do possível e as limitações de ordem técnica e econômica. Contudo, as informações desse perfil – como, por exemplo, os horários e dias de funcionamento – devem estar disponíveis à sociedade, para que esta possa usufruir da esperada previsibilidade do serviço, característica indissociável da condição de regularidade.

23. Já a condição de continuidade, por sua vez, visa a possibilitar ao usuário do serviço público sua fruição de forma ininterrupta, dentro do período regular de fornecimento estabelecido nas normas e nos contratos, sem paralisações injustificadas, devendo o serviço estar à disposição, em condições adequadas de uso. Outra vez, com base na flexibilização intentada, a continuidade referir-se-ia, fundamentalmente, ao fornecimento ininterrupto de energia elétrica dentro dos períodos regulares estabelecidos.

24. De acordo com Justen Filho, “continuidade é ausência de interrupção, segundo a natureza da atividade desenvolvida e do interesse a ser atendido” (*ibid.*, p.306). Mais uma vez há

convergência entre este conceito e o apresentado no parágrafo anterior. (...)

Nesse contexto, verifica-se que o fornecimento de energia elétrica, embora tenha natureza essencial e deva ser prestado de forma contínua, não deve se confundir com serviço ininterrupto. Tampouco, ante o inadimplemento do usuário, deva ser prestado de forma gratuita⁴⁷, ou seja, sem a devida contraprestação, pois acarreta um ônus para os demais consumidores e prejuízo ao interesse da coletividade.

Mas, não se pode ignorar – a despeito da razoabilidade e da legitimidade da sua aplicação – o constrangimento inevitavelmente ocasionado pela suspensão do fornecimento, bem como a possível situação de vulnerabilidade econômica por que passam recorrentemente famílias de baixo poder aquisitivo. Conforme ressaltado no item 70 da Nota Técnica nº 14/2012-SRC/ANEEL, elaborada por ocasião da proposta de pré-pagamento de energia:

De acordo com os dados solicitados às distribuidoras de energia elétrica por meio do Ofício Circular nº 415/2010-SRC/ANEEL, aproximadamente 9% dos consumidores pertencentes à classe residencial tiveram o fornecimento suspenso no ano de 2010. Não obstante, quase 45% desses mesmos consumidores tiveram o fornecimento suspenso por mais de uma vez no ano.

É neste aspecto que a adoção de um limite de gratuidade poderia ter a sua principal implicação para os consumidores da subclasse residencial baixa renda: a possibilidade de se introduzir no comando legal a sistemática do chamado *corte social*. Apesar do nome, este não seria propriamente um *corte*, pois não implicaria na suspensão total do fornecimento e sim na restrição do consumo até o limite da gratuidade. O consumidor poderia, portanto, continuar a usufruir do serviço de maneira controlada e, pelas ponderações precedentes, de forma mais aderente ao que muitos defendem ser *adequado* e *contínuo*, evitando-se a suspensão do fornecimento como um mecanismo de coação para o pagamento de dívidas.

Conforme já assinalado, a presente proposta, ao definir valores de gratuidade, não entrou no mérito de qual deva ser a cesta mínima de aparelhos elétricos e o seu correspondente perfil de uso, mesmo assim pode-se asseverar que o valor de 45, 50

⁴⁷ Os serviços de geração, de transmissão e de distribuição de energia possuem custos decorrentes dos investimentos necessários para expandir, operar e manter os sistemas. Até mesmo a faixa de gratuidade aqui proposta será em última instância custeada pela CDE.

ou 60 kWh seria suficiente para a utilidade considerada dentre as mais essenciais em uma residência, seja ela rural ou urbana: a refrigeração de alimentos⁴⁸. Possibilitaria ainda, de forma limitada, a iluminação e outros usos para o lazer, informação, conforto ou o desenvolvimento de atividades noturnas – destacando-se sempre que de outra forma a unidade consumidora estaria totalmente sem energia.

A implantação do corte social passa, contudo, pela análise de sua viabilidade técnica e econômica, não sendo na prática tão simples como a ideia em si sugere. A princípio, a rede de distribuição ou unicamente o próprio medidor de energia teria que ser capaz de acompanhar o consumo e efetuar a restrição do mesmo dentro do limite de gratuidade a ser estabelecido. Sendo a adoção maciça de redes automatizadas na baixa tensão uma alternativa a ser conduzida a médio e longo prazo, na maioria das distribuidoras a operacionalização do corte social no curto prazo só seria possível via equipamento de medição, o que implica na necessidade de substituição dos equipamentos hoje instalados nas residências.

Essa substituição poderia ser conduzida: **i)** de forma ampla, conforme previsão legal, utilizando-se ou não de recursos ou financiamento público nos moldes do Programa Luz para Todos; **ii)** de forma *natural*, seguindo-se a substituição dos equipamentos por causas como obsolescência, crescimento vegetativo, ou fim da vida útil; ou ainda **iii)** a partir de iniciativas conduzidas pelas próprias distribuidoras, a partir da avaliação dos custos e benefícios associados. Seja qual for o caso, a regulamentação decorrente trataria dos procedimentos a serem adotados durante eventual período de transição, dado que o corte social não estaria, em um primeiro momento, disponível a todos os consumidores.

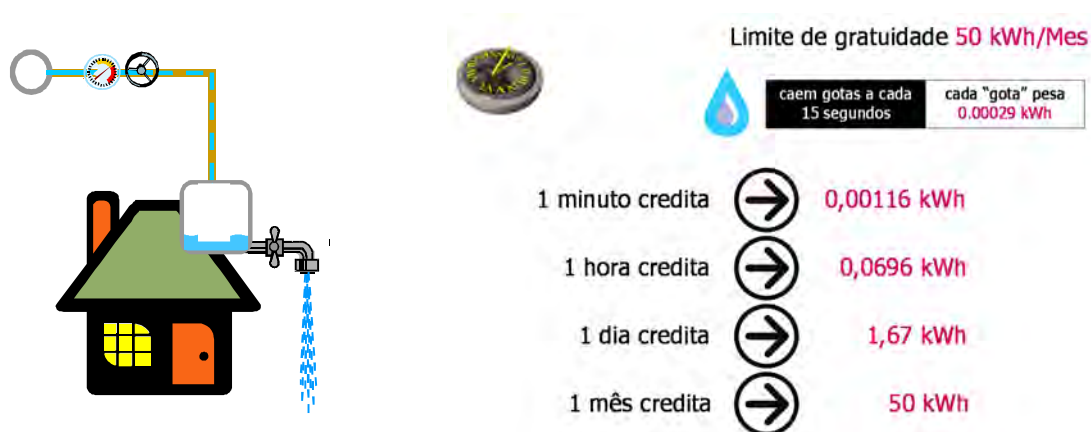
A aplicação expedita da nova sistemática poderia ser viabilizada aos consumidores atendidos por meio de redes com telemetria, sistema de medição centralizada ou ainda àqueles que optarem pelo sistema de pré-pagamento – a estes últimos simplesmente se concedendo um crédito mensal gratuito. De fato, o conceito de suspensão do fornecimento, enquanto ato deliberadamente conduzido pela distribuidora, não se aplica na modalidade de faturamento pré-pago. Aqui o

⁴⁸ Nos Programas de Eficiência Energética (PEE), conduzidos pelas distribuidoras com recursos tarifários, os refrigeradores devem ter selo PROCEL, o que é concedido para os equipamentos mais eficientes dentre aqueles com etiqueta A do INMETRO. Da lista divulgada na página eletrônica do PROCEL, uma geladeira Eletrolux modelo R35, por exemplo, possui um consumo médio de 19,5 kWh/mês e uma geladeira Continental modelo RUCT280 um consumo médio de 15,8 kWh/mês.

consumidor é o responsável pelo seu suprimento de créditos e a eventual interrupção pode ser motivada tanto pela falta de recursos do consumidor como por vontade do próprio consumidor em casos de ausências prolongadas, por exemplo. Não haveria, então, maior preocupação quanto à forma de consumo dos créditos, pois também, diferentemente dos consumidores na modalidade de faturamento convencional, os consumidores da modalidade de faturamento pré-pago seriam mais familiarizados com a eventual necessidade de gerenciamento de montantes determinados de energia.

A progressiva extensão do corte social aos demais consumidores de baixa renda, seja por meio da substituição de medidores seja pela implantação das chamadas redes inteligentes, suscita inquirir, contudo, qual a melhor maneira de operacionalizar o gerenciamento da energia gratuita a ser disponibilizada – inclusive para os consumidores que optarem pelo pré-pagamento. O crédito de energia gratuita poderia ser liberado de forma irrestrita, independentemente da intensidade do uso de energia pelo consumidor, ou liberando-se unidades de crédito a intervalos regulares. Para esta última alternativa, o gerenciamento da faixa de gratuidade seria conduzida, durante a aplicação do corte social, pelo próprio medidor de energia, garantindo com isso a disponibilidade de certo nível de consumo ao longo de todo o mês, evitando-se o esgotamento do limite de gratuidade em um curto espaço de tempo e a consequente interrupção do fornecimento. A Figura 24 ilustra esse processo e os montantes de energia a serem liberados ou acumulados em determinados intervalos de tempo, no caso de uma faixa gratuita de 50 kWh.

Figura 24 – Ilustração do gerenciamento do limite de gratuidade durante a aplicação do corte social.



Fonte: Apresentação da Landis+Gyr.

Os custos decorrentes da substituição de medidores devem, pois, ser comparados com os benefícios oriundos da nova sistemática do corte social, ressaltando-se que, em um futuro próximo, a distribuidora inevitavelmente incorrerá no custo da substituição de medidores em virtude de obrigações normativas como a tarifa branca ou caso opte por oferecer a modalidade de pré-pagamento de energia, implantar novas tecnologias de medição, etc. Assim, os benefícios do corte social apenas se somariam (e em alguns casos coincidiriam) àqueles que já são levados em consideração nas ponderações acerca da viabilidade de tais projetos e obrigações normativas.

Certos benefícios, como o bem-estar dos consumidores que não mais terão o fornecimento suspenso, podem se afigurar intangíveis, outros, porém, podem ser ao menos estimados, dentre os quais citamos: **i)** o recebimento contínuo de recursos pela distribuidora, os quais de outra forma cessariam com a interrupção do fornecimento; **ii)** os custos evitados decorrentes de atividades que não mais seriam realizadas, como o corte e a religação; **iii)** o fim do inadimplemento de **todos**⁴⁹ os consumidores que possuem um consumo medido inferior a faixa de gratuidade; e **iv)** a diminuição das perdas comerciais ocasionadas por consumidores que, em um primeiro momento, não conseguem quitar suas dívidas e se veem premidos a adotar práticas irregulares.

A partir das planilhas que assinalavam os custos das atividades comerciais, segundo a metodologia da Empresa de Referência, estimamos o que seriam as parcelas correspondentes aos custos anuais com pessoal, materiais e veículos, repassados às tarifas para as distribuidoras realizarem as atividades de religação normal, religação de urgência e corte (ver Tabela 12).

Tabela 12 – Estimativa dos custos reconhecidos no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias para as distribuidoras realizarem religação normal, religação de urgência e corte.

Qtde de cortes	Pessoal (R\$)	Veículo (R\$)	Material (R\$)	Total (R\$)
10.140.645	502.405.948,92	57.211.088,14	13.731.660,68	573.348.697,74

Fonte: Produção do autor, a partir das planilhas de custo disponibilizadas em Audiência Pública.

⁴⁹ Na Tabela10 temos que 11% das residências de baixa renda apresentaram um consumo abaixo de 30 kWh. No caso da amostra de faturamento que resultou no histograma da Figura 12, 16% dos registros de consumo medido ficaram abaixo de 45 kWh e 19% ficaram abaixo de 50 kWh.

Esses custos compõem aqueles efetivamente reconhecidos nas tarifas por ocasião do 2º Ciclo de Revisões Tarifárias⁵⁰ e fornecem uma ideia da ordem de grandeza dos valores envolvidos nessas atividades. Certamente nem todas as religações e cortes se referem a consumidores beneficiados pela TSEE e, diante da ordem de mérito relacionada com a suspensão do fornecimento de unidades com maior dívida, cabe reflexão acerca da real capacidade, viabilidade e interesse das distribuidoras em realizar o corte⁵¹ de **todas** as unidades inadimplentes, principalmente se levarmos em conta os valores reduzidos das faturas de unidades residenciais de baixa renda.

De forma conservativa⁵², mesmo considerando que 2/3 das religações são normais e 1/3 de urgência (das quais seriam cobrados respectivamente em torno de 5 e 30 reais), a realização de um corte e a sua subsequente religação custaria às distribuidoras (e consequentemente aos demais consumidores via tarifa) cerca de 50 reais, em 2009. Tal valor é, no mínimo, o dobro do valor médio atualmente pago por um consumidor de baixa renda (ver Tabela 7).

Assim, a distribuidora encontra-se diante da decisão de suspender o fornecimento e incorrer em custos superiores aos do débito cobrado ou não suspender o fornecimento e adotar outras medidas (menos eficazes) com vista ao recebimento dos valores devidos. A segunda alternativa, apesar de parecer mais favorável ao consumidor, poderá implicar no acúmulo de valores devidos, antes que a distribuidora de fato opte pela suspensão do fornecimento, resultando em uma dívida elevada que dificultará o pagamento do consumidor e o restabelecimento do seu fornecimento.

⁵⁰ Dados obtidos a partir de 59 dentre as maiores distribuidoras do Brasil, os quais se encontram detalhados no Apêndice C.

⁵¹ É digno de nota o prazo disposto no § 2º do art. 172 da Resolução Normativa nº 414/10:
§ 2º É vedada a suspensão do fornecimento após o decurso do prazo de 90 (noventa) dias, contado da data da fatura vencida e não paga, salvo comprovado impedimento da sua execução por determinação judicial ou outro motivo justificável, ficando suspensa a contagem pelo período do impedimento.

⁵² A quantidade de cortes estipulados nas planilhas de custo do 2º Ciclo de Revisões Tarifárias é consideravelmente superior a de religações, isto subestima o valor médio de um corte e a sua subsequente religação apresentado neste parágrafo.

Um medidor inteligente monofásico custaria entre 150 e 200 reais⁵³. Então, na condução de uma possível substituição de medidores pela distribuidora, a prioridade deveria ser dada aos devedores contumazes, os quais impõem à sociedade, no curso de alguns anos, um custo com cortes e religações equivalente ao preço de um medidor capaz de gerenciar o corte social – isto sem considerar o potencial dos demais benefícios. Na sequência, seriam substituídos os demais medidores instalados em unidades de baixa renda que eventualmente entrassem na ordem de mérito das listagens de corte. Isto reduziria o impacto tarifário da substituição de medidores e, com o tempo, contribuiria para a modicidade das tarifas.

Com a iminente conclusão dos prazos de universalização, a CDE estaria liberada de montante significativo de recursos que hoje é destinado ao Programa Luz para Todos (PLpT). Na Tabela 5, por exemplo, consta a previsão de mais de 2 bilhões de reais para o PLpT em 2013. Desta forma, após uma primeira fase de substituição, direcionada pelas distribuidoras com recursos próprios, a utilização de parte desses recursos da CDE também poderia contribuir para se evitar impactos tarifários indesejados. Esses valores seriam, aliás, consideravelmente inferiores aos que o próprio setor elétrico destina para subsidiar **outros setores** e atividades específicas como a iluminação pública, a agricultura, o abastecimento de água, o saneamento público e as fontes alternativas de energia, os quais implicariam em mais de 4 bilhões de reais no cálculo das tarifas (ver Tabela 5), caso não houvesse o aporte parcial do Tesouro Nacional a CDE em 2013 – ressaltando-se que a cobertura do Tesouro Nacional foi parcial, representando cerca de 60% da CDE.

Por fim, a implantação do corte social não dependeria apenas da alteração da forma de aplicação dos descontos da TSEE e nem da solução de questões técnicas e econômicas, seria necessário ainda revisitar os critérios adotados na definição das alíquotas de impostos e contribuições que incidem sobre o consumo de energia elétrica. A despeito da enorme complexidade criada por Estados e Municípios na estipulação de seus tributos, os mesmos continuam a incorrer na suposição errônea de que baixo consumo significa **necessariamente** baixo poder aquisitivo. Ou seja, os critérios criados por Estados e Municípios muito provavelmente beneficiam

⁵³ Valores obtidos em matéria veiculada na página eletrônica Canal Energia, na época da aprovação da Resolução Normativa nº 502/12.

grande quantidade de pessoas com alto poder aquisitivo, assim como no passado recente a própria TSEE fazia.

Especificamente no caso do ICMS, por exemplo, o Anexo E ilustra tanto a citada complexidade de critérios como a estipulação de alíquotas reduzidas para as unidades com os menores registros de consumo. Essa *confusão*, contudo, não representaria um entrave para o corte social na maioria dos Estados, pois nestes já se concede isenção para o ICMS quando o consumo é no mínimo igual ao limite de gratuidade aqui proposto. Dos 26 Estados e o Distrito Federal, Pernambuco e Tocantins já concedem isenção para toda subclasse residencial baixa renda, outros 20 Estados concedem isenção para consumos de até 50, 60, 80, 90, 100 ou 140 kWh, e apenas os Estados de Alagoas e do Paraná concedem isenção para consumos abaixo de 30 kWh e os do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Rondônia não concedem isenção alguma para a subclasse residencial baixa renda.

Do ponto de vista tributário, apesar de o entrave ao corte social simplesmente se resolver isentando de impostos e contribuições (no mínimo) o montante de consumo gratuito, seria aconselhável reavaliar a utilização de critérios atrelados ao registro de consumo. Além de conceder alívio tributário a quem não seria desejado e de potencializar conflitos em algumas situações de faturamento, essa forma de definir as alíquotas de tributos dificulta sobremaneira o que pode ser a principal forma de se iniciar a concessão de créditos de energia durante o corte social: o sistema de pré-pagamento de energia⁵⁴. Certamente a revisão de alíquotas de uma classe ou faixa de consumo ensejará a revisão das demais alíquotas⁵⁵, mas, dada a discussão acerca da essencialidade da energia elétrica, a implantação do corte social se apresenta como uma alternativa a ser considerada para evitar a suspensão

⁵⁴ O problema com a forma de tributação do pré-pagamento já foi ressaltado no Capítulo 6, tendo sido também manifestado durante a Audiência Pública nº 48/12. Aqui o principal entrave é a definição de alíquotas que dependem do montante consumido, quando o ideal seria o estabelecimento de alíquotas baseadas em critérios previsíveis e estáveis. Estados e Municípios poderiam, assim, continuar a direcionar suas políticas, beneficiando esta ou aquela atividade, desde que não incluíssem critérios que implicam no recálculo de valores quando se passa para uma nova faixa de consumo.

⁵⁵ A despeito da essencialidade da energia elétrica, a fatura do serviço de distribuição de energia é um dos principais veículos de arrecadação de tributos e, como se nota no Anexo E, possui valores expressivos, importando em 20% do valor médio pago por todos os consumidores do país, mas podendo chegar a quase 40% em alguns casos, após a sua cobrança “por dentro”. Nesse sentido, a preocupação de Estados e Municípios é relevante, mas poderia ser minimizada com o auxílio de simulações de mercado na base de dados das distribuidoras, as quais se supõem diretamente interessadas nessa simplificação de critérios, tanto da TSEE como dos tributos.

total do fornecimento de 12 milhões de famílias – no que se espera a correspondente contrapartida de Estados e Municípios nessa ponderação do que se afigura mais vantajoso para o bem-estar da população⁵⁶.

A solução de todas essas problemáticas não se limita, enfim, a maior segurança energética de famílias carentes, mas significa também a conferência de maior racionalidade na alocação de recursos que já são despendidos com esses mesmos consumidores por meio da TSEE. E, como os reflexos dessas situações recaem ainda sobre a concessão na forma de um aumento do inadimplemento e das práticas irregulares e, conseqüentemente, dos custos para se combatê-las e realizar os serviços de corte e religação, a gratuidade conjugada com a aplicação do corte social auxiliaria tanto um quanto outro problema.

8 CONCLUSÃO

Vimos que a concessão de descontos causam “dobras” na restrição orçamentária dos consumidores. Estas “dobras” ou “quinas” dificultam a análise do efeito global das curvas de consumo e, por vezes, resultam em efeitos contrários aos que seriam esperados pela teoria econômica. Dependendo da vantagem associada ao desconto, e de sua percepção pelos consumidores, pode-se verificar um acúmulo de escolhas da quantidade consumida nas imediações dessas quinas.

Pela distribuição dos registros de consumo de diversas distribuidoras, não encontramos maiores evidências de uma reação dos consumidores ao longo das “quinas” que seriam ocasionadas pela sistemática atual de descontos da TSEE, nem no que seriam os valores onde há mudanças nas alíquotas de tributos. Somente em torno de 30 kWh vemos surgir um pronunciado acúmulo de registros, destoando do comportamento esperado para uma distribuição aleatória de valores. Assim, se houver alguma reação aos descontos atuais, esta só existiria para a primeira faixa de descontos. Mesmo neste caso, deve-se considerar ainda que outras questões podem ocasionar este acúmulo e, dentre essas, destacam-se as diversas situações de faturamento que implicam no registro de um consumo igual ao valor mínimo de

⁵⁶ Interessante notar que a preocupação com eventual contrapartida do Poder Público já constava na redação do § 3º do art. 2º da Portaria DNAEE nº 922/93. Mas aqui, diferentemente da citada Portaria, não se pretende que Estados e Municípios abram mão de receitas e sim que haja uma redefinição de critérios e alíquotas, sem necessariamente diminuir a arrecadação.

faturamento de uma unidade com um padrão monofásico. Esta hipótese é reforçada pelo fato de este acúmulo em 30 kWh também ser observado em distribuições contendo apenas os demais consumidores residenciais, os quais não possuem descontos tarifários e, na imensa maioria dos Estados, nem mudanças de alíquotas do ICMS sobre este valor de consumo. Em suma, tais resultados seriam condizentes com os efeitos da baixa elasticidade-preço do consumo de energia elétrica, geralmente observada nesse universo de consumidores.

Não havendo maiores razões para a sistemática atual de descontos, esta se afigura desnecessariamente complexa e poderia ser consideravelmente simplificada. A partir dos recursos atualmente gastos com a TSEE, poderia ser definido um único percentual de descontos e a sua correspondente faixa de aplicação. Com o intuito de viabilizar outros benefícios, optamos por avaliar as implicações de uma única faixa **gratuita** de consumo – observadas as premissas de não acarretar maiores impactos nas contas públicas e de ser vantajosa para a maioria dos atuais beneficiados.

Com valores recentes da Diferença Mensal de Receita (DMR), chegamos ao que seria a proposta inicial de uma faixa de consumo gratuito, correspondente a 45 kWh. Este valor implicaria em um impacto estimado de 3% na CDE, o qual deve ser na prática ainda mais reduzido, pois nem todos os beneficiados farão uso de todo o consumo a que teriam direito. De qualquer forma, o valor de 45 kWh também garantiria que todos aqueles que consomem menos de 94 kWh estariam em situação mais vantajosa, alcançando mais de 56% dos atuais consumidores da subclasse baixa renda. Isto não significa que quem consome acima desse ponto de indiferença não mais receberia os benefícios da TSEE, mas apenas que o seu benefício seria ligeiramente menor quanto maior for o seu consumo.

Para uma estimativa precisa, do quanto mais se poderia avançar na faixa de gratuidade, seria necessário um mês de faturamento discriminando-se **todos** os beneficiados e não apenas os valores médios calculados a partir das planilhas encaminhadas para a homologação da DMR. Não obstante, outros possíveis valores de consumo gratuito foram avaliados. Uma primeira alternativa seria o valor de 50 kWh, o qual coincide com o consumo gratuito atualmente conferido para indígenas e quilombolas. Nesse caso, os consumidores em melhor situação representariam mais de 74% do total de beneficiados – sendo o seu impacto na DMR também superior,

mas não maior do que 15%. Uma segunda alternativa seria um consumo gratuito de 60 kWh e, neste caso, todos os consumidores estariam em uma situação mais vantajosa ou no mínimo igual a atual. Esta última alternativa, contudo, geraria um impacto considerável na DMR, provavelmente superior a 30%, ou seja, cerca de 800 milhões de reais por ano na CDE.

Cabe ressaltar que as estimativas de impacto realizadas para este trabalho podem estar acima do que seria verificado na prática, pois continuaremos a ter unidades cujo consumo medido será inferior ao limite da gratuidade. Mas, de todas as possíveis variações de consumo que a mudança na sistemática de descontos poderá provocar, o efeito da gratuidade será maior sobre aqueles que possuem um consumo reduzido e que se sentirão confortáveis em aumentá-lo. Portanto, os números aqui apresentados já comportariam, de forma conservativa, o efeito desse aumento no consumo.

Certamente existem famílias cujo consumo é maior do que 45, 50 ou 60 kWh. Fatores como o tamanho das famílias, os hábitos domésticos, as condições de uso e a eficiência dos aparelhos influenciarão diretamente no que deveria ser considerado como valor adequado. Cada família possui o “seu” valor adequado. Entretanto, diferentemente da forma como os descontos atualmente diminuem progressivamente e cessam a partir do limite de 220 kWh, a sistemática aqui proposta concentra os descontos dentro dos primeiros 45 kWh, beneficiando assim todos os que hoje consomem menos de 94 kWh – ou 125 kWh, no caso de um consumo gratuito de 50 kWh. Independentemente de se considerar como valor adequado qualquer outro diferente (menor ou maior) do que os propostos neste trabalho, o cerne da questão seria a sua aplicação na forma de uma faixa de consumo gratuito. Isto porque, uma vez estabelecida, a adoção de uma faixa de consumo gratuito traria vantagens significativas ao conferir maior simplicidade para uma série de questões regulatórias, dentre as quais destacamos: **i)** a operacionalização da modalidade de faturamento pré-pago; **ii)** a execução de serviços comerciais em comunidades remotas atendidas por meio de sistemas individuais de geração; **iii)** o faturamento e a clareza das informações a serem apresentadas aos consumidores, principalmente a partir da vigência do sistema de bandeiras tarifárias; e **iv)** a aplicação de novas opções tarifárias para os consumidores residenciais.

A mudança da sistemática atual seria, enfim, o passo inicial para se garantir o fornecimento **ininterrupto** de todos os beneficiados pela TSEE, mesmo quando estes eventualmente ficarem inadimplentes, pois a suspensão do fornecimento seria substituída por uma restrição de consumo até o limite da gratuidade – a qual poderia ainda ser gerenciada pelo próprio equipamento de medição, assegurando um mínimo de consumo ao longo de todo o mês. Superadas determinadas barreiras técnicas, poderíamos, assim, aumentar o bem-estar de milhões de famílias sem acarretar em maiores custos tanto para a CDE como para a Concessão, ou seja, para os contribuintes e demais consumidores.

Por fim, deve-se ter em mente que a TSEE já impõe a sociedade os custos com os descontos tarifários para a subclasse residencial baixa renda. A sua sistemática atual, contudo, acarreta em custos colaterais decorrentes da forma como a distribuidora deve agir frente ao inadimplemento, além de dificultar o entendimento do consumidor e uma série de questões normativas. Independentemente de se considerar ou não adequado a estipulação de benesses que representam uma ineficiência econômica e até mesmo comprometem a capacidade de pagamento de outros consumidores, a despesa com a TSEE é função do que o Governo entende passível de ser enquadrado no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e, ainda, do que o próprio Congresso Nacional materializa em Lei.

REFERÊNCIAS

- [1] Varian, H. R., (2003) *Microeconomia: Princípios Básicos, Uma Abordagem Moderna*, 6ª Edição, Rio de Janeiro: Campus.
- [2] Carvalho, A. X. Y., Camargo, R. S. (2008) *Métodos Estatísticos para Economia e Finanças*.
- [3] Gujarati, D., Porter, D., (2008) *Basic Econometrics*, 5ª Edição. McGraw-Hill/Irwin.
- [4] Carvalho, A. X. Y., Coutinho, P. C. (2006) *Estudo sobre o Perfil Sócio-econômico dos Consumidores Residenciais de Energia Elétrica no Brasil*. Versão 21 de novembro de 2006.
- [5] Borenstein, S. (2009) *To What Electricity Price Do Consumers Respond? Residential Demand Elasticity Under Increasing-Block Pricing*.
- [6] Saez, E. (2002) *Do Taxpayers Bunch at Kink Points?*
- [7] Acton, J. P., Mitchell, B. M., Sohlberg, R. (1978) *Estimating Electricity Demand Under Declining-Block Tariffs: an Econometric Study Using Micro-data*. Santa Monica, California: The Rand Paper Series, novembro de 1978.
- [8] Matsukawa, I. (2004) *The Effects of Information on Residential Demand for Electricity*.
- [9] Nauges, C., Blundell, R. (2001) *Estimating Residential Water Demand Under Block Rate Pricing: A Nonparametric Approach*.
- [10] Reiss, P. C., White, M. W. (2002) *Household Electricity Demand, Revisited*.
- [11] Saez, E. (2002) *Optimal Income Transfer Programs: Intensive Versus Extensive Labor Supply Responses*. The Quarterly Journal of Economics, agosto de 2002, pg. 1039-1073.
- [12] Shin, J. S. (1985) *Perception of Price When Price Information is Costly: Evidence from Residential Electricity Demand*. The Review of Economics and Statistics, novembro de 1985, volume 67, pg. 591-598.
- [13] Palma, A., Mayers, G. M., Papageorgiou, Y. Y. (1994) *Rational Choice Under an Imperfect Ability To Choose*. The American Economic Review, junho de 1994, volume 84, nº 3, pg. 419-440.
- [14] Moffitt, R. (1990) *The Econometrics of Kinked Budget Constraints*. The Journal of Economic Perspectives, 1990, volume 4, nº 2, pg. 119-139.

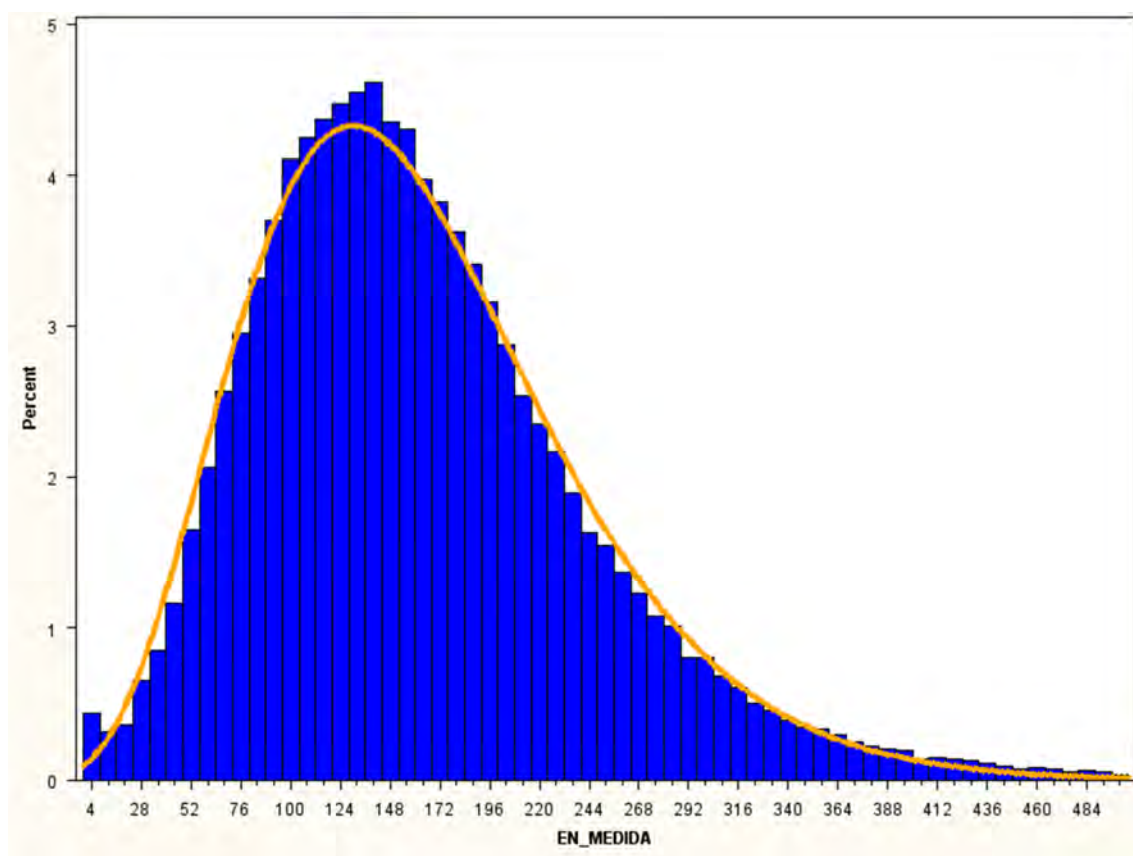
- [15] Bushnell, J. B., Mansur, E. T. (2004) *Consumption under Noisy Price Signals: A Study of Electricity Retail Rate Deregulation in San Diego*. Program on Workable Energy Regulation (POWER), novembro de 2004.
- [16] Olmstead, S. M., Hanemann, W. M., Stavins, R. N. (2006) *Water demand under alternative price structures*. Journal of Environmental Economics and Management 54, 2007, pg. 181–198.
- [17] Schmidt, C. A. J., Lima, M. A. M. (2004) *A demanda por energia elétrica no Brasil*. Revista Brasileira de Economia, março de 2004, volume 58, nº 1.
- [18] Davis, S., Huges, A., Louw, K. (2008) *The impact of free basic electricity on the energy choices of low income households: a case of study in South Africa*.
- [19] Makonese, T., Kimemia, D. K., Annegarn, H. J. *Assessment of free basic electricity and use of pre-paid meters in South Africa*.
- [20] Burgstahler, E., Dichev, I. (1997) *Earnings mangement to avoid earnings decreases and losses*. Journal of Accounting and Economics 24, pg. 99-126.
- [21] Dechow, P. M., Richardson, S. A., Tuna, I. *Why are earnings kinky? An examination of the earnings management explanation*.

APÊNDICE A

Histogramas do perfil de consumo dos beneficiados pela TSEE, por distribuidora, obtidos na amostra de faturamento do mês de setembro de 2012, conforme dados encaminhados para a Superintendência de Regulação Econômica (SRE) da ANEEL.

AES SUL

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

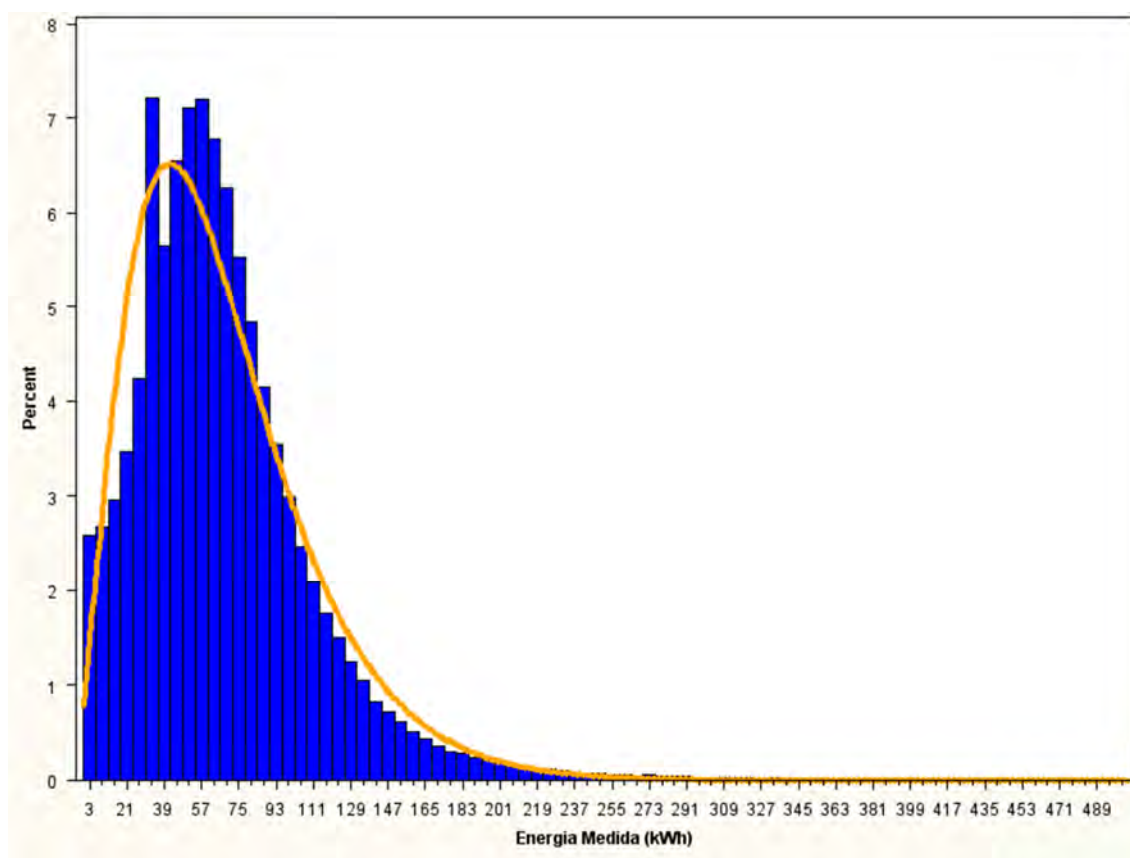


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

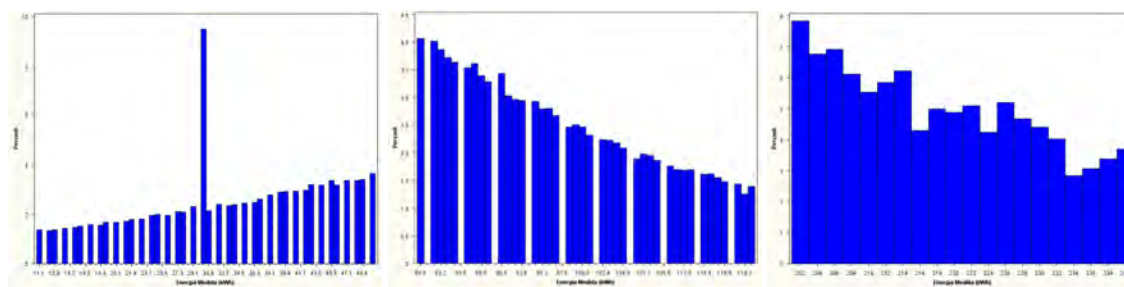


CEAL

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

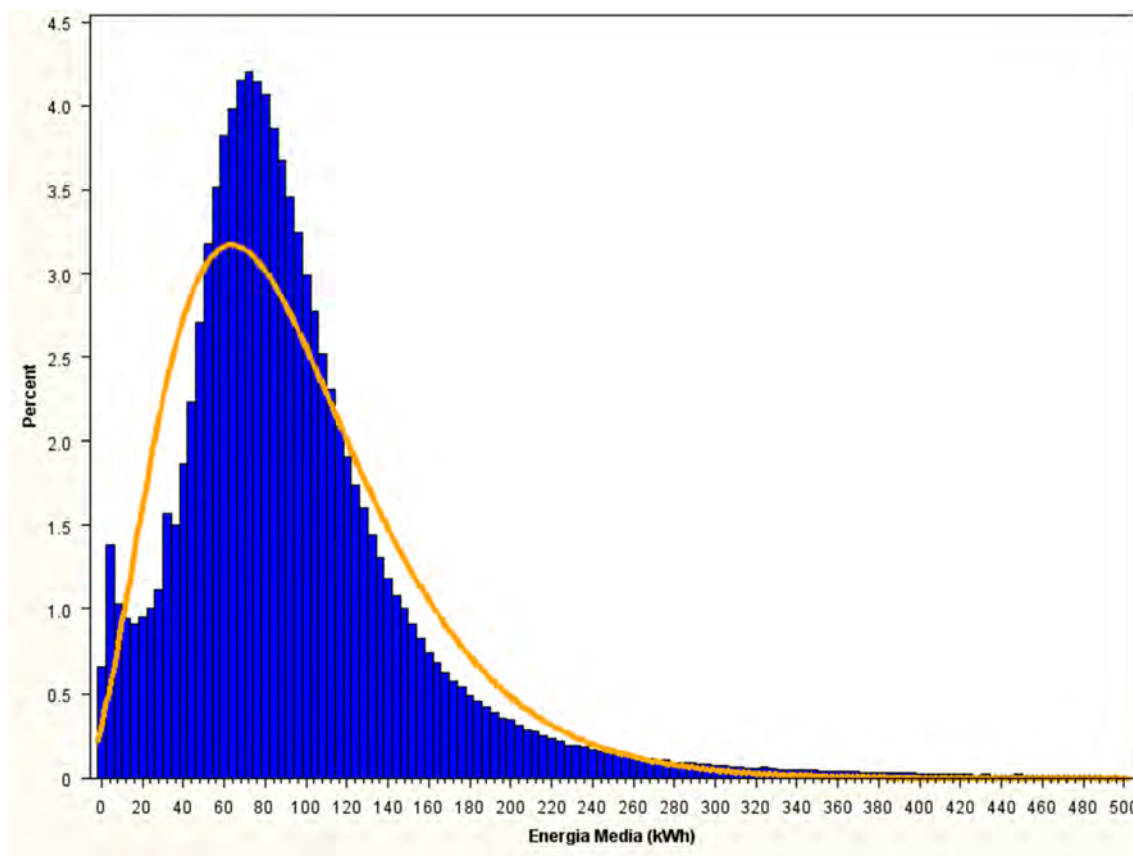


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

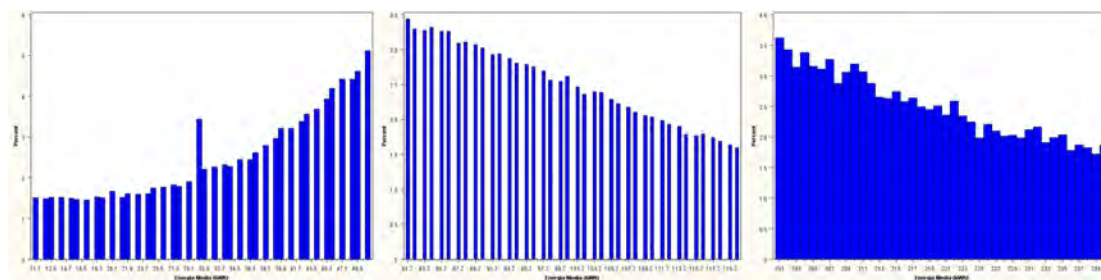


CEMAR

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

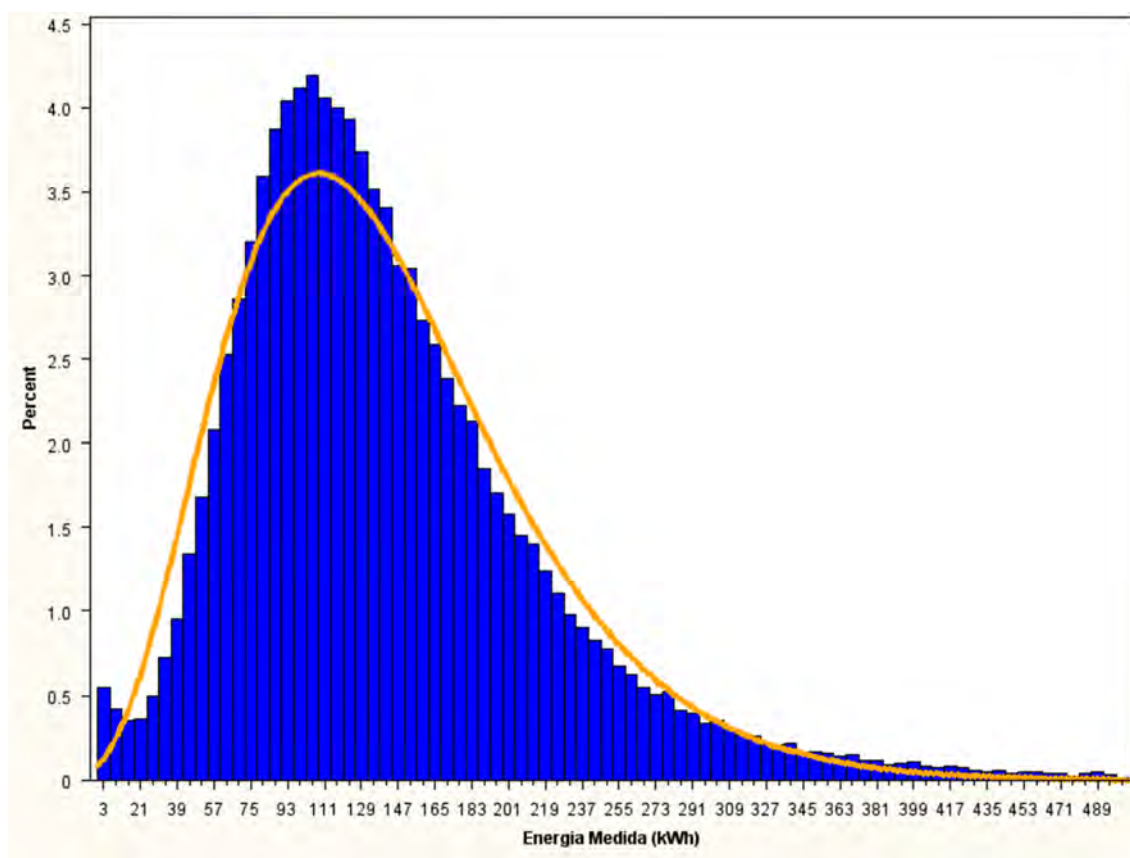


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

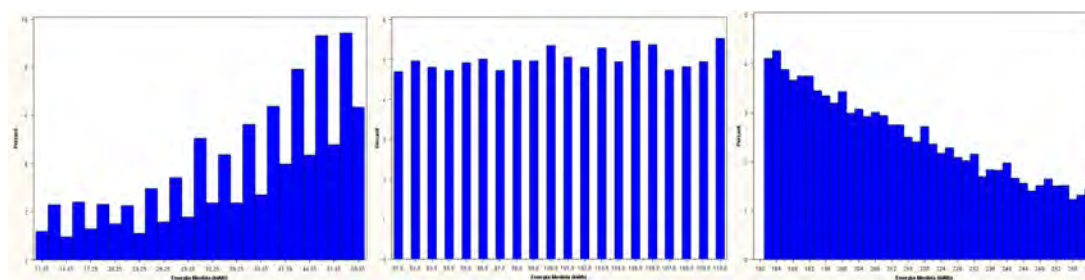


CEMAT

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

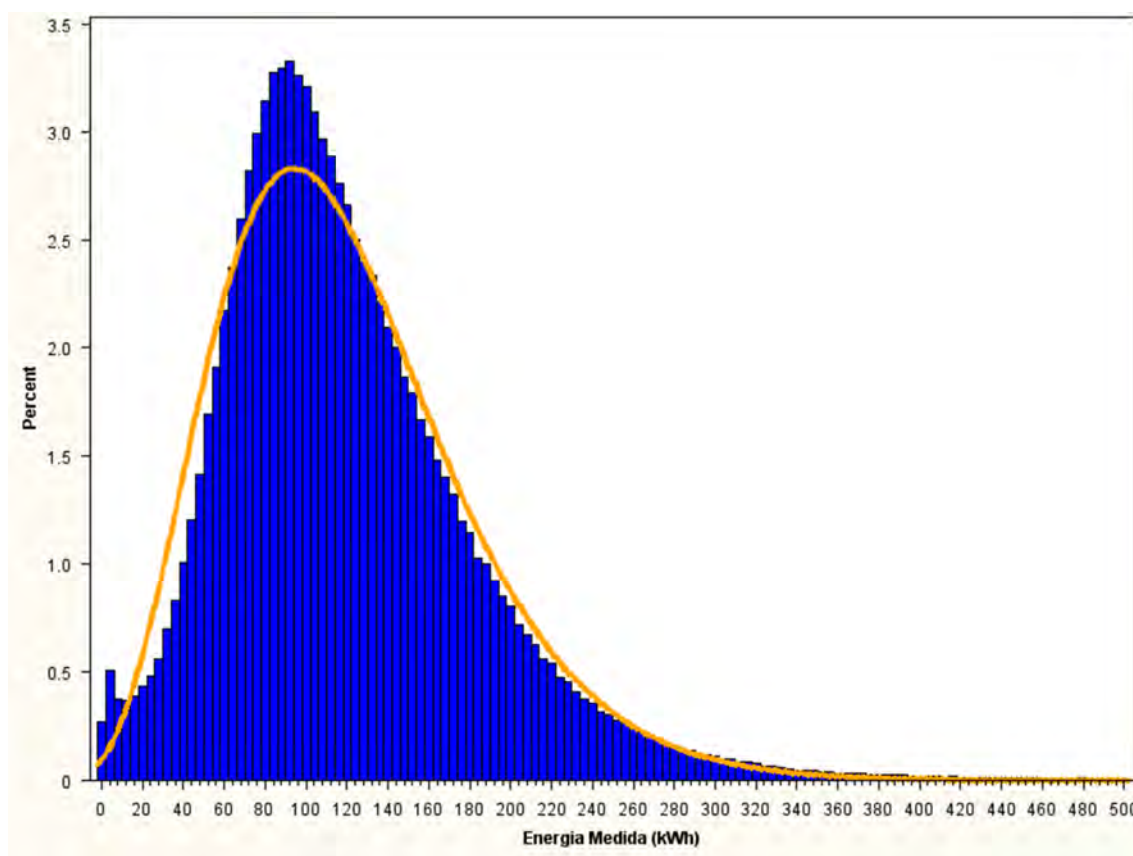


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

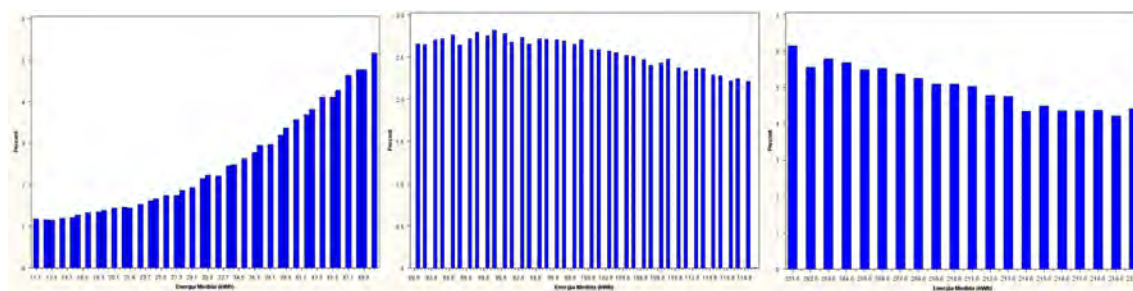


CEMIG

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

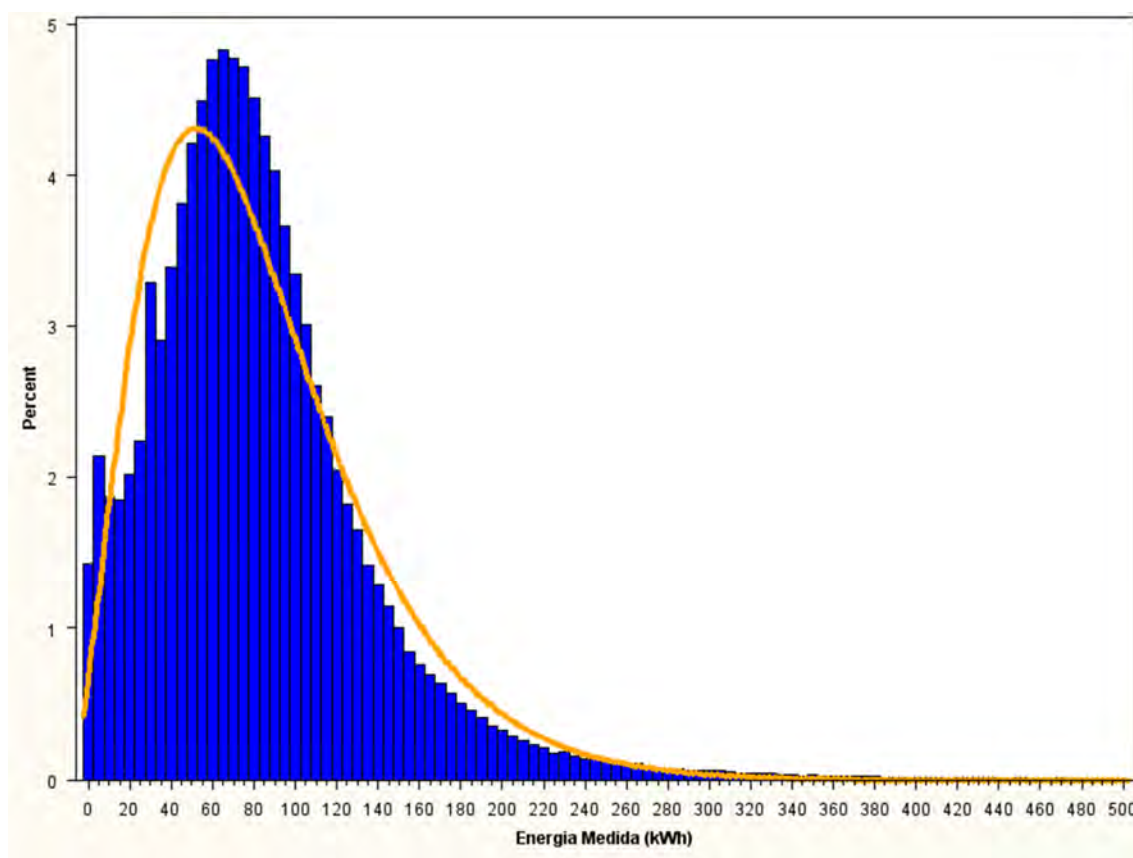


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

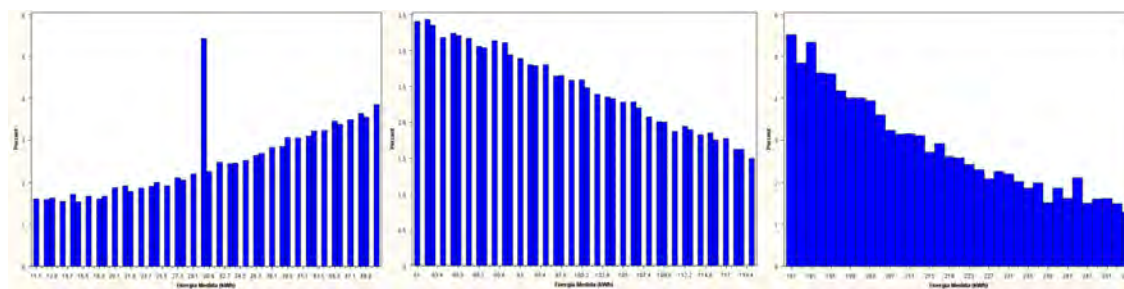


CEPISA

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

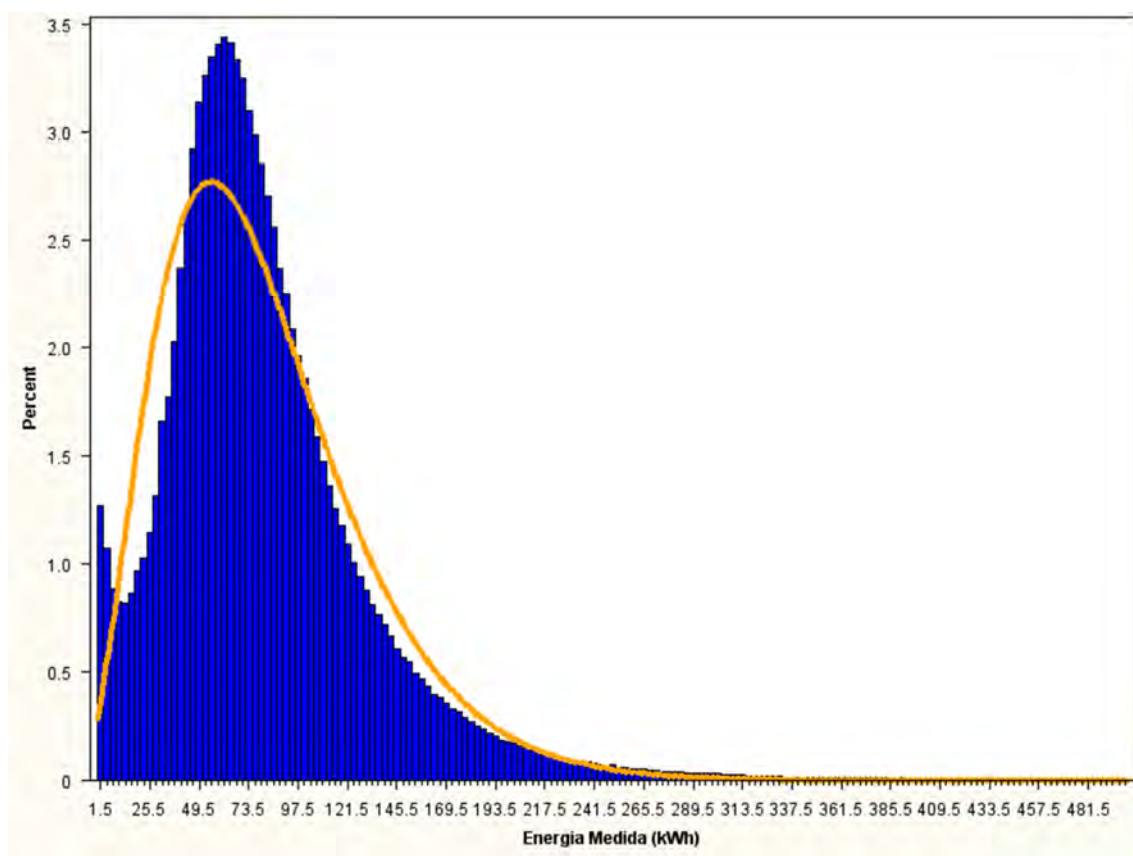


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

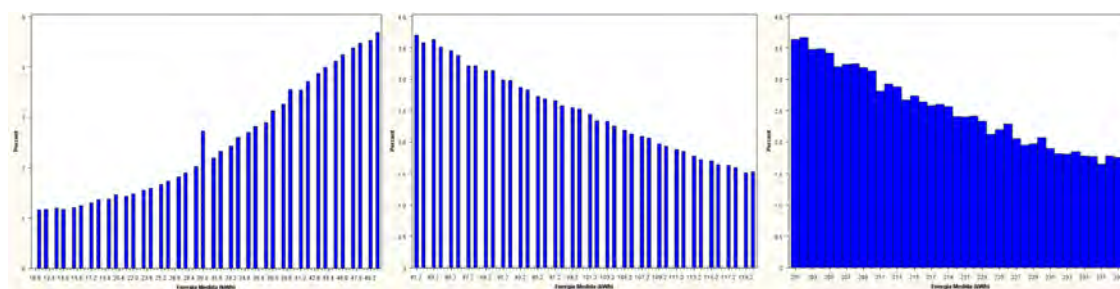


COELBA

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

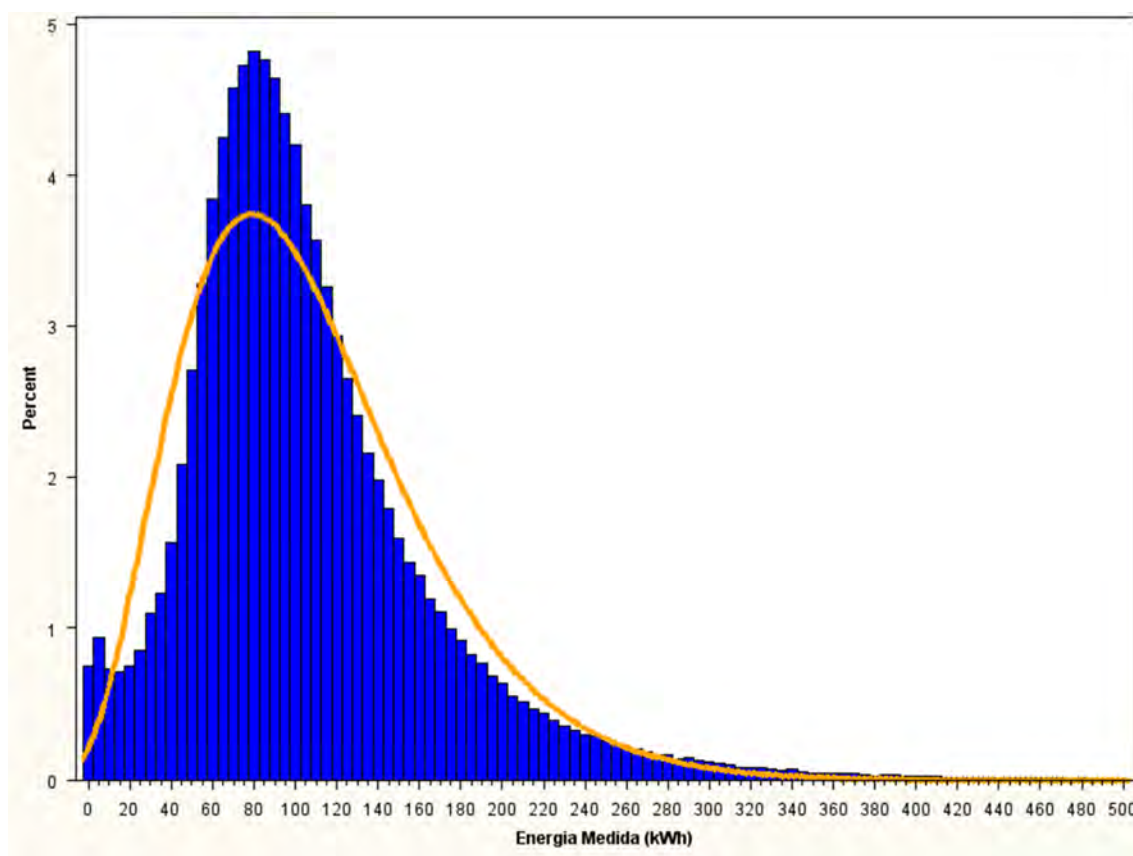


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

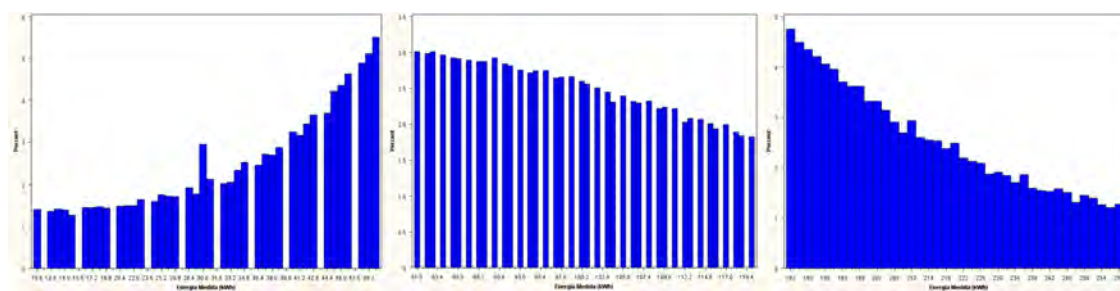


COSERN

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

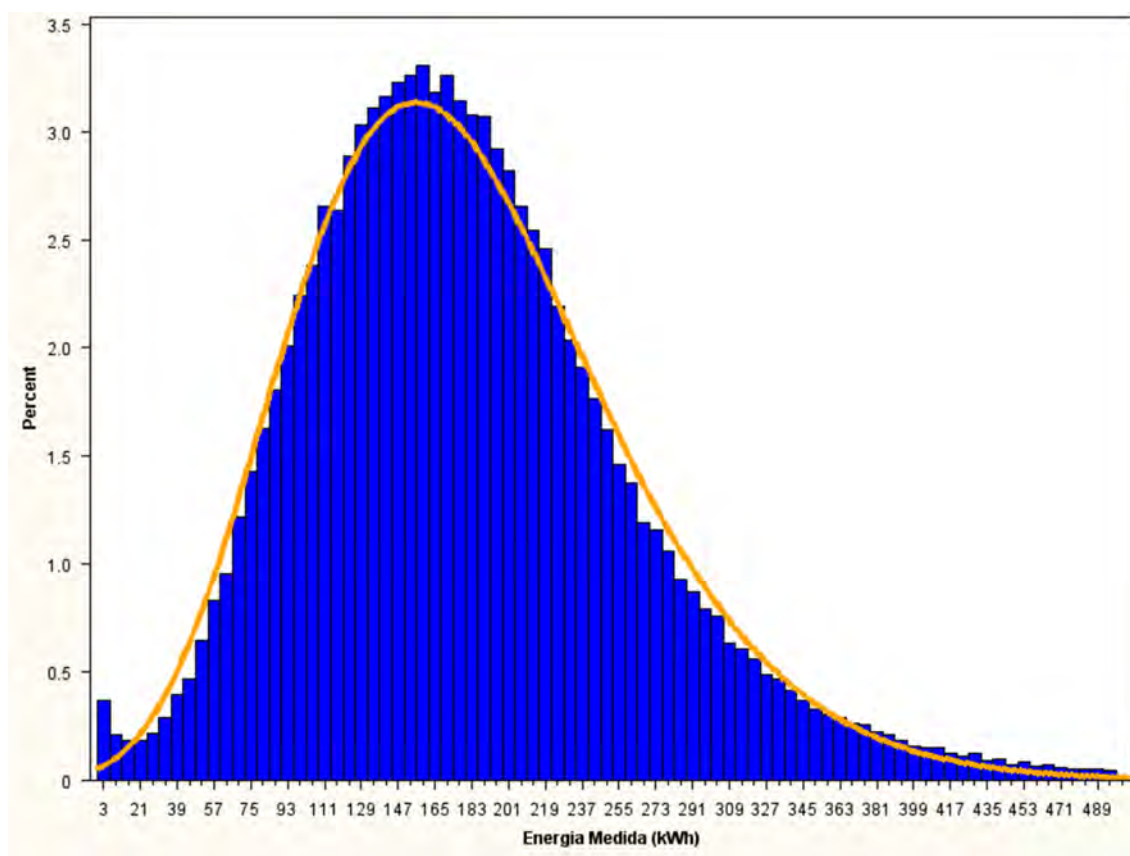


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

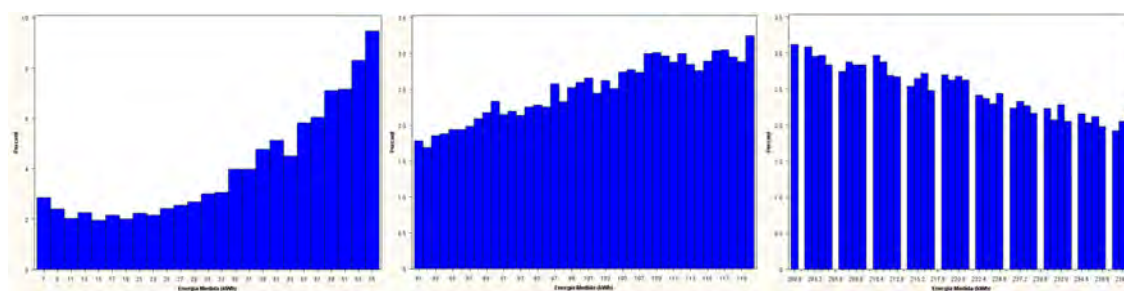


CPFL Paulista

Perfil geral até 500 kWh de consumo.

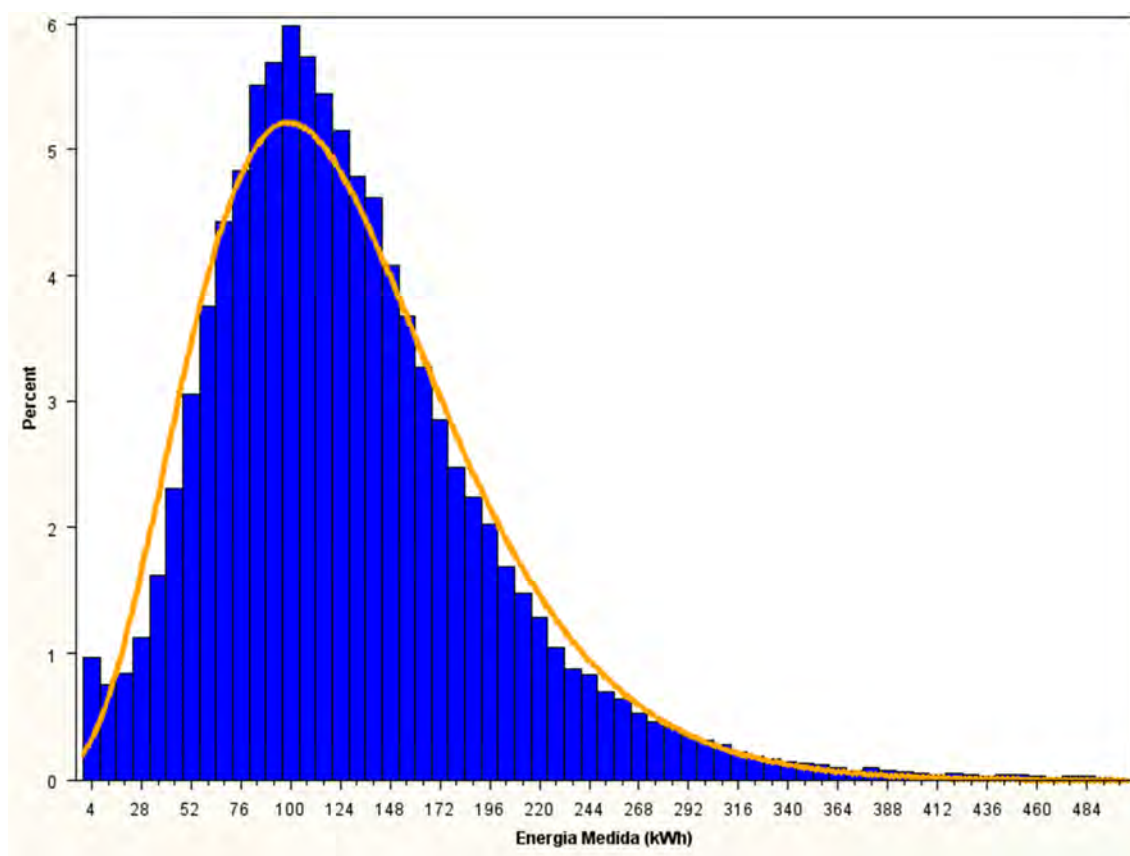


Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.

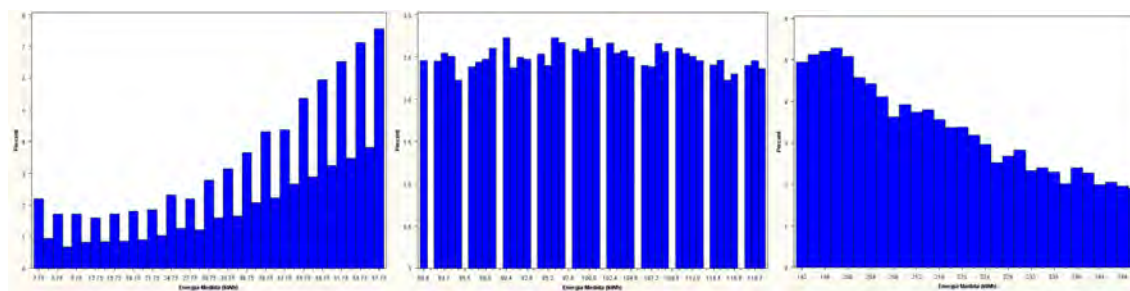


ENERSUL

Perfil geral até 500 kWh de consumo.



Perfil ao redor dos valores de 30, 100 e 220 kWh de consumo.



APÊNDICE B

Resumo da gratuidade média calculada para cada distribuidora.

Média de Gratuidade							
EMPRESAS	02/2013	03/2013	04/2013	05/2013	06/2013	07/2013	Total Geral
AES-SUL	54,23	52,63	51,22	50,21	49,91	49,36	51,26
AMPLA	51,90	51,36	50,87	47,42	45,83	45,06	48,74
BANDEIRANTE	57,02		57,53	58,33	58,03	57,08	
CAIUÁ-D	54,72	54,86	55,36	54,68	51,30	51,59	53,75
CEA						49,62	49,62
CEEE-D	54,32	53,35	53,20	53,80	53,15	53,08	53,48
CELESC-Dis					56,30	56,59	56,44
CELG-D				50,13	51,54	50,93	50,87
CELPA	40,99	40,29	41,74	40,71	40,00	39,95	40,61
CELPE	42,62	43,87	44,93	43,35	41,47	41,50	42,96
CELTINS	43,35	44,39	45,06	46,22	45,99	45,91	45,16
CEMAR	40,71	40,79	40,06	40,57	41,03	41,37	40,75
CEMAT	49,63	51,17	51,34	50,42	50,35	50,22	50,52
CEMIG-D	46,17	46,22	48,05	47,47	46,84	44,89	46,60
CFLO	48,06	47,95	49,82	49,73	48,25	48,76	48,76
CHESP	48,60	46,59	49,27	49,02	48,98	46,88	48,22
CNEE	56,64	56,69	57,81	56,90	53,02	53,92	55,83
COCEL	49,63	47,92	50,33	48,50	49,61	49,10	49,18
COELBA	39,80	40,31	41,34	39,27	37,14	39,83	39,62
COELCE	43,63	42,01	43,00	41,97	41,45	40,32	42,06
COOPERALIANÇA		53,06	53,51	53,71	54,52	53,82	53,73
COPEL-Dis	50,95	50,18	49,74	50,50	50,42	49,94	50,29
COSERN	45,51	45,53	46,72	45,93	45,19	43,66	45,42
CPFL Jaguari			62,75	61,74	61,09	62,26	61,96
CPFL Leste							
Paulista			56,56	55,21	55,92	56,50	56,05
CPFL Mococa			55,29	54,38	54,84	55,50	55,00
CPFL Paulista	58,04	56,53	56,92	54,37	54,26	54,88	55,83
CPFL Piratininga	61,77	60,26	61,41	59,24	59,25	60,03	60,33
CPFL Santa Cruz		53,50	55,51	53,29	53,63	54,52	54,09
CPFL Sul Paulista			54,76	53,56	54,36	54,98	54,41
DEMEI	55,00	51,89	52,34	52,45	52,69	50,40	52,46
EBO	45,00	44,21	45,42	45,01	43,41	44,73	44,63
EDEVP	53,90	54,08	55,09	55,11	52,36	53,01	53,92
EEB	51,48	51,31	52,57	53,48	50,86	51,38	51,85
EFLUL	55,72	55,31	56,58		56,55	54,14	55,66
ELEKTRO	55,07	54,71	54,98	54,47	54,32	53,83	54,56
ELETROACRE	48,66		47,84	48,63	50,04		48,79
CEAL	36,88	36,93	38,25	37,20	37,04	36,31	37,10
CEPISA	37,16	36,79	37,21	36,63	37,45	37,94	37,20
CERON						51,41	51,41
CERR						56,34	56,34
ELETROCAR	51,83	51,64	52,21	51,83		52,08	51,91
ELETROPAULO	58,87		58,08	58,72	58,95	56,39	58,20

Média de Gratuidade							
EMPRESAS	02/2013	03/2013	04/2013	05/2013	06/2013	07/2013	Total Geral
ELFSM	51,48	51,06	51,96	49,33	49,19	48,66	50,28
EMG		46,41	48,72	46,19	46,51	45,58	46,68
ENERSUL	49,93	50,27	48,75	48,27	47,03	47,27	48,59
ENF	52,47	52,08	54,91	53,69	53,97	50,94	53,01
EPB	41,79	41,84	42,73	41,79	40,44	41,23	41,64
ESCELSA	51,01	50,79	50,47	48,96	48,54	47,64	49,57
ESE	42,36	42,59	43,69	41,28	40,06	40,95	41,82
FORCEL						46,66	46,66
HIDROPAN	53,35	51,12	52,28	52,15	50,86	50,21	51,66
IENERGIA	58,52	58,69	57,49	57,99	56,86	55,91	57,58
LIGHT	51,61	51,45	49,94	50,26	49,37	49,79	50,40
MUX-Energia		53,84	54,81	53,11	54,23	51,77	53,55
RGE	51,03	48,99	48,77	49,71	48,76	51,14	49,93
SULGIPE	38,02	37,03	36,53	37,18	36,47	34,39	36,60
UHENPAL	54,04	53,14	51,85			48,48	51,88
CEB-Dis		59,40					59,40
Total Geral	49,62	49,24	50,53	49,69	49,42	49,33	49,64

APÊNDICE C

Resumo das estimativas de custo para se realizar as atividades de religação normal, religação de urgência e corte, por distribuidora.

EMPRESAS	Qtde Cortes	Pessoal (R\$)	Veículo (R\$)	Material (R\$)	Custo Total
AES-SUL	200.581	9.115.374,74	1.022.639,79	249.973,46	10.387.987,99
AMAZONAS	69.805	3.240.366,21	400.555,98	201.469,21	3.842.391,40
AMPLA	369.533	21.916.442,74	2.102.266,89	469.797,46	24.488.507,09
BANDEIRANTE	246.499	13.180.478,33	1.229.323,19	228.483,53	14.638.285,04
CAIUÁ-D	35.805	1.352.271,22	4.603.808,91	35.143,39	5.991.223,52
CEEE-D	251.995	11.819.063,10	1.308.372,24	327.022,23	13.454.457,58
CELESC-Dis	389.750	17.781.939,18	1.993.236,44	489.098,42	20.264.274,04
CELG-D	385.459	15.727.935,38	1.778.232,44	594.930,30	18.101.098,12
CELPA	216.759	7.750.551,64	995.485,66	537.727,86	9.283.765,16
CELPE	442.431	20.490.658,17	2.533.841,52	859.554,40	23.884.054,09
CELTINS	59.097	2.174.378,42	277.398,70	154.056,22	2.605.833,34
CEMAR	243.291	9.893.305,84	1.201.838,91	479.005,46	11.574.150,21
CEMAT	157.542	5.929.698,16	688.468,32	216.109,03	6.834.275,51
CEMIG-D	1.154.333	65.097.983,01	5.800.301,93	1.088.665,14	71.986.950,09
CFLO	4.887	104.053,65	14.356,85	5.065,44	123.475,94
CHESP	3.064	59.177,11	9.210,59	3.653,84	72.041,54
CNEE	9.947	354.280,23	47.971,28	8.350,93	410.602,44
COCEL	3.837	82.771,77	11.574,73	4.222,90	98.569,39
COELBA	645.117	27.907.533,62	3.471.100,15	1.092.217,79	32.470.851,56
COELCE	379.346	15.966.957,39	2.023.038,87	629.234,89	18.619.231,16
COOPERALIANÇA	3.197	73.190,95	10.070,69	3.834,23	87.095,87
COPEL-Dis	619.638	28.065.892,30	3.144.580,53	770.084,57	31.980.557,40
COSERN	148.994	6.445.426,69	801.673,19	252.254,81	7.499.354,70
CPFL Jaguari	3.106	67.665,78	9.135,99	2.505,87	79.307,63
CPFL Mococa	3.993	86.975,84	11.743,16	3.220,98	101.939,98
CPFL Paulista	596.890	32.392.464,81	2.999.257,59	562.934,00	35.954.656,41
CPFL Piratininga	229.455	12.551.002,07	1.152.968,37	216.401,92	13.920.372,36
CPFL Santa Cruz	30.275	1.126.708,75	152.124,15	28.552,35	1.307.385,26
CPFL Sul Paulista	7.015	152.806,57	20.631,39	5.658,89	179.096,84
DEMEI	2.776	62.869,00	8.416,73	3.289,20	74.574,93
EBO	24.418	645.906,66	85.436,48	45.857,36	777.200,50
EDEVP	27.112	1.023.965,28	138.655,95	26.611,24	1.189.232,47
EEB	20.790	487.349,99	65.992,45	20.405,46	573.747,90
EFLUL	495	10.404,08	1.452,65	508,62	12.365,35
ELEKTRO	356.639	19.237.064,61	1.784.536,62	333.123,19	21.354.724,43
ELETROACRE	22.644	748.860,24	130.394,94	65.842,70	945.097,89
CEAL	127.930	6.053.814,56	737.738,52	252.198,91	7.043.751,99
CEPISA	134.779	5.466.816,19	666.204,90	265.702,32	6.398.723,41
CERON	71.125	2.894.885,01	349.290,94	204.613,39	3.448.789,35
DEMEI	2.776	63.618,65	8.695,26	3.289,21	75.603,12
DME-PC	6.362	104.083,62	18.335,11	5.252,92	127.671,65
ELETROCAR	3.390	77.133,27	10.665,85	4.055,36	91.854,48
ELETROPAULO	863.212	55.849.076,92	5.197.273,07	948.655,69	61.995.005,68
ELFSM	8.118	110.103,18	23.847,22	6.466,47	140.416,87

EMPRESAS	Qtde Cortes	Pessoal (R\$)	Veículo (R\$)	Material (R\$)	Custo Total
EMG	61.720	3.544.236,67	314.675,19	60.162,09	3.919.073,95
ENERSUL	127.663	4.816.716,72	558.587,47	175.610,78	5.550.914,98
ENF	9.419	129.543,08	28.108,54	7.932,52	165.584,13
EPB	160.509	7.595.512,80	925.615,14	316.425,29	8.837.553,22
ESCELSA	191.324	9.709.238,04	949.827,09	173.753,93	10.832.819,06
ESE	82.339	3.600.076,95	449.519,50	144.081,22	4.193.677,67
FORCEL	628	13.604,91	1.879,71	679,23	16.163,84
HIDROPAN	1.519	34.382,86	4.756,14	1.799,05	40.938,04
IENERGIA	2.999	64.701,21	9.047,77	3.275,78	77.024,76
LIGHT	554.835	32.000.793,50	3.062.291,36	660.334,26	35.723.419,11
MUX-Energia	851	19.275,98	2.666,01	1.008,49	22.950,48
RGE	208.602	9.479.603,65	1.063.511,68	259.957,17	10.803.072,51
SULGIPE	11.556	430.140,93	56.951,65	15.487,49	502.580,06
UHENPAL	1.464	33.144,39	4.584,12	1.734,06	39.462,57
CEB-Dis	141.011	7.191.672,30	736.921,61	204.317,78	8.132.911,69
TOTAL	10.140.644	502.405.948,92	57.211.088,14	3.731.660,68	573.348.697,74

ANEXO A

Portaria DNAEE nº 922/1993.



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	Nº ATO	DATA DO ATO	DATA D.O	PÁG. D.O
PORTARIA	DNAEE	922	28/07/1993	29/07/1993	10.795

Portaria nº 922 . de 28 de JULHO de 1993

O DIRETOR DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, no uso de suas atribuições regimentais e considerando:

I) que a nova legislação tarifária do setor de energia elétrica, consubstanciada na Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, em seu regulamento o Decreto nº 774, de 18 de março de 1993 e em portarias do DNAEE, determina que as tarifas de fornecimento a serem cobradas de consumidores finais, propostas pelo concessionário e homologadas pelo poder concedente, devem corresponder aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados;

II) que essa mesma legislação permite ao concessionário distribuidor, respeitados a estrutura dos grupos, subgrupos e classes definidos pelo DNAEE e o valor médio da tarifa homologada, promover alterações compensatórias nos níveis das tarifas entre as classes de consumidor final;

III) que a energia elétrica é um serviço fundamental para a melhoria da qualidade de vida, sendo interesse da nação propiciar o mais amplo acesso da população a esse serviço; e

IV) que embora o montante da energia fornecida a consumidores residenciais de baixa renda represente uma fração pouco expressiva do mercado, com pouca influência na receita da maioria das empresas concessionárias, a prestação desse serviço, se feita pelo respectivo custo absorverá parcela significativa da renda desses consumidores.

RESOLVE:

Art. 1º - Determinar aos concessionários do serviço público de distribuição de energia elétrica que elaborem estudos com

G. Anta C



01061599

FL. 01/02



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	Nº ATO	DATA DO ATO	DATA D.O	PÁG. D.O
PORTARIA	DNAEE	922	28/07/1993	29/07/1993	10.795

(Folha nº 02 da Portaria nº 922 , de __28/__07/__93).

vistas a definir suas políticas tarifárias para atendimento de consumidores residenciais de baixa renda, os quais deverão ser submetidos ao DNAEE no prazo de 30 (trinta) dias da data de publicação desta Portaria.

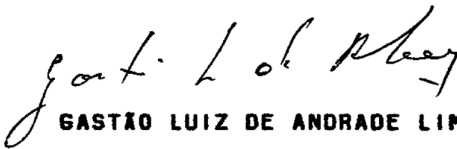
§ 1º Na formulação dessas políticas os concessionários devem considerar o oferecimento de vantagem tarifária ao consumo mínimo essencial, entendendo-se como tal aquele necessário a propiciar o mínimo de conforto, como iluminação, conservação de alimentos, acesso a informações e lazer.

§ 2º A vantagem tarifária de que trata o § 1º deve ser avaliada em comparação com a tarifa sem desconto, compreendendo-se como tal aquela atualmente praticada para consumos residenciais superiores a 200 kwh.

§ 3º Além da vantagem no valor da tarifa o concessionário deve articular-se com os poderes públicos com vistas a assegurar outros benefícios ao consumidor, como a isenção de ICMS e a possibilidade de assunção, pelos poderes públicos locais, de parte do valor das faturas de energia elétrica.

Art. 2º - Os concessionários que deixarem de apresentar suas propostas, nos termos do art. 1º desta Portaria, não farão jus a homologação de compensações tarifárias que contemplem alteração na participação relativa das tarifas atualmente praticadas para os consumos residenciais.

Art. 3º - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.


 GASTÃO LUIZ DE ANDRADE LIMA

FL. 02/02

ANEXO B

Exemplo de Portaria DNAEE definindo critérios de elegibilidade para a aplicação da TSEE.



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	Nº ATO	DATA ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
Portaria		191	31/05/1996	07/06/1996	10.095

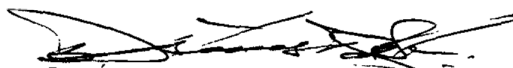
PORTARIA Nº 191 , de 31 de maio de 1996

O DIRETOR-ADJUNTO DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, no uso de suas atribuições regimentais e considerando a proposta apresentada pela Centrais Elétricas do Pará S/A - CELPA, nos termos da Portaria DNAEE nº 437, de 03 de novembro de 1995, constante do Processo nº 48000.001632/93-53, resolve:

Art. 1º - Aprovar a caracterização das unidades consumidoras enquadradas na subclasse RESIDENCIAL BAIXA RENDA, constante dos programas especiais de atendimento a consumidores residenciais de baixo poder aquisitivo, mantidos pela Centrais Elétricas do Pará S/A - CELPA, na sua área de concessão.

Parágrafo único - São consideradas enquadráveis na subclasse RESIDENCIAL BAIXA RENDA as unidades consumidoras da classe residencial que atendam cumulativamente as seguintes condições: ligação monofásica; consumo de até 140 kWh/mês, nos últimos 12 (doze) meses e características de construção, localização e utilização objeto de norma específica da concessionária, conforme consta no Processo em referência.

Art. 2º - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.


DEMÓSTENES BARBOSA DA SILVA



01065237

Fus. D. 07/06/96
Pag. nº 10095
Seção: 1

GP-255

ANEXO C

Exemplo de Portaria homologando tarifa antes da definição da subclasse residencial baixa renda.



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	Nº ATO	DATA ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
Portaria		043	27/01/1994	28/01/1994	

PORTARIA Nº 043, DE 27 DE JANEIRO DE 1994

O DIRETOR DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, no uso de suas atribuições regimentais, considerando o Processo nº 48000.001632/93-53, a proposta tarifária apresentada pela CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A - CELPA, e consoante os termos da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, de seu regulamento, Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e da Portaria DNAEE nº 176, de 29 de março de 1993, resolve:

Art. 1º - Homologar as tarifas de fornecimento de energia elétrica a consumidores finais, apresentadas no Anexo I, para aplicação aos fornecimentos efetuados a partir de 01 de fevereiro de 1994, na área de concessão da CELPA, conforme disposições na Portaria DNAEE nº 478, de 28 de maio de 1993 e proposta tarifária apresentada a este Departamento.

Parágrafo Único - A homologação de tarifas constantes em quadro padronizado, conforme definido na Portaria DNAEE nº 478/93, não incluído no Anexo I desta Portaria, deverá ser solicitada ao DNAEE e inserida na proposta tarifária do concessionário, sempre que a necessidade de atendimento ao consumidor assim o exigir.

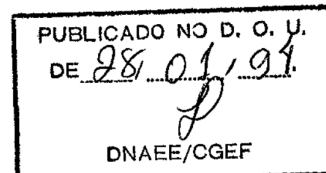
Art. 2º - Homologar as tarifas de suprimento de energia elétrica constantes do Anexo II a esta portaria, para fins de faturamento dos suprimentos realizados pela CELPA aos concessionários relacionados no referido anexo, a partir de 01 de fevereiro de 1994.

Art. 3º - Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

GASTÃO LUIZ DE ANDRADE LIMA



01104405



FL. 01105

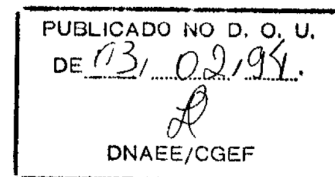


LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	Nº ATO	DATA ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
Portaria		043	27/01/1994	28/01/1994	

RETIFICAÇÃO

Na Portaria DNAEE de nº 43, de 27 de Janeiro de 1994, publicada no Diário Oficial de 28 de Janeiro de 1994, Seção I, página 1323 a 1324, substituir os Anexos pelo que se segue:

GASTÃO LUIZ DE ANDRADE LIMA
DIRETOR DO DNAEE





LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	N.º DO ATO	DATA DO ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
PORTARIA	DNAEE	043	27/01/1994	28/01/1994	-

PORTARIA Nº 43, DE 27 DE JANEIRO DE 1994
(publicada no D.O. de 28-1-94)
ANEXOS (*)

ANEXO I

CELPA		QUADRO A	
TARIFA CONVENCIONAL			
SUBGRUPO		DEMANDA (CR\$/kW)	CONSUMO (CR\$/MWh)
A2	(88 a 138 kV)	6.748,27	16.977,39
A3	(69 kV)	7.274,26	18.300,74
A3a	(30 kV a 44 kV)	2.521,21	36.936,76
A4	(2,3 kV a 25 kV)	2.616,11	38.297,89
A5	(Subterrâneo)	3.861,61	40.078,44

B1-RESIDENCIAL:		
Consumo mensal até 30 kWh		16.197,70
Consumo mensal de 31 a 100 kWh		38.582,80
Consumo mensal de 101 a 200 kWh		65.479,66
Consumo mensal acima 200 kWh		85.657,57
B2-RURAL		44.842,11
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		31.886,58
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		40.730,61
B3-DEMAIS CLASSES		71.541,73
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:		
B4a - Rede de Distribuição		36.407,39
B4b - Bulbo da Lâmpada		39.959,39
B4c - Nível de IP acima do Padrão		59.198,96

QUADRO B		
TARIFA HORA-SAZONAL AZUL		
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (CR\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	FORA DE PONTA
A1 (230 kV ou mais)	3.954,87	824,16
A2 (88 a 138 kV)	4.252,29	978,84
A3 (69 kV)	5.706,06	1.558,08
A3a (30 a 44 kV)	6.864,62	2.225,17
A4 (2,3 a 25 kV)	6.910,34	2.302,49
AS (Subterrâneo)	7.231,87	3.538,76

03/06



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	N.º DO ATO	DATA DO ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
PORTARIA	DNAEE	043	27/01/1994	28/01/1994	

QUADRO C

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL					
CONSUMO (CR\$/MWh)					
SEGMENTO HORO- SAZONAL SUBGRUPO	PONTA		FORA DE PONTA		
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	
A1	22.518,31	19.698,89	15.933,24	13.843,41	
A2	23.888,51	22.284,38	17.098,33	15.688,02	
A3	27.040,37	23.975,35	18.824,79	16.078,14	
A3a	43.723,94	40.472,80	20.798,38	18.381,12	
A4	45.338,84	41.980,54	21.557,70	19.051,16	
AS (Sub)	47.448,43	43.911,32	22.580,10	19.938,88	

QUADRO D

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL				
DEMANDA (CR\$/kW)				
SEGMENTO HORO-SAZONAL SUBGRUPO	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	OU ÚMIDA	SECA	OU ÚMIDA
A1 (230 kV ou mais)	14.863,36		3.075,83	
A2 (88 a 138 kV)	15.750,73		3.597,25	
A3 (69 kV)	21.159,15		5.778,15	
A3a (30 a 44 kV)	22.430,58		7.473,28	
A4 (2,3 a 25 kV)	20.740,94		6.910,34	
AS (Subterrâneo)	21.705,21		10.597,60	

QUADRO E

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (CR\$/kW)
A3a (30 kV a 44 kV)	2.225,17
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2.302,49
AS (Subterrâneo)	3.536,76

FL. 04/06



LEGISLAÇÃO					
TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	N.º DO ATO	DATA DO ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
PORTARIA	DNREE	043	27/01/1994	28/01/1994	

QUADRO F

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE				
SEGMENTO HORO- SAZONAL SUBGRUPO	CONSUMO (CR\$/MWh)			
	PONTA		FORA DE PONTA	
	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A3a	197.894,09	194.647,91	20.798,38	18.381,12
A4	205.160,69	201.798,24	21.557,70	19.051,16
AS (Sub)	214.699,00	211.180,25	22.560,10	19.936,88

QUADRO G

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	
SUBGRUPO	DEMANDA (CR\$/kW) PERÍODO SECO OU ÚMIDO
A3a (30 a 44 kV)	7.473,28
A4 (2,3 a 25 kV)	6.910,34
AS Subterrâneo	10.587,60

QUADRO H

TARIFA DE ETST	
SUBGRUPO	CONSUMO (CR\$/MWh)
A1 e A2	5.827,58
A3	6.600,12
A3a	6.962,48
A4 e AS	6.809,51

FL.

05/06



LEGISLAÇÃO

TIPO ATO	INSTITUIÇÃO	N.º DO ATO	DATA DO ATO	DATA D.O.	PÁG. D.O.
PORTARIA	DNAEE	843	27/10/1994	28/10/1994	

QUADRO I

TARIFA DE EMERGENCIA - AUTOPRODUTOR		
SUBGRUPO	DEMANDA (CR\$/kW.ANO)	CONSUMO (CR\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	18.171,70	71.022,81
A3 (69 kV)	16.575,85	99.820,53
A3a (30 a 44 kV) CONVENCIONAL	5.393,26	104.529,60
A3a (30 a 44 kV) HORA-SAZONAL AZUL	18.778,26	104.529,60
A3a (30 a 44 kV) HORA-SAZONAL VERDE	4.695,71	104.529,60
A4 (2,3 a 25 kV) CONVENCIONAL	4.987,04	96.655,32
A4 (2,3 a 25 kV) HORA-SAZONAL AZUL	17.363,70	96.655,32
A4 (2,3 a 25 kV) HORA-SAZONAL VERDE	4.341,96	96.655,32

QUADRO J

DESCONTOS PERCENTUAIS		
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	CONSUMO
RURAL - GRUPO A	10	10
COOPERATIVAS - GRUPO A	50	50
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO A	15	15
AGUA, ESGOTO E SANEAMENTO - GRUPO B	-	15

ANEXO II

FORNecedor : CELPA
FORNecedor : CEMAR

TENSÃO kV	MODALIDADE	DEMANDA CR\$/kW	ENERGIA CR\$/MWh
13,8	PRÓPRIO	4.359,79	10.887,95

(*) Republicados por terem saído com incorreção, do original, no D.O. de 28-1-94, Seção 1, págs. 1323 e 1324.

FL.

06/06

ANEXO D

Resumo das informações acerca da aplicação da TSEE por Estado, conforme publicação disponível na página eletrônica da ANEEL.

Estado / Distrito Federal	Competência: Julho / 2013					
	Número de Unidades Consumidoras			DMR - Diferença Mensal de Receita solicitada (R\$)	Fontes de Custeio da TSEE	
	Residencial Total	Baixa Renda	% Baixa Renda / Residencial		CDE (R\$)	% CDE / DMR
AC	177.426	23.321	13,14 %	432.485	432.485	100,00 %
AL	889.301	302.416	34,01 %	3.325.974	3.325.974	100,00 %
AM	668.335	42.656	6,38 %	541.141	541.141	100,00 %
AP	157.083	4.100	2,61 %	40.137	40.137	100,00 %
BA	4.576.287	1.931.622	42,21 %	22.565.442	22.565.442	100,00 %
CE	2.480.756	1.228.896	49,54 %	15.271.537	15.271.537	100,00 %
DF	800.222	24.454	3,06 %	351.251	351.251	100,00 %
ES	1.120.073	168.525	15,05 %	2.539.036	2.539.036	100,00 %
GO	2.152.782	176.629	8,20 %	2.671.273	2.671.273	100,00 %
MA	1.867.541	1.019.171	54,57 %	15.435.786	15.435.786	100,00 %
MG	6.460.318	1.041.477	16,12 %	16.326.283	16.326.283	100,00 %
MS	718.138	151.241	21,06 %	2.334.018	2.334.018	100,00 %
MT	915.222	141.602	15,47 %	2.437.845	2.437.845	100,00 %
PA	1.677.875	545.233	32,50 %	6.987.347	6.987.347	100,00 %
PB	1.173.303	593.607	50,59 %	7.727.276	7.727.276	100,00 %
PE	2.892.891	1.203.273	41,59 %	14.919.997	14.919.997	100,00 %
PI	952.328	373.074	39,17 %	5.136.290	5.136.290	100,00 %
PR	3.353.126	403.079	12,02 %	5.182.000	5.182.000	100,00 %
RJ	5.551.559	426.097	7,68 %	7.219.404	7.219.404	100,00 %
RN	1.056.835	384.088	36,34 %	5.174.055	5.174.055	100,00 %
RO	398.030	72.133	18,12 %	1.255.649	1.255.649	100,00 %
RR	101.903	20.247	19,87 %	177.028	177.028	100,00 %
RS	3.573.930	304.490	8,52 %	4.337.844	4.337.844	100,00 %
SC	2.138.023	83.261	3,89 %	1.218.616	1.213.043	99,54 %
SE	719.158	303.712	42,23 %	3.788.557	3.788.557	100,00 %
SP	15.721.056	1.058.480	6,73 %	15.347.482	15.347.482	100,00 %
TO	402.958	94.568	23,47 %	1.494.603	1.494.603	100,00 %
TOTAL BRASIL	62.696.459	12.121.452	19,33 %	164.238.354	164.232.782	100,00 %

Obs.

1. Informações provenientes dos relatórios encaminhados pelas distribuidoras em cumprimento à Resolução Normativa 472, de 2012, podendo variar após o processo de fiscalização.
2. Foram considerados os últimos relatórios sem erro recebidos pela ANEEL, ainda que não tenham sido previamente homologados (ver relatório por distribuidora).
3. As distribuidoras que atuam em mais de um Estado foram computadas no Estado de maior predominância.

ANEXO E

Alíquotas de ICMS aplicadas sobre o consumo de energia elétrica, conforme disponível na página eletrônica da ABRADEE em outubro de 2013.

Alíquota ICMS - jun/2013

RESIDENCIAL	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;30]	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	12%	Isento	Isento	25%			
	[31;50]																													
	[51;60]																													
	[61;80]																													
	[81;90]																													
	[91;100]	12%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%						
	[101;140]																													
	[141;150]																													
	[151;200]																													
[201;220]																														
[221;250]	25%	25%	12%	27%	17%	21%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%				
[251;300]																														
[301;400]																														
[401;500]																														
> 500																														
BAIXA RENDA	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;30]	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	Isento	12%	Isento	Isento	Isento			
	[31;50]																													
	[51;60]																													
	[61;80]																													
	[81;90]																													
	[91;100]	17%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%					
	[101;140]																													
	[141;150]																													
	[151;200]																													
[201;220]																														
[221;300]	25%	25%	12%	27%	17%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%				
[251;300]																														
[301;500]																														
[401;500]																														
> 500																														
INDUST	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17%	25%	Isento	12,96%	27%	12%	7%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	17%	20%	25%	29%	19%	17%	17%	17%	C/ cadastr 17% S/ cadastr 25%	25%	17%	18%	25%	
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
	[301;1000]	25%	17%	21%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	29%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%				
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
[301;1000]																														
COMERCIAL	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17%	25%	Isento	27% qq consumo	27%	12%	7%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	29%	19%	17%	17%	17%	25%	25%	18%	25%			
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;150]																													
	[151;200]																													
	[201;220]	25%	25%	12%	12,96% consumo p/ Hotéis, pousadas e hospitais	27%	12%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	29%	19%	17%	17%	17%	25%	25%	18%	25%					
	[221;250]																													
	[251;300]																													
	[301;1000]																													
> 1000																														
RURAL	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17%	25%	Isento	Isento	Isento	12%	12% mas com redução da base de cálculo	Isento	Isento	18%	17%	27%	25%	Isento	25%	20%	25%	29%	13%	17%	17%	Isento	12%	Isento	C/ cadastro isento S/ cadastro 18%	25% mas com redução de 52% base de cálculo		
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;150]																													
	[151;200]																													
	[201;300]	25%	25%	12%	12,96%	Isento	12%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	Isento	25%	20%	25%	29%	13%	17%	17%	Isento	12%	Isento	C/ cadastro isento S/ cadastro 18%				
	[221;250]																													
	[251;300]																													
	[301;500]																													
[501;1000]																														
> 1000																														
P. PUB	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17% , Isento Poder Público Estad.	25%	Isento	Isenção Estad. Munic.	Isento Estad.	12%	7%	Isenção qq consumo Estadual	30% ou isento	18% isenção Estado	17%	27% Isenção adm Estadual Direta	25% isenções estad. miss.diplo consula organism internaç	17%	20%	25%	20%	29%	Isenção Estado	19% isenç. Estad.	17%	17%	17% ou Isento Estado	25% isenção Estado	25%	17% isenção Estao	18% isenção Estado	25% isenção Estado
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
	[301;500]	25%	25%	12%	18,36 Federal	27% Fed. e Munic.	17%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		
	[251;300]																													
	[301;500]																													
	[401;500]																													
> 500																														
I L A D B.	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17%	25%	Isento	Isento	27%	12%	7%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	20%	25%	17% isenção Estadual	18%	Isento		
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
	[301;500]	25%	25%	12%	17%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%				
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
[301;500]																														
P U B.	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	17%	25%	Isento	Isento	27%	12%	7%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	25%	25%	Isento	18%	25%		
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
	[301;500]	25%	25%	12%	17%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%				
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
[301;500]																														
C P P O C.	kWh	AC	AL	AM	AP	BA	CE	DF	ES	GO	MA	MG	MS	MT	PA	PB	PE	PI	PR	RJ	RN	RO	RR	RS	SC	SE	SP	TO		
	[0;50]	Isento	Isento	25%	Isento	18,36%	Isento	Isento	Isento	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	25%	25%	25%	18%	25%		
	[51;100]																													
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
	[301;500]	25%	25%	12%	17%	25%	29%	30%	18%	17%	27%	25%	20%	25%	20%	29%	19%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%				
	[101;140]																													
	[141;200]																													
	[201;300]																													
[301;500]																														

RESPONSÁVEL:
CONCCEL

Poços de Caldas, 16 de agosto de 2017

Ao
Ministério de Minas e Energia
Processo de Consulta Pública nº 033/2017

Prezados,

Como agente do setor elétrico brasileiro, dentro do ambiente regulado da prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica, nós do Conselho de Consumidores da Área de Concessão do DME Distribuição S.A. – CONCEL, enviamos contribuições para o processo de consulta pública 033/2017 sob o título “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico” cujo assunto resumido é “Proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo”.

Na atual conjuntura do país devemos destacar, inicialmente, que discutir o modelo a ser aplicado ao setor elétrico pode se tornar temeroso em face dos interesses políticos que contaminam um ambiente que deve ser eminentemente técnico. Há fortes indícios de mudanças que apontam para um aumento na tarifa no curto prazo decorrente da aversez do governo em gerar receita. Algo que certamente nos posicionamos de forma contrária.

A transitoriedade dos atuais dirigentes do país não nos dá segurança acerca da perenidade dos pontos colocados em discussão, em que pese seu estabelecimento na forma de Lei. Entendemos que são necessários sim aprimoramentos para o setor, sobretudo com relação ao empoderamento dos agentes que atuam em prol da modicidade tarifária e elo mais frágil da cadeia produtiva de energia elétrica, entretanto, a falta de debate envolvendo justamente esses agentes acaba por reforçar essa forte percepção.

A visão de futuro que delineia as propostas colocadas em discussão até apresenta a possibilidade de fortalecimento dos atores do setor ao propor a remoção de barreiras para efetiva participação dos agentes, entretanto, não há proposta explícita que atue no sentido de minimizar a assimetria de informação presente no setor e completamente desfavorável para o consumidor ou sequer tornar nossa participação mais importante nos principais fóruns de decisão do setor elétrico como o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ou mesmo o Conselho de Política Energética.

A oportunidade que se apresenta para promover o respeito ao consumidor como agente do setor elétrico e tendo como único representante dentro do ambiente regulado o Conselho de Consumidores é por meio dessa discussão. Não basta sermos reconhecidos como agente, precisamos que tenhamos voz e principalmente voto junto a todos os agentes de controle do setor.

Como agente do setor que participa das discussões conduzidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – apoiamos-nos nos documentos disponibilizados para apresentarmos nossas ponderações e propostas em prol da modicidade tarifária e para a presente discussão ressaltamos de um documento fundamental para um posicionamento dos consumidores: a Análise de Impacto Regulatório – AIR.

O consumidor tem como principal característica ser leigo diante de discussões técnicas apoiadas em um linguajar de difícil compreensão por seu arcabouço regulatório nem sempre simples. A Análise de Impacto Regulatório é um importante instrumento para que possamos avaliar melhor os impactos das medidas propostas em uma discussão.

Infelizmente tal análise não faz parte do rol de documentos disponibilizados para avaliação das alterações propostas comprometendo sua melhor avaliação nesse momento. Entendemos que esse seja um documento imprescindível para todos os agentes do setor e não apenas os representantes do consumidor.

Ao não disponibilizar a AIR o indicativo dado é de que mais uma vez caberá à justiça acolher eventuais questionamentos em busca dos reais reflexos das mudanças para o setor, vez que as consequências dessas mudanças se encontram no campo do “esperado” sem uma fundação tecnicamente segura e, principalmente, politicamente independente.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja apresentada uma Análise de Impacto Regulatório das propostas colocadas em discussão, prorrogando o prazo para avaliação desse documento.

Não podemos contaminar o setor com uma situação temporária em um ambiente de governo provisório, ainda que legitimado pelas leis do país. As mudanças devem ser discutidas como política de Estado e não de Governo, entretanto, acreditando na segurança jurídica e regulatória do setor apresentamos nossos entendimentos em função do agrupamento que consta na nota técnica colocada em discussão.

Esperamos que nossa visão para o setor contribua com as discussões sendo reconhecidas como tempestivas e válidas. Entendemos todas como passíveis de serem implementadas pela defesa da modicidade tarifária, porém, caso a posição do Ministério assim não entenda, esperamos que as justificativas sejam devidamente apresentadas por meio de nota técnica com vistas à transparência e lisura do processo de consulta pública.

Atenciosamente,

Arleni Nogueira Mareca
Presidente do CONCEL
Representante da Classe Residencial

I – COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

I.1 – Autoprodução

Apoiamos a definição mais precisa para esse agente do setor, bem como possibilitar que seja remota. Entretanto, nessa condição acreditamos ser necessário ainda prever algum tipo de mecanismo de proteção para os consumidores do mercado cativo já que o aumento desse tipo de agente poderia, em um caso extremo, reduzir o mercado da distribuidora a ponto de gerar aumento para esse consumidor.

I.2 – Redução dos limites para acesso ao mercado livre

Entendemos que dar oportunidade de acesso a uma energia mais competitiva em termos de preço é importante para o consumidor, entretanto, a falta de uma Análise de Impacto Regulatório não nos permite avaliar as consequências para o consumidor de baixa tensão, excluídos do escalonamento.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja incluído no escalonamento de acesso ao mercado livre os consumidores alimentados pela baixa tensão.

II – MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

II.1 – Destravamento da obrigação de contratação

A falta de detalhamento de como tal proposta deve ser implementada não nos permite fazer uma avaliação adequada de suas consequências. Nosso entendimento que ela possibilita que decisões políticas influenciem ainda mais o ambiente regulado gerando inseguranças regulatória e jurídica, já que não é estabelecido um limite para tal intervenção.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja estabelecido um limite para uma eventual intervenção do MME sob essa condição.

II.2 – Possibilidade de redução de custos de transação na transmissão

Esse é outro exemplo da falta de uma Análise de Impacto Regulatório. Não temos condições de avaliar de maneira adequada essa proposta, entretanto, em face da possibilidade de tornar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – centralizadora dos contratos e sendo esse um agente onde o consumidor não tem participação efetiva para defender a modicidade tarifária, antecipadamente posicionamo-nos de forma contrária.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja garantida a participação dos consumidores por meio de seu representante no ambiente regulado, o Conselho de Consumidores, com direito a voz e voto nas decisões.

II.3 – Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação

Entendemos que a possibilidade que se abre para a criação de bolsa de energia pode ser importante para o setor, mas não observamos mecanismos de transparência que serão aplicados sobretudo para a eventual participação de distribuidoras.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que sejam dadas diretrizes para instauração de mecanismos de transparência nas transações que vierem a ocorrer na bolsa de energia.

II.4 – Possibilidade de redução de custos de transação na geração

Reforçamos nossa preocupação com a centralização de contratos anteriormente apresentada por estabelecer como agente centralizador aquele onde os consumidores não possuem participação nos processos decisórios de maneira efetiva, com direito a voz e voto. Somos o único agente dentro do ambiente regulado a atuar na defesa dos interesses dos consumidores, portanto, devemos ter direito a uma participação ativa junto a todos os agentes do setor.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja definido por Lei a participação dos Conselhos de Consumidores junto a todos os agentes do setor, principalmente a CCEE, com relação aos processos decisórios e acesso à informação.

II.5 – Possibilidade de separação de lastro e energia

Outro exemplo da falta de uma Análise de Impacto Regulatório. Falta-nos elementos para melhor avaliar as consequências dessa proposta. Entendemos que pode ser uma iniciativa importante, porém, como será implementada? Caberá toda a estruturação para isso à ANEEL? Quais os possíveis impactos para a tarifa?

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que sejam dadas diretrizes para a estrutura para ser aplicada à tarifação separada por lastro e energia a ser proposta, apoiada em Análise de Impacto Regulatório.

III – ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

III.1 – Sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre

Não podemos pactuar com a criação de mais um encargo no setor. Compreendemos as dificuldades que os mecanismos atuais apresentam para a situação de sobrecontratação decorrente da migração de clientes da distribuidora para o mercado livre. Entretanto, acreditamos ser possível ajustes nos limites e dispositivos atuais para resolver essa questão.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que sejam apresentadas alternativas que atuem nos mecanismos atuais para mitigar os eventuais efeitos da sobrecontratação devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre.

III.2 – Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas

Novamente uma Análise de Impacto Regulatório compromete a melhor avaliação de uma proposta. A imposição da tarifa binômica para o consumidor residencial deve ter seus impactos mais bem avaliados. Esse é um tipo de consumidor tipicamente hipossuficiente e com conhecimentos técnicos limitados. Entendemos que impor a eles uma forma de cobrança mais complexa do que a atual, que já gera uma série de questionamentos, inclusive no âmbito da justiça, pode ser temeroso para o setor.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja apresentada uma Análise de Impacto Regulatório aliada a um programa de orientação para o consumidor sobre os reflexos dessa mudança, caso ela seja mantida.

III.3 – Subsídios às fontes incentivadas

Entendemos como benéficas para o setor as propostas aqui apresentadas. Apoiamos seu conteúdo em destaque para o término do incentivo, porém, entendemos haver espaço para aprimoramentos com a instituição de leilões específicos para fontes incentivadas e diferenciadas por tipo de fonte.

III.4 – Riscos e racionalização de custos dos contratos regulados

Preocupa-nos a possibilidade de repasse para a tarifa da exposição decorrente da rescisão ainda que observado o máximo esforço das distribuidoras. Entendemos que uma Análise de Impacto Regulatório deveria ter sido realizada para estimar em valores essa proposta.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que seja apresentada uma Análise de Impacto Regulatório para validar as perspectivas que a proposta sugere.

IV – MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

IV.1 – Reserva Global de Reversão para transmissão

Apoiamos a proposta até porque deve-se respeitar os objetivos originais de sua criação. Entretanto, vincular esse uso à desistência de eventual ação na justiça compromete sua aplicação de forma geral. Entendemos que esse recurso deve ser destinado a esse fim, mantido seu conceito original e respeitando a contribuição financeira realizada por nós consumidores ao longo de aproximadamente 60 anos.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que os §'s 4º-A e 4º-B do art. 4º. da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 sejam alterados para:

§4º-A. A RGR **deverá** destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013

§4º-B. A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário, **não limitados a esse caso.**

IV.2 – Descotização e Privatização

Entendemos que essa proposta não deve prosperar por permitir uma politização das questões regulatórias que trazem consigo o aumento das inseguranças jurídica e regulatória. Devemos evitar que decisões políticas interfiram em um ambiente eminentemente técnico.

A proposta de descotização sugere apenas o aumento de receita por parte da União em detrimento de custos de energia mais adequados à realidade já depreciada dos investimentos abarcados por essa proposta.

Com relação aos condicionantes para privatizações nosso entendimento é que deve ser estabelecido um limite superior nos empreendimentos já depreciados relacionados aos seus custos reais de operação e manutenção com vistas à modicidade tarifária. Não faz sentido pagarmos acima desse limite já que nesses casos não existem investimentos necessários que não sejam em operação e manutenção.

Também nos posicionamos contrários aos percentuais de rateio previsto nos casos de privatizações. Entendemos ser um recurso que deva necessariamente ser mantido no setor elétrico e não aplicado em outros fins. O setor carece de segurança financeira para que a qualidade do serviço prestado e sua confiabilidade sejam asseguradas em respeito à modicidade tarifária.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que a descotização seja retirada como proposta de alteração ao modelo do setor elétrico brasileiro.
- ❖ Que a integralidade dos recursos advindos das privatizações do setor seja destinada ao setor, sem repasse para a União.

IV.3 – Outros

Acreditamos que nesse tema em específico ainda poderiam ser discutidos outros temas não contemplados no rol das medidas, quais sejam, o enfrentamento das questões ambientais dentro do setor elétrico brasileiro e a implementação dos leilões regionais como fonte de modicidade tarifária.

Nitidamente o meio ambiente apresenta uma relação intrínseca muito forte com o setor elétrico, assim, mudanças nesse aspecto também devem ser contempladas na discussão do novo modelo.

Entendemos que a política de usinas à fio d'água tem comprometido a segurança no suprimento, bem como a maneira com que as questões ambientais são condicionantes para o setor. Precisamos discutir o papel das questões ambientais dentro do setor não só respeitando seu valor, mas principalmente analisando o custo real que pagamos por elas.

Também vimos como uma ferramenta importante para a modicidade tarifária a criação de leilões de energia regionais assumindo custos mais direcionados para cada área de concessão reconhecendo um importante papel do estado como gerador de energia. Seria possível capturar elementos de realidade local, um dos pilares do modelo, trazendo custos mais reais para os consumidores.

Assim, apresentamos como contribuição para avaliação do MME:

- ❖ Que sejam contempladas questões ambientais na reforma do modelo do setor elétrico.
- ❖ Que sejam criados mecanismos legais para a implementação de leilões regionais de energia.

RESPONSÁVEL:
SOLAR TECH
INENERGY

O documento que fala sobre a ‘proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico’ começa e contém as quatro frases apontadas a seguir. Comentários sobre estas quatro frases/assuntos resumem minha contribuição à consulta pública:

“O Setor Elétrico Mundial está atualmente sujeito a pressões para mudanças em seu quadro regulatório, comercial e operacional”

“A valorização da possibilidade de escolhas individuais é um fenômeno social que também deixa suas marcas no setor elétrico, contribuindo para as pressões sobre a criação de condições para a participação mais ativa de consumidores na gestão de seu consumo de energia”

“Estas pressões afetam o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entre as condições de contorno socioambientais para o desenvolvimento do SEB, destacam-se as restrições para o desenvolvimento de grandes projetos hidrelétricos com reservatórios”

“Face a estas dificuldades com modelos centralizados de gestão de risco e comando-e-controle por parte do Estado, o litígio judicial se incorporou como estratégia comum de preservação de posições de diversas classes de agentes no lugar da busca de eficiência empresarial e produtiva como estratégia de melhora de posições competitivas.

1. **Menos mudança do que o MME (EPE) parece querer mostrar:** O setor elétrico precisa apenas se adaptar à três novidades: A) a chegada da geração distribuída; B) o ingresso mais intenso de fontes transientes e intermitentes de ciclo curto (solar e eólica), lembrando aqui que hidro é também fonte transiente e, às vezes, intermitente como hoje mostram Sobradinho e Belo Monte; C) a chegada da tarifa variável com a demanda que provocará resposta positiva do lado do consumo, reduzindo picos (caros) e custos.
2. **Na verdade, o “mercado livre” é um mito, uma porta para especulação e para a desestabilização do sistema:** Sistemas Elétricos - geração/transmissão/distribuição - se comportam quase como monopólios naturais em qualquer país do mundo. Exatamente como é o caso de rodovias, ferrovias, portos, aeroportos, sistemas de saneamento, etc. É irreal falar em economia de mercado e competição em setor elétrico por mais que a iniciativa privada tente, obviamente de olho na ‘exploração’ indevida e ilegal do consumidor. Algo parecido com alguma competição só existe em leilões, mas mesmo assim muito tênue. Este setor é e tem mesmo que ser altamente regulado, como o é em todo o mundo. Taxas de retorno em todos os setores dos sistemas elétricos são controladas em todos os países sérios e conduzidos com eficiência. Em democracias e nos que adotam capitalismo de estado. Então é de certa forma equívoco falar em “escolhas individuais” porque quase toda a cadeia de valor liga a energia elétrica – em todas tecnologias de geração - tem poucas opções e pouca concorrência. Nada mais claro e preciso para mostrar esta realidade que citar o que tem acontecido no estado de Nova Iorque, EUA. Lá o consumidor residencial pode comprar energia das seis grandes concessionárias – das quais a Consolidated Edison é a dominante - ou de mais de 200 ESCOs (Energy Service Company) que, no fundo, são apenas comercializadoras privadas de energia. A ideia por trás do lançamento das ESCOs em

1996 foi reduzir a regulação do setor para torna-lo mais dinâmico e trazer economia de mercado e competição a um segmento aparentemente calcificado com o tempo. As ESCOs chegam a 2017 abastecendo entre 20% e 24% de todas as residências de NY. Tudo muito bonito na teoria, mas na prática o modelo mostrou ser muito mais ácido e nefasto ao não só aumentar o preço da energia em relação ao da Con Edison, como em lançar todo o sistema elétrico do estado de Nova Iorque em um estado disfuncional. Elas conseguem atrair clientes prometendo despesas com energia menores que as produzidas pela Con Edison, situação que em um ano ou pouco mais tende a se reverter totalmente!!! Uma pesquisa do governo Federal apontou em novembro de 2015 que os clientes das ESCOs pagavam em média 17% mais que os clientes das tradicionais seis grandes concessionárias! O custo extra aos consumidores é de centenas de milhões de dólares por ano. Este é o “mercado livre” em ação no país mais capitalista da terra.

3. **Hidrelétricas com grandes reservatórios? Vale o risco? E a 2ª grande consequência de obras na Amazônia, pouco citada?** O “mundo” consegue viver muito sem grandes hidrelétricas mesmo porque poucos países podem tê-las. Então ele pode viver sem hidrelétricas com grandes reservatórios principalmente se eles trazem grande impacto ambiental. Dito isto abordo duas razões para se evitar grandes reservatórios, mas não necessariamente evitar hidrelétricas. 1) hoje a ciência conhece melhor a dinâmica dos grandes rios como eles são. Seu papel na movimentação de sedimentos, nutrientes, oxigênio e microalgas. Também sobre a livre movimentação de espécies de peixes, mamíferos, aves, répteis, microrganismos, etc. O impacto de chuvas extremas, principalmente na Amazônia, preocupa. Impactos como as que acabaram ocorrendo recentemente nas proximidades das usinas do rio Madeira. Com reservatórios maiores o impacto seria maior ou menor? Muito se fala sobre mudanças climáticas quando hidrelétricas vêm à baila. Mas quase nunca se fala sobre biodiversidade e a ameaça a ela que os grandes reservatórios representam. É provável que o impacto na biodiversidade, decorrente da construção de um grande reservatório, no fim do dia seja mais pernicioso e perigoso à terra que as emissões equivalentes de CO2 das termoeletricas que a grande hidrelétrica viria evitar e substituir. Biodiversidade é a maior vítima dos grandes reservatórios; 2) A construção de grandes hidrelétricas na Amazônia, com ou sem grandes reservatórios, **tem outra consequência peculiar e altamente destrutiva: quando a construção termina ela deixa para trás uma cidade onde não existia uma.** Ou pelo menos não existia nas dimensões e população que a obra deixará. Esta cidade será um novo polo gerador de degradação de todos os tipos. Desmatamentos; grilagens; garimpos ilegais; prostituição, inclusive infantil; problemas de saneamento; altos índices de criminalidade; exploração ilegal de madeira; invasão de atividade agrícola e pecuária, especulação imobiliária, pressão política por relaxamento de regras, etc. Numa Amazônia onde os problemas de desmatamento têm aumentado nos últimos dois anos, estas novas cidades tem o potencial de trazer o caos total. Talvez não coincidentemente Altamira, próxima a Belo Monte, tem hoje o maior índice de homicídios do país: 107 a cada 100 mil habitantes (IPEA).
4. **Mudar ou retirar o modelo centralizado de gestão de risco e de comando-e-controle por parte do Estado, do setor elétrico, pode comprometer de forma profunda a segurança e confiabilidade do fornecimento de eletricidade no Brasil.** O sistema elétrico por natureza, principalmente como estruturado no Brasil com o SIN que consegue amplo intercâmbio energia entre regiões, precisa mais do que nunca ser

centralizado e estar sob comando do estado. Energia é bem essencial, crucial, não pode deixar de chegar a todas pessoas físicas e jurídicas do país em 100% do tempo, e tem que fazer isto ao menor preço possível. E para ter disponibilidade quase perfeita há de haver reserva o tempo todo, a menor possível porque tem custo, com a maior segurança possível – que gera custo. Esta operação não pode e não deve estar em mãos privadas. O setor elétrico é altamente regulado em todo o mundo exatamente por estes motivos. A desastrosa experiência liberal/privada na Califórnia, comandada principalmente pela Enron e suas manipulações do mercado, gerou o caos em 2000 e 2001, com diversos apagões além do preço da energia elétrica ter aumentado 800% entre abril e dezembro do ano 2000. Ceder o controle do mercado brasileiro a um suposto “mercado livre”, a comercializadoras e a empresas financeiras que vão especular com ativos de energia, não vão produzir resultado diferente no Brasil. O caos poderá se instalar, inclusive com “crashes financeiros” agudos que, no fim, serão pagos sabemos por quem. O caso da Califórnia em 2000/2001 e a atual situação no estado de Nova Iorque com suas mais de 200 comercializadoras cuja existência fez o preço da energia aumentar, e não cair, são exemplos claros das limitações de um modelo impossível e insustentável.

RESPONSÁVEL:
SINERGIA

O SINERGIA – Sindicato Interestadual das Industrias de Energia formula contribuições para a Consulta Pública n.º 33 do MME que inicia o processo de melhorias, aperfeiçoamentos e reestruturação do modelo que rege o SEB. A CP tem como base complexa Nota Técnica onde aponta e destaca elementos de curto, médio e longo prazo.

Frente a relevância desta iniciativa o SINERGIA formula as cinco contribuições focadas em questões mais estruturais e de longo prazo. São elas:

- I. Incentivo regulatório na inovação tecnológica na distribuição;
- II. Salvaguardas para as distribuidoras com a abertura do mercado livre;
- III. Descotização dos contratos do mercado cativo;
- IV. Marco regulatório da expansão do nuclear; e
- V. Integração energética com países da América do Sul.

I. Incentivo regulatório na inovação tecnológica na distribuição.

É fato notório e unânime que o setor elétrico iniciou recentemente processo de transformações tecnológicas de grande dimensão, profundidade e impactos sobre os consumidores, empresas do setor e marco regulatório.

São transformações tecnológicas disruptivas, ou seja, que impactam paradigmas que regem e conformam o setor elétrico há décadas, ou mesmo desde a sua constituição como é o caso notório da geração centralizada e unidirecional.

Esta nova revolução tecnológica tem sua origem na dinâmica e desafios dos países desenvolvidos, incluindo também neste rol, a China, que buscam superar três desafios:

Necessidade estratégica de garantir segurança energética nacional, reduzindo exposição às flutuações e crises na oferta de insumos energéticos externos. O Caso da União Europeia é exemplar em função da sua dependência às importações de gás da Rússia. Para tanto, há uma política energética e estratégica para investimento em fontes renováveis, notadamente eólica e solar.

Abriu novas fronteiras de investimento no SE, dado que nos países desenvolvidos (sem incluir China) a demanda de energia elétrica cresce a níveis muito baixos devido ao reduzido crescimento populacional e do PIB, configuração de SE madura, com redes de transmissão e distribuição capilares. Assim novas tecnologias são uma forma de dinamizar as cadeias produtivas.

E, por fim, os compromissos para redução do aquecimento global, que reforçam os dois fatores, ou seja, justificativa para novos investimentos e maior segurança energética nacional.

Frente a este contexto mundial de quebra de paradigmas, a difusão de novas tecnologias no Brasil deve estar vinculada diretamente a dar respostas aos problemas, necessidades e especificidades do SEB.

Nestes termos, os principais desafios que o SEB enfrenta são associados à melhoria da qualidade dos serviços de distribuição e derivam, a nível mais geral, da complexidade, heterogeneidade e dimensão do SEB. O segundo é o custo do capital.

Desta forma, o novo modelo do SEB deve, para o segmento de distribuição, viabilizar a difusão de novas tecnologias com regulação uma regulação que estimule novos e crescentes investimentos através de melhores taxas de retorno do capital e prazos menores para a amortização dos investimentos.

II. Salvaguardas para as distribuidoras com a abertura do mercado livre.

O Setor Elétrico apresenta uma cadeia produtiva formada pelos segmentos de geração transmissão, distribuição e comercialização. O modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) a partir do processo de liberalização iniciado na década de 1990 conseguiu estruturar uma dinâmica de expansão da capacidade instalada de geração diretamente vinculada e dependente do crescimento do mercado regulado sob a responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

É o conjunto das distribuidoras que estimam o crescimento da demanda para horizontes de cinco e três anos, (agora seis e quatro) à frente. E com base nestas estimativas vinculadas ao conhecimento da ponta do mercado, ou seja, das unidades consumidoras, que são realizados os leilões de energia nova. Os resultados dos leilões determinam contratos de longo prazo que são a base das garantias para os financiamentos do BNDES, das debentures incentivadas, etc.

Esta metodologia de contratação é considerada sucesso e exemplar ao nível internacional e tem respaldado alterações em vários países.

Na Nota Técnica que suporta a Consulta Pública n.º 33 do MME são propostas duas alterações que colocam em risco a capacidade de expansão da geração, bem como o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. São elas:

1. Aumento gradual e crescente do mercado livre em detrimento do mercado cativo; e
2. Leilões por disponibilidade e energia.

Sobre o aumento do mercado livre, o problema não atinge diretamente as distribuidoras com aplicação de inovações regulatórias que garantam o equilíbrio econômico-financeiro através da remuneração e amortização via o conceito de tarifa fio. Esta metodologia é consagrada em vários países, em função da progressiva liberalização dos mercados de energia.

Como uma das cláusulas basilares dos contratos de concessão das distribuidoras é a garantia do equilíbrio econômico-financeiro como contraparte da obrigação de realizar investimentos que garantam o atendimento da demanda com qualidade e regularidade a própria Nota Técnica sinaliza nesta direção.

O problema reside no fato de que o planejamento do SEB ficará sem uma base segura de previsão do crescimento da demanda de energia elétrica. As distribuidoras deixarão de ter a responsabilidade pela contratação de energia elétrica, ficando esta responsabilidade com as comercializadoras, o que resulta da proposta de expansão do mercado livre em detrimento do mercado cativo

Este descolamento do planejamento, que orienta toda a importante e estratégica cadeia produtiva da geração, das estimativas das distribuidoras terá que ser assumido pelo segmento da comercialização. Esta mudança não parece ser a melhor forma, e o SINERGIA sugere uma atenção especial para este desdobramento vinculado ao desejo de reduzir o mercado cativo.

O outro ponto de preocupação do SINERGIA é a proposta de substituir o atual modelo de leilão que contrata garantia física, determinando um recebível que lastreia todos os contratos de financiamento, por um modelo de leilões de disponibilidade e energia.

A proposta é superficial e pouco fundamentada, o que determina incertezas e inseguranças aos investidores que poderão resultar em redução da ampliação da capacidade instalada com riscos futuros preocupantes.

As explicações dadas em reuniões técnicas, como a realizada no Conselho Empresarial do Setor Elétrico da FIRJAN no dia 2 de agosto de 2017 com a presença do presidente da EPE, as conclusões preliminares que se chega são de que o preço-teto dos leilões a serem realizados dentro desta nova metodologia terá, necessariamente que ser mais elevado, pois o único componente de receita fixa será a parte da contratação por disponibilidade.

A contratação pelo leilão de energia será muito incerta e volátil, pois estará vinculado ao PLD, preço computacional que tem um comportamento imprevisível impedindo servir de base para garantir uma base de recebível que de suporte e garantia para obter financiamentos a juros baixos.

Em suma, e está é a crítica e preocupação do SINERGIA trocar o modelo dos leilões por outro que levará os novos contratos de energia nova para patamares maiores é um contrassenso, pois impactará toda a sociedade com tarifas maiores, seja o setor produtivo que perderá competitividade, seja os consumidores residenciais que perderão poder aquisitivo.

III- Descotização dos contratos do mercado cativo

A proposta formulada pela Nota Técnica vinculada à Consulta Pública n.º 33 do MME que propõe a quebra unilateral dos contratos vinculados às renovações das concessões das UHE do Grupo Eletrobras com as empresas de distribuição efetivados sob a égide da MP 579 de setembro de 2012 irá representar de fato um aumento do patamar das tarifas de energia elétrica no Brasil duradouro e irreversível.

O SINERGIA indica que levada a cabo esta decisão teremos três consequências nefastas para o Brasil, a saber:

1. Perda de poder aquisitivo das famílias brasileiras;
2. Perda de competitividade dos setores produtivos da indústria e comércio; e
3. Aumento da inflação

Esta proposta não traz nenhum benefício para o SEB e tem como origem o descompasso entre as receitas e despesas da União. O Ministério da Fazenda lança mão deste expediente para reduzir pontual e conjunturalmente o déficit fiscal de um ano, mas deixando um legado nocivo e imprevisível por mais 30 anos.

Sobre este tema, a Presidência do SINERGIA se manifestou em público através de artigo publicado no jornal o Globo, em 10 de agosto, reproduzido abaixo que reforça e melhor qualifica a posição crítica em relação a esta proposta:

“O custo da energia”.

Sergio Malta – Presidente do SINERGIA

A energia elétrica é, cada vez mais, um bem essencial para o desenvolvimento econômico e o cotidiano das famílias. Dessa forma, o preço de tal serviço atinge a sociedade como um todo e afeta planejamentos de indústrias, do salão de beleza da esquina e de cada casa. Por ser um setor tão estratégico, o elétrico leva o governo de todos os países a estruturar matrizes e modelos que atenuem os custos da energia oferecida à sua cadeia produtiva e a seus cidadãos. No Brasil, contudo, parece que essa não é a preocupação dos governantes. A nota técnica publicada pelo Ministério de Minas e Energia, que está em consulta pública e visa aperfeiçoar o modelo do sistema elétrico brasileiro por meio de uma medida provisória, tem um lado que vai na contramão dessa tendência mundial. O texto propõe uma série de medidas importantes para equacionar as relações financeiras intrassetoriais e, no conjunto, é pertinente e oportuno.

Ocorre, porém, que o Tesouro aproveitou para sugerir mudanças que provocarão um indesejável aumento da energia elétrica vinculada aos contratos do grupo Eletrobras. A operação é simples, engenhosa e prejudicial para o Brasil: trocar os contratos que a Eletrobras tem hoje para mais de 10 mil MW a preço variável de R\$ 60 a R\$ 80 para contratos com valor de R\$ 200. Tal diferença será em grande parte (mais de 65%) “apropriada” pelo Tesouro para cobrir o déficit orçamentário. Trata-se de um imposto

sem volta, que vai onerar toda a sociedade com um aumento nas tarifas de mais de 7% por 30 anos. Como isso vai acontecer? O governo vai trocar o modelo adotado em pelo menos 15 usinas já amortizadas (que quer privatizar para arrecadar R\$ 53 bilhões), de preço fixo em cotas, pelo preço de mercado, definido de acordo com a demanda e muito mais interessante para atrair eventuais investidores. Ou seja, a energia elétrica dessas usinas, que já foi paga por todos nós, pela proposta do governo será cobrada novamente de cada consumidor. Mais ainda, pretende-se fazer o mesmo em relação à energia gerada por Itaipu que, a partir de 2023, deverá ter um custo de R\$ 15 por MW. O pior, é importante reafirmar, é que o dinheiro que se imagina levantar com os leilões das usinas que pertencem às subsidiárias Chesf, Furnas e Eletronorte corre o risco de não beneficiar o cofre da Eletrobras.

Pela proposta, o valor arrecado seria dividido entre o governo, a estatal e um terço iria para a Conta de Desenvolvimento Energético, um fundo criado, entre outros objetivos, para conceder descontos tarifários a usuários de baixa renda e do setor rural. Os ministérios da Fazenda e do Planejamento, pressionados pelas contas públicas e pelo fantasma do déficit fiscal, articulam para ficar com a parcela da Eletrobras. Para esta, acenam, no futuro, com uma promessa de aumento de capital por parte da União. Essa é aquele tipo de proposta sem vencedores: o governo, porque vende patrimônio para resolver um problema sazonal, a Eletrobras porque perde valor e nada ganha, e os consumidores, porque vão pagar mais caro pela conta de energia elétrica por mais três décadas.

O SINERGIA considera que a responsabilidade pela redução parcial do déficit fiscal não pode recair sobre um setor tão estratégico cujo produto final – energia elétrica – faz parte de toda a cadeia de valor dos setores produtivos e do orçamento familiar. Está decisão de literalmente trocar o 6 por 18, se tomada, não terá retorno por estar assignada em contratos com grupos empresarias privados.

Base Territorial: Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, PERNAMBUCANO, PARAÍBA, CEARÁ, PIAUÍ, MARANHÃO, PARÁ, AMAZONAS, AMAPÁ, RORAIMA, TOCANTINS, DISTRITO FEDERAL, GOIÁS, ACRE e RONDÔNIA.

O caminho para a redução do déficit fiscal não pode ser este. E o SINERGIA manifesta a sua veemente crítica a esta proposta

IV - Marco regulatório da expansão do nuclear

Uma ausência na Nota Técnica que suporta a Consulta Pública n.º 33 do MME é sobre o Marco regulatório para a Energia Nuclear.

Como o objetivo da CP 33 é, de fato, propor reestruturação do SEB, há necessidade de endereçar e formular proposta de caráter regulatório para viabilizar, de forma duradoura e de longo prazo, a ampliação da participação da energia nuclear na matriz elétrica brasileira.

Esta necessidade, e base da contribuição do SINERGIA à CP 33, estão assentadas nos seguintes pontos:

1. O avanço da participação de fontes renováveis de geração irregular na matriz do SEB – notadamente eólica e solar- é irreversível.
2. A capacidade de regularização da energia armazenada nos reservatórios das UHE do Brasil é crescentemente menor dado que a demanda crescerá, mas o volume de energia armazenada não, pois as novas e poucas UHE que serão construídas serão do tipo pio de água.

Como resultante, será necessária, cada vez mais para manter o equilíbrio dinâmico entre demanda e oferta de energia elétrica, operação segura e mais barata do sistema elétrico, a ampliação de fontes térmicas na matriz que apresentem custos-benefícios positivos em termos de tarifas e de emissão de gases de efeito estufa. As usinas termelétricas nucleares são as que melhor atendem estes requisitos por operarem 11 meses na base, com custos variáveis os mais competitivos e por serem, entre todas as fontes térmicas as menos poluidoras.

Como a dinâmica de expansão da capacidade instalada do SEB irá aproveitar o imenso potencial de energia eólica e solar, a intermitência destas fontes, em especial por conta da sua difusão capilar no espaço territorial continental do Brasil, irá requisitar, necessariamente, de uma fonte limpa, segura e com custo variável baixo.

Para suportar os elevados custos fixos de instalação das UTE nucleares a solução está na definição de uma nova política energética para esta fonte de energia estratégica em termos de cenário mundial e nacional, em função dos seguintes fatores:

O Brasil detém uma cadeia produtiva impar em termos de países em desenvolvimento, incluindo tecnologia própria para a produção da fonte primária, que só não é mais desenvolvida em função da necessidade de escala de produção. Assim, a definição de um programa de construção de UTE nucleares de longo prazo, baseado em planejamento que considere as externalidades desta fonte em complemento às fontes renováveis, daria consistência e garantiria investimento e geração de emprego com alta densidade tecnológica e valor.

A definição de um novo marco jurídico e regulatório separando a propriedade dos ativos e a sua operação, garantindo assim as ressalvas da Constituição com relação à energia nuclear, permitiria firmar parceiras internacionais, garantindo a geração de energia nuclear e consequentemente financiamento em condições vantajosas.

Nestes termos, a reestruturação do SEB, como proposto pela CP 33 do MME deve, na avaliação do SINERGIA, incorporar este tema na nova legislação tendo em vista as vantagens para a operação do sistema elétrico brasileiro e por gerar investimentos e emprego para dar mais dinamismo ao PIB nacional.

V- Integração energética com países da América do Sul.

A Consulta Pública n.º 33 do MME apresenta uma deficiência grave ao não incorporar na Nota Técnica a ela associada a incorporação no Novo Modelo de propostas para Política Energética focada na integração elétrica regional.

O Brasil tem o mais importante caso de sucesso mundial de integração elétrica, em termos de qualidade contratual e quantidade de energia gerada, que é a UHE Binacional de Itaipu. As vantagens da construção de Itaipu são múltiplas, destacando-se:

Base Territorial: Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Ceará, Piauí, Maranhão, Pará, Amazonas, Amapá, Roraima, Tocantins, Distrito Federal, Goiás, Acre e Rondônia.

1. É a planta geradora que mais produziu energia elétrica no mundo, na história da humanidade;
2. Atende cerca de 18% do consumo total nacional do Brasil;
3. Criou uma área econômica com os melhores IDH's do Brasil em função do pagamento de royalties para os municípios da sua influência; e
4. Tem garantido ao Paraguai fonte segura e estável de divisas com a exportação de energia elétrica da sua cota de 50% para o Brasil, permitindo estabilidade econômica e política.

Dado que em função do espaço territorial continental do Brasil, com milhares de quilômetros de fronteira com países que apresentam dimensões econômicas relativamente bem menores, e ao mesmo tempo detém potencial hidroelétrico muito elevado em relação ao seu mercado de energia elétrica, uma política de integração elétrica, não somente através da construção de UHE binacionais, como é o caso da Bolívia no rio Madeira e duas com a Argentina, deve-se dotar o novo modelo de regras e regulamentações que permitam a integração econômica, via construção de UHE no território dos países vizinhos, voltados para exportação para o mercado elétrico brasileiro.

Três exemplos potencias qualificam a proposta do SINERGIA:

1. Projeto Arco Norte construindo UHE na Guiana, Suriname e Guiana Francesa;
2. Projetos de UHE na Amazônia Peruana; e
3. UHE na Bolívia.

Estes projetos, mercê ser destacado, seriam focados em UHE, garantindo assim acesso a fonte limpa, renovável e barata. E acima de tudo permitiria ser um vetor de desenvolvimento econômico e social centrado na perspectiva de integração econômico

RESPONSÁVEL:
ESCOLA DE
POLÍTICAS PÚBLICAS
E GESTÃO
GOVERNAMENTAL

**CONTRIBUIÇÃO DA ESCOLA DE POLÍTICAS PÚBLICAS E GESTÃO
GOVERNAMENTAL PARA CONSULTA PÚBLICA N. 33/2017**

AGOSTO DE 2017

1. A Nota Técnica nº 5/2017 (NT) publicada pelo MME declara que o objetivo das mudanças a serem propostas é “*aprimorar*” (sic) o marco legal do setor elétrico. Em outras palavras, ela não contempla a reconfiguração do marco regulador atual do sistema elétrico, apesar das evidências gritantes de sua disfuncionalidade. Muito distante da regulação original, o marco atual resulta de diversas normas e regulamentos adotados ao longo do tempo para equacionar problemas conjunturais, sem que tenha sido dada atenção aos seus efeitos estruturais.
2. A NT reconhece que diversas inovações tecnológicas tornaram obsoletas normas adotadas na década de 1990, para a transição da regulação pelo custo do serviço (baseada em custos passados) para a regulação pelo custo de oportunidade (baseada em expectativas futuras). Ela elenca cinco (5) diretrizes com as quais pretende estruturar seu conjunto de propostas para mudanças, todas orientadas para dois objetivos centrais: (i) remover os incentivos que induzem à judicialização dos fluxos financeiros setoriais e (ii) reduzir os riscos setoriais para os investidores.
3. Ambos os objetivos são meritórios, porém não é oferecido um diagnóstico das origens dos problemas atuais para justificar as propostas de mudança. Dessa forma, não surpreende que sejam oferecidas alternativas contraditórias para a precificação da energia no mercado *spot*, cerne dos problemas atuais do mercado atacadista de energia. Tampouco surpreende a proposta de liquidação centralizada da transmissão, para mitigar os efeitos perversos da balcanização do sistema de transmissão, um dos pecados originais da regulação setorial. A relutância em dar liberdade a consumidores e geradores é o corolário das ambiguidades do conjunto de propostas.
4. É incongruente a proposta de contratação de lastro concomitante com a contratação de energia para o sistema elétrico brasileiro. Nosso sistema se caracteriza pela supermotorização. Não padece da falta de capacidade. Os reservatórios brasileiros são suficientemente vastos para, se bem geridos economicamente, garantirem o suprimento seguro de energia do país. Os problemas atuais decorrem do mecanismo equivocado adotado para a gestão de nossos reservatórios (modelos computacionais).

5. Não é necessária muita reflexão e análise para concluir que o conjunto de propostas elevará as tarifas setoriais de energia. A centralização dos custos das distribuidoras já foi adotada no passado (RENCOR) com comprovados efeitos danosos para as concessionárias mais eficientes. Os novos encargos tarifários propostos nada mais são do que mecanismos para a socialização de ineficiências econômicas setoriais.
6. Esse documento, fruto do trabalho acadêmico de Adilson de Oliveira, professor do Instituto de Economia da UFRJ, e Luiz Alfredo Salomão, professor da Escola de Políticas Públicas e Gestão Governamental (UCAM), pretende contribuir para a Consulta Pública lançada pelo MME as sugestões e propostas adiante enunciadas.

DIAGNÓSTICO

7. Julgamos inexorável a necessidade de uma reforma profunda no modelo econômico-tarifário em vigor, que atribui a cada usina um certificado de propriedade (a GF) sobre a receita total produzida pela geração do SIN, a comando do ONS, independentemente de qual tenha sido sua contribuição efetiva, como geradora individual, em cada exercício.
8. Como sabemos, as GFs têm por objetivo limitar a capacidade de contratação de venda de energia das usinas. Elas são calculadas por metodologia fixada nas Portarias MME 303/2004 e 1011/2016 (em seus respectivos Anexos I) e se constituem em um atributo das centrais, fixados pelo Poder Concedente, que são parâmetros determinantes no cálculo da participação de cada usina no total da receita de geração produzida pelo SIN.
9. Esses parâmetros não têm qualquer relação com a geração efetiva. As diferenças entre a geração efetiva e a GF de algumas hidrelétricas são abissais (especialmente no caso das usinas da Bacia do São Francisco, mas não apenas nestas). Ou seja, as GFs garantem receita, porém são grandezas irreais do ponto de vista físico. Para gerenciar as inevitáveis flutuações nas ofertas das usinas criou-se o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o *Generating Scaling Factor* (GSF). Este último constituindo fonte de intensos conflitos setoriais.
10. O CMO, uma variável estocástica calculada com base em muitas hipóteses e simulações pelos programas NEWAVE e DECOMP, é adotado indevidamente como custo marginal do sistema e introduz grande margem de erro na gestão setorial. Ele define o PLD, usado para liquidar as diferenças entre energia contratada e a energia efetivamente fornecida

ao mercado. Altamente volátil, o PLD depende do regime hidrológico, mas principalmente das hipóteses assumidas para as configurações de referência dos sistemas equivalentes, para o custo do déficit e para o custo marginal de expansão.

PROPOSTAS

11. As Leis 9433/97 e 9984/2000 atribuem ao MMA e à ANA a responsabilidade da gestão dos recursos hídricos do país e estabelecem a prioridade dos usos consuntivos da água. Este princípio de prioridade deve corresponder a um nível mínimo de água a ser preservado nos reservatórios para garantir o abastecimento d'água da população, a dessedentação de animais, a irrigação, a navegação etc.
12. Por outro lado, os reservatórios associados cumprem duas funções energéticas: (i) a garantia da confiabilidade do suprimento elétrico nos períodos de hidrologia desfavorável e (ii) a minimização dos custos operacionais e das emissões de gases poluentes ao mitigar o despacho de centrais termelétricas.
13. A confiabilidade do suprimento elétrico é um bem comum, prioritário para a sociedade. Por isso, a geração termelétrica só deve ser evitada após ter sido afastado o risco de racionamentos. Cabe ao Poder Concedente estabelecer o nível mínimo de água para os reservatórios que deve ser destinado a garantir os consumos consuntivos da água (nível 1). Para afastar o risco de racionamento, faz-se necessário preservar um volume adicional de água nos reservatórios. Cabe também ao Poder Concedente determinar esse volume (nível 2).
14. Preservados esses dois níveis, as centrais hidrelétricas devem ter liberdade para definir o despacho de suas centrais, assumindo os riscos hidrológicos de suas decisões. Em síntese, a essência de nossa proposta em matéria de geração hidrelétrica é que as usinas tenham liberdade para contratar a venda de energia e operar seus reservatórios sempre que preservados, em conjunto, os níveis 1 e 2.
15. O despacho **físico** do conjunto de usinas continuaria a ser coordenado pelo ONS (de modo que os níveis 1 e 2 fiquem garantidos). Porém o despacho **econômico** das centrais seria decidido com base em curvas de oferta das geradoras (quantidades e preços) e curvas de demanda das distribuidoras, dos consumidores livres e das comercializadoras apresentadas em leilões antecedentes realizados pela CCEE. Nessa situação, o custo de oportunidade da água deixa de ser calculado por modelos computacionais e passa a ser determinado pelas curvas de oferta

e demanda de energia com base nas expectativas dos agentes do sistema elétrico.

16. Anualmente a ANA determinaria os níveis mínimo de água (nível 1) que devem ser destinados aos consumos consuntivos (observando as sazonalidades dos diferentes segmentos), enquanto o CNPE estabeleceria, também anualmente, os níveis mínimos de água para mitigar o risco de racionamento (nível 2).
17. Nesse formato, a União assume a responsabilidade (que lhe é inalienável) pela gestão dos usos coletivos da água (bem público) e as concessionárias assumem os riscos da gestão econômica da parcela de água liberada pelo Poder Concedente para seu despacho discricionário.
18. Apesar de a expansão do Sistema de Transmissão ser determinativa, os agentes só participam efetivamente dos leilões quando consideram que as condições ofertadas remuneram adequadamente seus investimentos. Essa regulamentação desorganiza o Sistema de Transmissão necessário para atender o parque gerador, com atrasos na execução dos projetos e falta de investimentos na atualização e modernização das linhas, criando gargalos de capacidade de transmissão.
19. Propomos a criação de sistemas regionais de transmissão que devem emergir da fusão e/ou aquisição das empresas de transmissão atuais, de modo que a(s) empresa(s) resultante(s) numa bacia ou região geográfica assumam(m) a responsabilidade pela coordenação da operação e expansão da transmissão. O ONS ficaria apenas com a coordenação dos fluxos energéticos entre os sistemas regionais de transmissão.
20. A introdução em escala crescente da geração a partir de fontes intermitentes na matriz elétrica do país tornará mais premente a necessidade de ampliar a capacidade instalada de centrais térmicas para o despacho na base da curva de carga, de modo a garantir a confiabilidade do suprimento de energia do sistema. Na atual situação, as centrais que queimam gás natural são obrigadas a ter um contrato de suprimento firme de longo prazo, que se constitui num forte desincentivo econômico para a ampliação da capacidade térmica.
21. É razoável exigir que as centrais térmicas a gás apresentem garantia de condições para despacho, como pré-requisito para participarem da oferta no mercado atacadista. Porém, a exigência de contratos de suprimento de combustível com prazo trimestral de vigência é suficiente para evitar comportamentos oportunistas desses geradores. Tal proposta é ainda mais oportuna na medida em que está em curso a política de liberalização do mercado de gás natural.

22. Esse conjunto de propostas visa aumentar a eficiência produtiva e alocativa dos investimentos no setor elétrico, valoriza a autonomia dos agentes e define claramente as competências governamentais e dos agentes privados.
23. Propõe-se ainda que haja um prazo para a discussão aprofundada dos pontos acima sugeridos e que sua implementação seja gradual e resultante de consensos mínimos entre os agentes do mercado e o Poder Concedente.

Adilson de Oliveira
(adilson@ie.ufrj.br)

Luiz Alfredo Salomão
(luizalfredosalomao@gmail.com)

RESPONSÁVEL:

Airton Hass

DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

A descotização é uma ação questionável no aspecto da modicidade tarifária a médio e longo prazo. Vejamos que o governo vende as usinas cotistas já amortizadas no seu investimento que são hoje apenas remuneradas para atender os custos de O&M(operação e Manutenção) , arrecada um valor financeiro imediato de 30 bi, mas depois o comprador poderá vender esta energia no mercado auferindo grande vantagem econômica e encarecendo o valor da energia no país e consequentemente a tarifa.Seria como pegar dinheiro no mercado privado de forma rápida e imediata e transferir o ônus do pagamento com juros elevadíssimos ao consumidor brasileiro.

SUGESTÃO: FORTALECER A ELETROBRÁS CRIANDO MECANISMOS DE GESTÃO EFICIENTE DA EMPRESA COMO AGENTE DE O&M PARA QUE OUTRAS USINAS QUE VIRAREM COTA SEJAM ADQUIRIDAS E BEM GERIDAS PELA ESTATAL. ISTO REDUZIRÁ O PREÇO DA ENERGIA ATENDENDO O OBJETIVO DA QUALIDADE E DA MODICIDADE TARIFÁRIA.

Quanto às privatizações, as estatais são empresas da sociedade e não do governo. Deveriam ser mantidas como empresas que competem no mercado privado para garantir uma competição mais justa nas concessões. A empresa que melhor trata todas as partes interessadas (Cliente, sociedade, empregados e acionistas) são as estatais que possuem uma visão de longo prazo e fidelidade ao objetivo maior que é o engrandecimento do Brasil. Infelizmente a política mal conduzida leva as estatais a serem mal geridas sem foco empresarial e com investimentos suspeitos.

Uma estatal bem gerida traz equilíbrio na competição de mercado, mantém o know-how e tecnologia na mão dos Brasileiros e gera orgulho para a nação.

Privatizar o que dá lucro não é negocio para o estado Brasileiro e sabemos que o que não dá lucro o setor privado não tem interesse. A Eletrobrás não está dando lucro devido a condição de má gestão, mas nada que não possa ser revertido rápido e facilmente e transformar esta empresa tão grande como uma state grid da China.Não podemos vender o setor elétrico para os chineses que vem aqui só para explorar o lucro máximo com o menor investimento e retorno aos Brasileiros

SUGESTÃO: FORTALECER A ELETROBRÁS PARA REDUZIR OS CUSTOS DOS LEILÕES DE CONCESSÕES E GERAR UM AMBIENTE COMPETITIVO E COM PREÇO JUSTO EVITANDO CARTÉIS DE EMPRESAS PRIVADAS.