

**Instituto Brasiliense de Direito Público – IDP**  
**Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Direito da**  
**Regulação**

**Bruno Baima Costa Cabral**

**A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA E OS  
ENCARGOS SETORIAIS INCIDENTES PARA  
FINANCIAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR  
BEM COMO AS POLÍTICAS ENERGÉTICAS DO  
GOVERNO FEDERAL**

**Brasília - DF**

**2012**

**Bruno Baima Costa Cabral**

**A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA E OS  
ENCARGOS SETORIAIS INCIDENTES PARA  
FINANCIAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR  
BEM COMO AS POLÍTICAS ENERGÉTICAS DO  
GOVERNO FEDERAL**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Direito Público, no Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* de Direito da Regulação do Instituto Brasiliense de Direito Público – IDP.

Orientador: Prof. Ricardo Brandão

Brasília – DF

2012

**Bruno Baima Costa Cabral**

**A TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA E OS ENCARGOS  
SETORIAIS INCIDENTES PARA FINANCIAR O  
DESENVOLVIMENTO DO SETOR BEM COMO AS  
POLÍTICAS ENERGÉTICAS DO GOVERNO FEDERAL**

Monografia apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Direito Público, no Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* de Direito da Regulação do Instituto Brasiliense de Direito Público – IDP.

Aprovado pelos membros da banca examinadora em \_\_/\_\_/\_\_, com menção \_\_\_\_  
(\_\_\_\_\_).

Banca Examinadora:

---

Presidente: Prof.

---

Integrante: Prof.

---

Integrante: Prof.

*Dedico este trabalho aos meus queridos e amados pais, Manoel e Clarisse, que sempre abdicaram de seus desejos pessoais em prol dos desejos dos seus três filhos: Manuela, Bruno e Igo. Muito obrigado.*

*Agradeço a Empresa Eletrobras Eletronorte pela realização desta especialização e aos professores do Curso de Pós Graduação em Regulação do IDP, em especial ao Professor Ricardo Brandão pela dedicação, tanto em sala de aula, quanto na orientação para este trabalho.*

*Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades,  
lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram  
conquistadas do que parecia impossível.*

*(Charles Chaplin)*

## RESUMO

O custo da geração de energia elétrica no Brasil é um dos mais baratos do mundo, como explicar o alto preço da tarifa de energia elétrica brasileira? Os encargos setoriais incidentes sobre a tarifa de energia elétrica contribuem para esse paradoxo? Esses encargos provocam significativos impactos na tarifa? No presente trabalho analisaremos se os encargos setoriais incidentes sobre a tarifa de energia elétrica podem ser considerados uma das causas do elevado preço da tarifa de energia no Brasil, bem como abordaremos, quais vantagens e desvantagens da manutenção de tais encargos para o governo e, principalmente, para os consumidores finais de energia.

Obs. Tarifa. Energia Elétrica. Encargos Setoriais. Setor Elétrico Brasileiro

## **ABSTRACT**

The cost of electricity generation in Brazil is one of the lowest in the world, so how can we explain the high electricity tariff in Brazil? Do the sectorial charges levied on electricity rates contribute to this paradox? Do these taxes cause significant impact on its price? In this study we analyze whether the sectorial charges can be considered a cause of the elevated price of energy in Brazil, as well as discuss what advantages and disadvantages of keeping these taxes for government and especially for final energy consumers.

Note Rate. Electricity. Sector Charges. Brazilian Electric Sector

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	10
2. HISTÓRICO SOBRE SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	14
3. A TARIFA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	22
4. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO ATUAL MODELO .....	25
4.1. COMPOSIÇÃO DA PARCELA A .....	26
4.2. COMPOSIÇÃO DA PARCELA B .....	27
5. OS ENCARGOS SETORIAIS .....	29
5.1. Carga Consolidada de Tributos e Encargos na Tarifa .....	29
5.2. AS ESPÉCIES DE ENCARGOS SETORIAIS.....	31
5.2.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE .....	31
5.2.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC .....	32
5.2.3. PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA.....	34
5.2.4. ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA – ESS .....	37
5.2.5. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	39
5.2.6. TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE.....	40
5.2.7. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS .....	41
5.2.8. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – P&D.....	42
5.2.9. COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS – CFURH .	45
5.2.10. ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA – EER .....	46
6. CONCLUSÃO.....	48
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51

## 1. INTRODUÇÃO

O Brasil está muito bem servido pela natureza, pois possui enormes potenciais, cerca de 67% (sessenta e sete por cento) de energia hidráulica ainda por explorar. É uma fonte renovável, muito barata, e de grande importância estratégica para o País. O custo de geração da energia no Brasil é um dos mais baratos do mundo, todavia a tarifa cobrada dos consumidores finais é uma das mais caras do mundo.

Nos últimos anos avolumaram-se questionamentos de representantes dos consumidores a respeito dos aumentos na conta de luz. As reações concentraram-se na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e nas concessionárias de energia, as quais têm sido solicitadas em diversos Estados da Federação e no Congresso Nacional para explicarem os aumentos bem acima da inflação.

A questão do custo da energia elétrica é bem mais complexa do que pode parecer *prima facie*, e o seu correto entendimento é fundamental para que as ações mitigadoras da conta de luz surtam o efeito desejado. A incorreta identificação das responsabilidades pelos aumentos dificulta a solução estrutural do problema.

Há um bom tempo, especialistas alertam a sociedade para o crescente e excessivo peso dos subsídios, encargos e tributos na conta de luz. A complexidade do arcabouço jurídico da indústria da eletricidade contribui para dificultar a correta percepção desse peso.

No presente trabalho analisaremos se os encargos setoriais incidentes sobre a tarifa de energia elétrica podem ser considerados uma das causas do elevado preço da tarifa de energia no Brasil, bem como abordaremos, quais vantagens e desvantagens da manutenção de tais encargos para o governo e, principalmente, para os consumidores finais de energia.

Para tanto, preliminarmente, abordaremos como são formadas as duas parcelas (Parcela A e Parcela B) que compõem a tarifa de energia elétrica brasileira,

bem como abordaremos em qual parcela os encargos setoriais encontra-se inseridos, visto que fazem parte dos custos não gerenciáveis que a empresa concessionária apenas cobra do consumidor final os valores necessários para ressarcir o valor gasto.

Sendo custo da geração de energia elétrica no Brasil um dos mais baratos do mundo, como explicar o alto preço da tarifa de energia elétrica brasileira? Os encargos setoriais incidentes sobre a tarifa de energia elétrica provocam significativos impactos na tarifa, comparado aos outros componentes?

Sabemos que os encargos setoriais que incidem sobre a tarifa de energia elétrica são os valores pagos pelos consumidores na conta de energia elétrica e cobrados por determinação legal para financiar o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro e as políticas energéticas do Governo Federal.

Hoje, existem os seguintes encargos setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Conta de Consumo de Combustível – CCC; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Encargos de Serviços do Sistema – ESS; Reserva Global de Reversão – RGR, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Operador Nacional do Sistema – NOS; Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D; Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; e Encargo de Energia de Reserva – EER.

O tema ganha maior relevância, visto que há vários projetos de lei em tramitação nas casas legislativas com a finalidade de prorrogar a vigência dos encargos já existentes, bem como de criar novos encargos.

A questão não é tão simples como aparentemente se apresenta, visto que há outros componentes da tarifa de energia que também influenciam no preço final da tarifa de energia.

Os processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica somam-se em um conjunto de alta complexidade, envolvendo custos que devem

compor a formação das tarifas, ainda que realizadas fora da área de concessão e por agentes distintos da prestadora direta dos serviços, uma vez que o custo global será suportado pelos consumidores finais.

Os encargos setoriais são acusados de ser parte da causa da elevação das tarifas de energia elétrica do país. De fato, no período de 2001 a 2008, houve aumento significativo no valor dos mesmos, bem acima da inflação para o mesmo período. De acordo com a ANEEL, a variação nesse período para os encargos setoriais alcançou 174,72%, enquanto o IPCA e o IGP-M, variam 59,59% e 90,40%, respectivamente.

Discute-se que o governo, desde o final do segundo mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso, além de aumentar a alíquota de alguns encargos, contribuiu ainda mais para a elevação das tarifas de energia elétrica ao criar novos encargos. De fato, em 1998, havia seis encargos setoriais, cujas alíquotas somavam 3,60%, ao passo que, até 2004, dois novos encargos foram criados e houve aumentos dos já existentes, contribuindo para que a alíquota total atingisse 10,83% em 2006. Em 2010, de acordo com estudo realizado pelo Instituto Acende Brasil, "*Tributos e Encargos na Conta de Luz: Pela Transparência e eficiência*", os encargos setoriais representaram 19% da carga tributária consolidada do setor elétrico.

Alguns autores<sup>1</sup> partilham do entendimento que os encargos setoriais não são os responsáveis pelo aumento das tarifas de energia elétrica. Para esses autores, o aumento da tarifa se deve, principalmente, ao novo modelo do setor, ao grau de rentabilidade e ao baixo nível de experiência exigido dos diversos agentes privados participantes do mercado.

Todavia, observa-se que a maioria dos especialistas entende de forma contrária, ou seja, acreditam que o elevado valor pago pelos consumidores finais em forma de encargos setoriais contribui de forma significativa para o elevado preço da tarifa de energia elétrica brasileira.

---

<sup>1</sup> DOS SANTOS, Gustavo Antônio Galvão. *et al.* Por Que as Tarifas Foram para os Céus? Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 14, n. 29, p. 435-474, jun. 2008.

Para a realização deste trabalho será utilizada a pesquisa dogmática ou instrumental como eixo teórico-metodológico. Primeiramente, será feita uma abordagem a respeito da legislação<sup>2</sup> sobre o novo modelo do sistema elétrico brasileiro, apontando quais as normas que regulam a criação e manutenção dos encargos setoriais incidentes na tarifa de energia. Enfatizaremos as seguintes leis 8.987/95 e 9.427/95.

Serão pesquisadas doutrinas sobre o novo modelo do sistema elétrico brasileiro, especificamente, no que diz respeito aos encargos setoriais e suas conseqüências para o consumidor final de energia. Neste aspecto, verificaremos quais as opiniões das associações dos representantes dos consumidores de energia, dos órgãos e entidades governamentais e dos representantes dos geradores, transmissores e distribuidores de energia.

Por fim, pretende-se analisar os questionamentos jurídicos sobre a criação e ou manutenção de encargos setoriais, bem como o posicionamento da jurisprudência sobre a legalidade da criação dos encargos setoriais e de sua manutenção.

---

<sup>2</sup> A legislação básica do setor elétrico se formou ao longo de quase 70 anos de história. É uma soma de artigos da Constituição, leis complementares e ordinárias, decretos, portarias interministeriais, portarias do Ministério de Minas e Energia e do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), resoluções da ANEEL, conjuntas e CONAMA. Os marcos da modernização deste segmento, quando esgota o papel do Estado investidor, são a Lei de Concessões de Serviços Públicos, de fevereiro de 1995 e Lei 9.427/1996, que trata da criação da ANEEL. Inclui os atos legislativos atualizados diariamente e suas eventuais alterações, republicações, retificações, inclusões e revogações, efetivadas pelo Centro de Documentação. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id\\_area=50](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=50). Acesso em: 25 nov. 2011.

## 2. HISTÓRICO SOBRE SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor elétrico Brasileiro – SEB é entendido como a conformação, no país, das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica por meio da atuação do Estado (empresas públicas, sociedades de economia mista e órgãos regulador, planejador e coordenador) e privados a partir de um dado modelo institucional.

A utilização da energia elétrica no Brasil iniciou-se no final do século XIX. Observa-se que não houve, portanto, uma significativa defasagem de tempo entre a utilização da energia elétrica no Brasil e demais países desenvolvidos do mundo. De acordo com Leite (1997, p. 47) as dificuldades e os custos, somados ao emprego da energia elétrica, corroboraram para que as primeiras utilizações estivessem voltadas, principalmente, para o serviço público de iluminação e para o fornecimento de determinadas atividades econômicas privadas. Senão vejamos:

Na virada do século XIX para o século XX estavam em curso várias iniciativas privadas e locais de geração de energia elétrica, especialmente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. A maioria era promovida por empresários cujas atividades agrícolas, comerciais, industriais ou financeiras estavam vinculadas às localidades a serem beneficiadas pela introdução dos novos serviços.

A modernização das indústrias de cidades como São Paulo e Rio de Janeiro fez surgir no Brasil um mercado, ainda não explorado, de serviços públicos de Eletricidade. Vislumbrando um potencial crescente, empresas estrangeiras desembarcaram no país com a finalidade de explorar e investir neste setor.

A geração e a distribuição de energia eram realizadas, no início do Século XX, em caráter privado ou público, por um conjunto de acanhados empreendimentos térmicos e hidrelétricos de empresas de caráter locais, voltados para o atendimento de um único município, de instalações autoprodutoras em estabelecimentos industriais ou de pequenas unidades consumidoras domésticas nas áreas agrícolas, e responsáveis por um elevado ritmo de implantação de instalações para produção e uso da eletricidade.

Na década de 1920, empresas estrangeiras (Light e AMFORP) encamparam pequenas concessionárias existentes no país fazendo surgir praticamente um monopólio, levando a uma quase desnacionalização do Setor elétrico Brasileiro.

Imperioso ressaltar que o Estado, no que concerne ao nascente setor elétrico brasileiro, não era muito transparente, não criou uma regulamentação específica. Nesta época a prestação do serviço predominou-se de forma monopolista e verticalizada<sup>3</sup>, reproduzindo como regra geral o perfil de uma intervenção no domínio econômico, subordinada às alianças políticas formadas no atendimento dos interesses agrário-exportadores, prevaletentes no período. Nos dizeres de Leite (1997, p.46):

Na ausência de legislação específica, os serviços de eletricidade, desde a geração até a distribuição, eram baseados nos atos de concessão e no correspondente contrato entre o concessionário e o poder público. Este poderia ser representado indistintamente pelo governo federal ou pelos governos estaduais e municipais, dependendo da natureza e abrangência do objeto do contrato. Diferia conforme o caso, podendo, portanto o sistema admitir variadas soluções.

As tarifas de eletricidade, adotadas à época, eram celebradas nos contratos de concessão, por critérios de razoabilidade e semelhança, sopesadas as diferenças existentes entre as bem estruturadas concessionárias estrangeiras e as pequenas prefeituras nacionais, incapazes de exercer uma adequada fiscalização. Deste modo, quase sempre as grandes concessionárias estrangeiras com as quais se as prefeituras fechavam os termos do contrato eram sempre beneficiadas. Segundo Gonçalves Júnior e Lorenzo (2002), dependendo do nível das relações mantidas entre as concessionárias e os políticos ligados à atividade agrário-exportadora, por ocasião da celebração dos contratos, o prazo de duração da concessão poderia se estender de 30 até 70, 80 ou 90 anos.

Em resumo, lembrando as lições de Souza (2002), observa-se que do início da utilização da energia elétrica até 1930, ocorreu intervenção restrita do Estado no domínio econômico, caracterizada pela ausência de uma legislação específica, abrangente e funcional e de condições materiais para uma atuação estatal decisiva

---

<sup>3</sup> Concessionária verticalizada é a que presta de forma integrada os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

no setor elétrico brasileiro, bem como, a prestação dos serviços mediante atos de concessão e contratos celebrados tanto pelo governo federal quanto pelos governos estaduais e municipais, momento no qual as negociações poderiam estar submetidas a correlação de forças político-econômicas característica da época .

Com a Revolução de 1930, ocorreram profundas transformações na estrutura do país, em suas diversas dimensões (econômica, social, política). Surgia um novo governo federal de caráter centralizador e nacionalista que teve como uma de suas premissas regular e controlar a indústria elétrica brasileira. Senão essas são as conclusões de Gonçalves Júnior (2002, p.81-82):

[...] a longa crise econômica imposta ao capital mundial até meados dos anos 1930 e o segundo conflito mundial – 1939-1945 – criaram as condições para que surgisse no Brasil um projeto de desenvolvimento ligado aos interesses do capital nacional. Tinha como um dos seus principais fundamentos econômicos a implantação de um parque industrial voltado à produção de produtos destinados à substituição de importações. Deste modo, regular e/ou controlar a indústria elétrica brasileira, cuja totalidade estava concentrada nas mãos do capital estrangeiro, passa a ser uma das premissas para o desenvolvimento desta indústria nascente.

Neste contexto, ano de 1934, Getúlio Vargas promulgou o Código das Águas (Decreto n.º 24.643/34) introduzindo mudanças significativas no setor elétrico brasileiro, dentre as quais podemos destacar: atribuiu apenas a União o poder de autorização da concessão para o aproveitamento de energia hidráulica; instituiu a possibilidade de controle através de fiscalizações de cunho técnico, financeiro e contábil, rompendo com o regime cuja base era apenas contratual; as cobranças das tarifas passaram a ser fixadas pelo conceito de custo do serviço; a definição da indústria de energia elétrica como serviço público; a revogação da cláusula ouro (indexação das tarifas à variação cambial); estabeleceu que as novas explorações de recursos hídricos só poderiam ser feitas por empresas nacionais.

Todavia, a regulamentação do Código de Águas só aconteceu em 1957, por meio do Decreto n.º 41.019, preenchendo lacunas deixadas por este, e se tornando importante base normativa para o setor elétrico. Tanto o Código de Águas quanto o Decreto n.º 41.019 haviam estipulado que a tarifa seria pelo custo e com uma remuneração mínima garantida.

Em meados dos anos 60, desenvolveu-se com maior celeridade o processo de estatização do setor elétrico brasileiro, deixando a indústria mais sensível à política macroeconômica. Em 1962 foi criada a Eletrobras ficando responsável pelo planejamento e coordenação do setor e assumiu, posteriormente, os controles acionários da Amforp e da Light, completando a estatização do setor. Em 1965, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE como órgão regulador do setor elétrico. O instrumento da correção monetária criado proporcionou melhor capacidade de autofinanciamento do setor, visto que atualizou todo o ativo imobilizado avaliado até então apenas pelo custo histórico. A Lei nº 5.655/71 elevou a taxa interna de retorno máxima permitida de 10 para 12%.

No ano 1974, o Decreto nº 1.383 estabeleceu a equalização tarifária, ou seja, os consumidores de mesma classe de consumo pagariam a mesma tarifa independentemente da região do país. Tal medida gerou déficit para alguns estados e superávit para outros. Com o intuito de corrigir tais distorções, foram criadas a Reserva Global de Garantia (RGG), fundo de equalização; e a Conta de Consumo de Combustível (CCC), rateio dos custos do combustível consumido pelas termelétricas a ser feito entre as empresas do sistema interligado. Ao DNAEE cabia todo esse processo de definição das tarifas.

A primeira Crise Mundial do Petróleo impactou bastante na capacidade de autofinanciamento do setor energético baseado em tarifas reais praticadas, nas dotações orçamentárias e no financiamento externo a juros baixos. Assim, as tarifas tornaram-se o principal instrumento de controle inflacionário, prejudicando sensivelmente o autofinanciamento do setor. A crise do balanço de pagamentos comprometeu a destinação de recursos orçamentários para o setor. Por fim, as condições de crédito no mercado internacional pioraram, principalmente após a moratória mexicana em 1982. Ao mesmo tempo, as decisões de investimento do setor, como as Usinas de Itaipu, de Tucuruí e de centrais nucleares, não eram acompanhadas de uma justificativa microeconômica. Para viabilizar a construção de Itaipu, a Lei nº 5.899/73 obrigou às concessionárias do Sul/Sudeste/Centro-Oeste a adquirir cotas proporcionais às suas participações de mercado.

A partir de 1981, quando implementadas as norma contidas no Decreto n.º 62.724/68, iniciou-se a tarifação pelo custo marginal. As novas regras objetivavam viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor. A estrutura tarifária tornava-se diferenciada por classes de consumo e tipos de tensão. Em que pese a coexistência da tarifação pelo custo marginal e do mecanismo de equalização gerar sensíveis distorções, houve impacto positivo de melhor modelagem da curva de carga diária do sistema.

A década de 80 foram anos de crise para o setor, cujas medidas e programas de recuperação não tinham sucesso. A União passou a arcar com os débitos do sistema. O Decreto-Lei nº 2.432/88 determinou a compensação desses débitos com os ativos da União. Com a hiperinflação, as tarifas voltaram a ser utilizadas como instrumentos de controle da inflação. Entretanto, as concessionárias estaduais não estavam interessadas em reduzir custos ou melhorar a produtividade, já que o regime de remuneração garantida e a equalização de tarifas as deixavam em uma zona de conforto.

Com a promulgação da Constituição Federal de 1988 duas sinalizações para o setor foram visíveis: a possibilidade legal de privatização do setor elétrico e a autonomia outorgada aos Estados e Municípios, deixando a União importantes recursos tributários. Tal autonomia gerou pressões para o fim da equalização entre as unidades da federação. No início dos anos 90, a inadimplência intersetorial, a fragilidade e captura do DNAEE pelo mercado, as pressões de grupo de interesses, os advento dos custos ambientais, dentre outros fatores, deixaram a situação financeira do setor, praticamente, insustentável.

A norma regulamentadora considerada mais importante para o Setor Elétrico Brasileiro foi editada no ano de 1993, Lei nº 8.631/93. Ganim (2009, p.42) assim dispôs sobre a matéria:

Dentre tantas regulamentações em busca de melhoria da situação financeira do setor elétrico, a mais importante, e ao mesmo tempo considerada corajosa, foi tomada por meio da edição da Lei n.º 8.631, de 04.03.1993, que no seu art. 1º, § 2º, manteve a tarifa pelo custo, mas extinguiu o regime de remuneração garantida e a CRC – Contas de

resultados a Compensar, na qual vinha sendo acumulado o valor correspondente à insuficiência da remuneração garantida.

Observa-se, portanto, que a Lei nº 8.631/93 acabou com a equalização tarifária. Questionava-se que a equalização tarifária, juntamente com a remuneração garantida, além de desestimular a eficiência econômica, promovia o aumento de custos. Fora isso, a citada lei gerou mais um encontro de contas, tendo a União estabelecido a obrigatoriedade de contratos de fornecimento entre as geradoras e distribuidoras; e avocado os débitos das distribuidoras estaduais com às geradoras. Além disso, instituiu a correção mensal das tarifas, eliminando o limite máximo legal para as taxas de retorno setoriais e concedendo liberdade para modificação da estrutura tarifária, além de o conselho de consumidores. Todavia, nem todas as mudanças foram realmente implementadas, devido principalmente ao desaparecimento do DNAEE e à manutenção da interferência da equipe econômica sobre os reajustes de tarifas.

As concessionárias distribuidoras obtiveram um incremento em suas receitas devido às alterações na forma de cobrança e descontos na tarifa promovidos pelo DNAEE que, autorizado pela Portaria n.º 267/95 do Ministério da Fazenda, iniciou um processo de reajuste e homologação das tarifas de energia elétrica.

Todavia, a reestruturação do setor elétrico começou, na realidade, com a edição da Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/95), que, regulamentando a Constituição Federal de 1988, consolidou as regras gerais para licitação das empresas, dos direitos e deveres das concessionárias e da necessidade de um novo sistema tarifário e regulatório, que considerasse o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias. Em um segundo momento, a Lei nº 9.074/95 avançou, introduzindo, princípios a serem seguidos na renovação das concessões e preconizando a desverticalização obrigatória do setor em geração, transmissão e distribuição.

Com a privatização das concessionárias de distribuição, surge na política tarifária um novo regime: o de teto de preço ou *price-cap*. Na verdade, o novo modelo de tarifação não surgiu já pronto, mas foi sendo construído paulatinamente, tendo, por exemplo, a metodologia do fator X sido definido apenas em meados de

2004. Um fator X nulo foi aplicado durante o primeiro período tarifário de todas concessionárias.

Em 1996, a Lei nº 9.427/96, criou a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que veio a substituir o DNAEE. A ANEEL tinha como atribuições básicas a regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes governamentais. A sua regulamentação infralegal surgiu com o Decreto nº 2.335/97.

A ANEEL foi responsável pela regulação das concessões com a assinatura dos contratos de concessão, já que os concessionários de serviços públicos não possuíam contratos assinados, fazendo com que as concessões fossem por prazo indeterminados.

Por outro lado, a Eletrobrás contratava, em 1996, por meio do Projeto RE-SEB, a firma de consultoria e contabilidade Coopers & Lybrand para elaborar estudos sobre um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. As recomendações da Coopers & Lybrand foram consubstanciadas na Lei nº 9.648/98. Entre as inovações, a criação do Mercado Atacadista de Eletricidade – MAE, para compra e venda de energia elétrica; a criação de um Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, para coordenar e controlar as operações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados; o estabelecimento de contratos iniciais com transição para um mercado mais competitivo; e os novos princípios de regulamentação tarifária.

Outro marco normativo de importância para a regulação no Sistema Elétrico Brasileiro foi a edição da Medida Provisória nº 144, em dezembro de 2003, convertida na Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004.

Por meio desta lei, promoveu-se uma profunda alteração no Setor Elétrico, introduzindo-se mudanças na modalidade de comercialização de energia elétrica entre diversos agentes participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN. Por meio do SIN foram estabelecidos dois ambientes para celebração de contratos de

compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, ao qual se submetem todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, por meio de operações em leilões, com participação dos agentes de geração; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, por meio do qual ocorrem operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadoras e importadores de energia elétrica e os consumidores livres.

Este regramento também autorizou: a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com o intuito de viabilizar a comercialização de energia elétrica, de acordo com o novo modelo, substituindo o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional; a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE que tem como objetivo prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético; e tratou de dividir os consumidores nas categorias, consumidores cativos, livres e potencialmente livres.

Deste modo, hoje em dia temos um Setor Elétrico praticamente regulado. Certo que alguns ajustes pontuais ainda devem ser realizados, pois ainda encontram-se pontos que merecem melhor análise por parte dos agentes políticos e especializados, como, por exemplo, a questão dos encargos setoriais incluídos na composição da tarifa de energia elétrica, objeto central de análise deste trabalho.

### **3. A TARIFA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

A tarifa de energia elétrica é o preço regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que deve ser pago pelos consumidores finais como contrapartida pelo acesso à energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição (distribuidoras).

A tarifa é reajustada anualmente pela inflação e por ganhos de produtividade esperados e revisada periodicamente com frequência que varia de três a cinco anos, conforme estabelecido no contrato de concessão de cada distribuidora – para que seja promovido um realinhamento geral de custos de operação e manutenção, base de ativos e remuneração de capital.

Antes da edição da Lei n.º 8.631/93, a remuneração das empresas concessionárias de energia elétrica era garantida pelo Governo Federal, sendo calculada pelo “custo do serviço”. Essa fórmula de cálculo garantia as concessionárias uma remuneração mínima, independente de sua eficiência. Deste modo, as empresas não lucrativas do setor eram mantidas pelas empresas que obtinham lucro ou pelo Governo Federal.

O modelo era caracterizado por manter apenas uma tarifa de energia elétrica em todo território nacional, ou seja, pouco importava o custo de se levar energia para o consumidor no interior do Estado do Piauí ou na capital do estado do Rio de Janeiro. Desta forma, os consumidores de todos os Estados pagavam a mesma quantia pela energia que consumia.

Com o intuito de financiar esta sistemática, ou seja, os excessos e insuficiências de remuneração dos concessionários, por meio do § 1º do art. 1º da Lei 5.655/1971, foi instituída a Conta de Resultados a Compensar.

Observa-se que o modelo descrito acima não incentivava as empresas concessionárias a serem eficientes, já que lhes era garantida uma remuneração mínima no percentual de dez a doze por cento, incidente sobre o montante do

investimento remunerável realizado, calculado de forma pouco rigorosa pelo DNAEE.

Tal modelo gerou uma despesa para União da ordem de US\$ 26 bilhões, pois na maioria das vezes a remuneração mínima não era atingida. Essa conta foi paga pelos contribuintes brasileiros.

Com o advento da Lei nº 8.631/93, iniciou a substituição do antigo modelo para o novo modelo do Setor Elétrico, alterando a fórmula de remuneração das empresas concessionárias do Setor Elétrico.

No ano de 1995, foi editada a Lei n.º 8.987/95, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art. 175 da Constituição Federal. Em seus arts. 9º e seguintes, essa lei tratou da política tarifária das concessionárias e permissionárias de serviços públicos, buscando atingir o equilíbrio econômico-financeiro na relação contratual entre o Estado e as empresa concessionárias.

Ao discorrer sobre o processo de formação das tarifas no modelo atual, Garcia (2011, p. 80) leciona o seguinte:

O processo de desestatização das Distribuidoras, iniciado a partir de 1995, a nova filosofia de tarifação mediante a predominância do critério *price cap* e a desqualificação tarifária, implicaram a adoção de uma nova metodologia de fixação de tarifas, objetivando a manutenção equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, o incremento de qualidade, a universalização do atendimento, a expansão dos sistemas, a adequada remuneração do capital investido e a modicidade tarifária, o que, como não é difícil de imaginar, não é precisamente uma tarefa simples.

A partir de então, com a edição de novas normas, a tarifa passou a ser diferenciada por área de concessão, sendo esta área conceituada pelo território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica.

Assim, de acordo com a nova metodologia implantada, o valor das tarifas passou a refletir as peculiaridades de cada área de concessão, levando em

consideração características como quilômetros de rede, número de consumidores e tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infraestrutura), tributos estaduais, custo da energia comprada e outros.

#### **4. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO ATUAL MODELO**

Apesar de a tarifa ser paga para a distribuidora de energia, a maior parte da tarifa não se destina à distribuidora. A maior parte da tarifa é repassada pela distribuidora para outros agentes da cadeia produtiva de energia elétrica (geradoras e transmissoras) e para governos, na forma de pagamento de tributos e encargos. Menos de um terço da tarifa de eletricidade é destinada à distribuidora.

Campos (2010, p. 189), em seu Curso Básico de Direito de Energia Elétrica, sobre os custos gerenciáveis e não gerenciáveis pelas concessionárias distribuidoras relata que:

Portanto, a prestação do serviço público de energia elétrica deve ser exercida mediante remuneração, que pressupõe a realização de investimentos e suporte dos custos operacionais (gerenciáveis e não gerenciáveis)

São custos operacionais gerenciáveis aqueles em que a concessionária tem condições de administrar sua ocorrência.

Por outro lado, são custos operacionais não gerenciáveis, os que não permitem a concessionária qualquer possibilidade de interferência, pois têm parâmetros totalmente fora de seu controle, com origem em disposições legais ou de regulamentação pela ANEEL, ou por se tratar se insumos essenciais com preço variável em função do mercado.

A maior parcela da tarifa vai para o governo (ou para agentes designados pelo governo, como a Eletrobras no caso dos encargos RGR e CDE). De cada R\$ 100 pagos à distribuidora, R\$ 34 são direcionados pelas distribuidoras para o pagamento de tributos e encargos. Mas o montante total da tarifa pago ao governo é muito maior. Outros R\$ 11 dos R\$ 66 remanescentes da tarifa acabam sendo posteriormente repassados ao governo na forma de encargos e tributos pagos pelos agentes dos demais segmentos do setor elétrico, de tal forma que a parcela da tarifa efetivamente repassada ao governo soma R\$ 45 de cada R\$ 100 recolhidos pelas distribuidoras.

Após o pagamento dos tributos e encargos, a maior parte dos recursos remanescentes é direcionada para as geradoras de energia elétrica, que respondem por cerca de R\$ 31 de cada R\$ 100 pagos na conta de luz. As distribuidoras respondem por cerca de R\$ 29 e as transmissoras por R\$ 6.

Nas Revisões Tarifárias Periódicas são redefinidas as chamadas “Parcelas B” de cada uma das distribuidoras, parcelas estas que representam o único componente que afeta a situação econômico-financeira das distribuidoras. Isto porque, como visto anteriormente, apesar de as tarifas de fornecimento das distribuidoras serem reguladas pela ANEEL, a maior parte da tarifa é composta de custos oriundos de outros segmentos do setor que são meramente repassadas pelas distribuidoras para os consumidores finais. Tais custos não gerenciáveis pelas distribuidoras compõem a chamada “Parcela A” da tarifa.

O doutrinador Garcia, (2011, p. 106) sobre o assunto, dispôs em sua obra *Consumo de Energia Elétrica: Aspectos Técnicos, Institucionais e Jurídicos* que:

...a primeira dificuldade que se apresenta na elaboração de um modelo tarifário é o da separação dos custos que independem da gestão administrativa das distribuidoras, daqueles que podem ser gerenciados, sendo a segunda o compartilhamento de eficiência na condução destes últimos com os consumidores, de maneira a favorecer a modicidade dos preços sem retirar das concessionárias o estímulo para o aprimoramento, o que foi feito mediante o agrupamento dos custos não gerenciáveis em um bloco denominado Parcela “A”, e dos gerenciáveis em outro, cognominado Parcela “B”, ao tempo que foi criado um mecanismo de controle chamado “Fator X”, mediante cuja aplicação se objetiva o repasse aos usuários dos ganhos de eficiência, mantendo concomitantemente incentivos que motivem as distribuidoras a um aperfeiçoamento constante.

#### **4.1. Composição da Parcela A**

A Parcela A é composta pelos custos não-gerenciáveis em que a empresa concessionária apenas cobra do consumidor final os valores necessários para ressarcir o valor gasto. Os componentes da Parcela A podem ser agrupados em Compra de Energia, Encargos Setoriais e Encargos de Transmissão.

Tratam-se dos custos “não gerenciáveis” pelas distribuidoras, sendo simplesmente repassados para os consumidores. Além disso, uma vez consolidadas as Parcelas A e B, são então aplicados os tributos sobre esse montante.

A ANEEL dispõe de pouca influência sobre a Parcela A e sobre os tributos que incidem sobre a tarifa já que se tratam, na maior parte, de atividades cujos preços não são diretamente regulados pela Agência.

A parte da tarifa destinada às geradoras é determinada por contratos de suprimento de longo prazo. Em alguns casos, o valor pago pela geração é determinado pelo governo federal, por meio da legislação, como no caso do suprimento de energia proveniente da Itaipu Binacional.

Outros contratos de suprimento de energia têm seus preços estabelecidos de forma concorrencial, por meio de licitações públicas administradas pelo governo federal, como é o caso dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR). Neste caso a ANEEL regula as tarifas apenas indiretamente por meio dos editais de licitações.

Do mesmo modo, a maior parte dos custos associados à transmissão também é pré-determinada em contratos de longo prazo com valores definidos por meio de licitações públicas promovidas pelo governo federal. Esses custos são rateados pelos agentes do setor por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust).

Há, ainda, os encargos (que compõem a Parcela A) e os tributos (que incidem sobre a Parcela A e Parcela B consolidadas) cujos valores são determinados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal e pelo Congresso Nacional por meio de leis e decretos.

## **4.2. Composição da Parcela B**

A parte da tarifa que a ANEEL regula de forma mais direta é denominada “Parcela B”. Esses são os custos gerenciáveis pela distribuidora.

A Parcela B são os valores necessários à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos

investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “Parcela B” da Receita Anual Requerida da Empresa.

A Parcela “B” também pode ser dividida em três grupos: despesas de Operação e Manutenção, despesas de Capital e outras Despesas

As despesas operacionais incorridas por uma distribuidora são os custos de operação e manutenção referentes à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica: gastos com pessoal, administração, materiais, serviços contratados de terceiros, arrendamentos, aluguéis, seguros etc.

Além das despesas operacionais existem as despesas de capital que tomam a forma de investimentos em ativos: subestações, linhas de transmissão, imóveis, veículos e sistemas de informática. Para arcar com esses investimentos a empresa precisa captar recursos no mercado, já que as receitas geradas por tais investimentos acontecem ao longo de toda a vida útil do ativo.

O estoque de investimentos realizados pela empresa compõe a sua base de remuneração, que por sua vez passa a ser remunerada pelo custo de capital. O custo de capital representa o custo de captação de recursos financeiros incorrido pelas empresas. O pagamento dos investimentos é feito à medida que os ativos são depreciados. A taxa de depreciação é baseada na vida útil média esperada dos ativos.

## 5. OS ENCARGOS SETORIAIS

### 5.1. Carga Consolidada de Tributos e Encargos na Tarifa

Para análise do impacto dos encargos na tarifa da conta de luz, é necessário, primeiramente, compreender e definir a carga consolidada de tributos e encargos na tarifa de energia, visto que os tributos visíveis ao consumidor não refletem a carga tributária total incidente sobre os consumidores de energia elétrica.

Carga tributária consolidada é a soma de todos os tributos e encargos pegos pelas empresas de geração, transmissão e distribuição ou comercialização dividida pela soma da receita operacional bruta das empresas de distribuição ou comercialização.

No Estudo “*Carga tributária Consolidada Setor Elétrico Brasileiro 1999 a 2008*” realizados pelo Instituto Acende Brasil, divulgado em 2010, demonstrou-se que a arrecadação do setor com tributos e encargos setoriais apresenta tendência de crescimento. No ano 1999, a carga tributária somou o valor de R\$ 13 bilhões. Após sucessivos aumentos registrados nos anos seguintes, a arrecadação atingiu o valor de R\$ 46,2 bilhões, em 2008.

Os tributos que incidem sobre o setor elétrico brasileiro podem ser divididos em três categorias principais: impostos e contribuições; encargos trabalhistas; e encargos setoriais.

Os tributos federais (IRPJ, CSLL, PIS, PASEP, COFINS, ITR) correspondem a 31% da carga consolidada. Por sua vez, os tributos estaduais (ICMS, IPVA) correspondem a 47% e os municipais (ISS, IPTU, COSIP) a menos de 1%.

Os encargos trabalhistas (INSS, FGTS, SAT, Salário Educação, Sistema “S”) correspondem a 3% da composição da carga tributária consolidada do setor elétrico e os encargos setoriais a 19%.

Nota-se que os tributos federais e os estaduais, destacando-se o ICMS, somados, respondem por 78% da carga tributária consolidada do setor elétrico, enquanto os encargos setoriais respondem por 19% do montante arrecadado.

Como já comentado no decorrer deste trabalho, encargos setoriais são caracterizados por um conjunto de rubricas incluídas na tarifa de energia por determinação legal para financiar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as políticas energéticas do governo federal.

Muitos entendem que os encargos setoriais contribuíram significativamente para o aumento das tarifas de energia elétrica do país. No período de 2001 a 2011, houve aumento significativo no valor dos mesmos, bem acima da inflação para o mesmo período.

De acordo com a ANEEL, entre 31/12/2001 e 31/12/2008, enquanto o IGP-M e o IPCA tiveram um reajuste de 90,40% e 59,59%, respectivamente, os valores relativos aos encargos sociais sofreram elevação de 174,72%. Para se ter uma idéia, em 2001 os encargos setoriais correspondiam a 7,37% do valor da tarifa, já em 2008 correspondem a 11,07% deste valor, o que corresponde, em valores, ao montante de R\$ 16,3 bilhões a título de encargos. Registra-se que não está computada nesta conta a parcela recolhida a título de P&D para os Ministérios de Minas e Energia e Ciência e Tecnologia.

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, em notícia veiculada em seu sítio eletrônico, calcula que a arrecadação com encargos setoriais no ano de 2009 e 2010 correspondeu a R\$ 17 bilhões e 13 bilhões, respectivamente. Já para o ano de 2011 o montante chegou a R\$ 17,8 bilhões e para o ano de 2012, deve chegar a 19,2 bilhões, segundo esta mesma entidade.

## **5.2. As Espécies de Encargos Setoriais**

Hoje, existem os seguintes encargos setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Conta de Consumo de Combustível – CCC; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Encargos de Serviços do Sistema – ESS; Reserva Global de Reversão – RGR, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Operador Nacional do Sistema – NOS; Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D; Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; e Encargo de Energia de Reserva – EER.

### **5.2.1. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

A Conta de desenvolvimento Energético foi criada por meio da Lei n.º 10.438, de 2002, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da Energia produzida por fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas dos sistemas interligados, bem como para promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o Brasil. No ano de 2003, por meio da Lei n.º 10.762/2003, somo-se aos objetivos da CDE a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

O prazo de cobrança da CDE foi estabelecido em 25 anos, e os recursos são geridos pela Eletrobras. Os Decretos n.º 4.541/2002; n.º 5.025/2004 e n.º 5029/2004 que regulamentaram a Lei n.º 10.438, estabeleceram competência à ANEEL de fiscalizar a movimentação da CDE.

Os recursos da CDE são oriundos de três fontes: dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, das multas aplicadas pela ANEEL aos concessionários, permissionários e autorizados e das quotas anuais fixadas pela ANEEL a serem pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final.

Conforme disposição nos incisos I e II, do art. 28 do Decreto n.º 4.541/2002, os recursos a título de Uso de Bem Público e multas aplicadas pela ANEEL devem ser aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica.

O Decreto n.º 5.029/2004 alterou a redação dos arts. 33 e 34 do Decreto n.º 4.541/2002. Deste modo, os recursos das CDE, advindos dos pagamentos das quotas, e os eventuais saldos de recursos da UBP e das multas, não aplicados no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, começaram a ser utilizados para: cobertura do custo de combustível das termelétricas cujo carvão usado seja apenas nacional; para cobertura dos custos de combustíveis primário e secundário de usinas termelétricas a carvão mineral nacional, dispostas no § 2º, do art. 11 da Lei n.º 9.648/98<sup>4</sup>; para cobertura da diferença entre os custos anuais decorrentes das instalações de transporte de gás natural para os Estados; para pagamento do saldo entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema por meio da tecnologia de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, ao produtor de energia a partir de fontes térmicas a gás natural, eólicas, biomassa e pequenas centrais elétricas que a compra e venda se fizer com o consumidor final; para o pagamento do crédito complementar relativo à implantação da segunda etapa do PROINFA; e para o pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema de geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa.

De acordo com a notícia publicada pela ANEEL em seu sítio eletrônico, por meio do deste encargo arrecadou-se o valor de R\$ 2,95 bilhões no ano de 2010.

### **5.2.2. Conta de Consumo de Combustível – CCC**

---

<sup>4</sup> Termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que tenham sido incluídas, em caráter excepcional pelo Poder Executivo, na sistemática de rateio de ônus e vantagens da CCC, sob os mesmos critérios de prazo e redução fixados na legislação, a vigorar a partir de sua entrada em operação, desde que as respectivas concessões ou autorizações estivessem em vigor em 28 de maio de 1998, ou, se extintas, viessem a ser objeto de nova outorga.

Por meio da Lei n.º 5.899/1973, regulamentada pelo Decreto n.º 73.102/1973, instituiu-se o encargo Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) para subsidiar a geração de energia elétrica com uso de combustíveis fósseis.

A Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) foi instituída para ratear os custos do consumo de combustíveis de termelétricas utilizadas para complementar a geração hidrelétrica no Sistema Interligado Nacional (inciso III do art. 13 da Lei 5.899/1973).

Garcia (2011, p. 114) sobre a criação da CCC leciona que:

Alguns Sistemas Isolados utilizam exclusivamente combustíveis fósseis, o que tornaria proibitivo o custo da energia se tivesse que ser suportado integralmente pelos usuários locais, sendo em outras ocasiões necessária a geração com essas fontes de energia para suprir a carência de recursos hídricos no sistema interligado, o que igualmente recomenda o subsídio das despesas na produção de uma energia cara, mais que a todos aproveita.

Conforme disposto no art. 8º da Lei no 8.631/1993, a CCC foi expandida para abranger também o rateio do custo de combustíveis de termelétricas em Sistemas Isolados. Além disso, de acordo com a disposição contida no Decreto no 774/1993, o rateio do consumo de combustíveis fósseis de termelétricas utilizadas para complementação da geração hidrelétrica, CCC-Interligado, passou a ser separado para duas grandes regiões.

Assim, quando da regulamentação, pelo Decreto n.º 774/1993, foi definido que os valores seriam homologados pela ANEEL e recolhidos à Eletrobras e a CCC seria desmembrada em três subcontas distintas: CCC-S/SE/CO para complementação da geração hidrelétrica nos sistemas Sul e Sudeste/ Centro-Oeste; CCC-NE/N para complementação da geração hidrelétrica nos sistemas Norte e Nordeste; CCC-Isol para subsidiar a geração termelétrica nos Sistemas Isolados.

O art. 11 da Lei no 9.648/1998 determinou que haveria uma redução gradual dos encargos CCC-S/SE/CO e CCCNE/ N a partir de 2003, até a sua extinção em 2006 e estabeleceu um prazo limite de vinte anos para a extinção do encargo CCC-Isolado.

Para incentivar investimentos que reduzissem os custos de geração em Sistemas Isolados, pelo disposto no § 4º do art. 11 da Lei no 9.648/1998, com nova redação dada pelo art. 18 da Lei n.º 10.438/2002, regulamentado pela Resolução ANEEL n.º 784/2002, permitiu-se a “sub-rogação” do reembolso da CCC, isto é, a transferência dos direitos de repasse de recursos da CCC para: geração de energia elétrica a partir de pequenas centrais hidrelétricas, eólica, solar, biomassa ou gás natural, que substitua o consumo de combustíveis fósseis decorrentes de geração termelétrica em Sistemas Isolados; e empreendimentos que promovam a redução do dispêndio atual ou futuro da conta de consumo de combustíveis dos Sistemas Isolados.

Entretanto, por meio da Medida Provisória n.º 466, convertida na Lei n.º 12.111/2009, eliminou-se a data limite para a extinção do encargo CCC e ampliou o escopo do encargo de forma a subsidiar o custo total de geração nos Sistemas Isolados. Assim, conforme disposto nos arts. 11 a 14 do Decreto no 7.246/2010, a CCC-Isol passaria a subsidiar a geração em Sistemas Isolados de forma a igualar o seu custo de geração ao custo médio da energia e potência comercializada no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional.

Em função das alterações introduzidas pela Lei 12.111/2009, a ANEEL estipulou que o valor total a ser arrecadado CCC-Isol em 2010 seria de R\$ 4,8 bilhões, em contraste com R\$ 2,5 bilhões em 2009.<sup>5</sup> De acordo com a ANEEL, a arrecadação total em função deste encargo para o ano de 2010 foi de R\$ 5,17 bilhões.

### **5.2.3. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**

A Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a

---

<sup>5</sup> O valor das quotas da CCC-Isol adotadas pela ANEEL para o ano 2010 foi fundamentado na análise contida na Nota Técnica no 142/2010-SRG-SRE/ANEEL de 12/05/2010.

participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos.

Objetiva-se com o PROINFA promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando soluções para aumentar a confiabilidade no abastecimento de energia elétrica, e valorizar as características e potencialidades regionais e locais.

Na primeira etapa do Programa os contratos seriam celebrados compulsoriamente pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS até 30 de junho de 2004, mediante “chamada pública”, para a implantação de 3.300 (três mil e trezentos) MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observados os valores e pisos definidos na Lei n.º 10.438, posteriores alterações e regulamento (Decreto 5.025/2004)

Nesta etapa a contratação seria distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia seria feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente.

Na segunda etapa atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

De acordo com a supracitada lei, o valor pago pela energia elétrica, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação, seriam rateados, após prévia exclusão do consumidor beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica, integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês), entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado. De acordo com a Resolução Normativa n. 127/2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos pelos consumidores.

Conforme disposto no site Ministério de Minas e Energia, o Programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras).

Ainda de acordo com o disposto no site do Ministério e Minas e energia, o grande desafio estabelecido pelo Programa foi o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, que teve o objetivo principal de fomentar a indústria de base dessas fontes. Se considerarmos como fator de desenvolvimento o domínio da cadeia produtiva, o PROINFA coaduna com outras ações do governo que resultaram no fortalecimento da indústria brasileira de geração de energia elétrica.

Imperioso ressaltar que o prazo previsto para as usinas estarem prontas originalmente era até 30 de dezembro de 2006, mas, por meio de leis federais, esse prazo foi alterado, sem que, em qualquer delas, fosse feita menção a reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Segundo a ABRACE<sup>6</sup>, o preço pago pela energia eólica dos projetos está R\$ 132,20 por MWh mais elevado que o praticado no mercado.

De acordo com o último levantamento realizado pela ANEEL, por meio do deste encargo arrecadou-se o valor de R\$ 1,81 bilhões no ano de 2010. No dia 24

---

<sup>6</sup> Disponível em: <http://economia.uol.com.br/ultimas-noticias/infomoney/2011/05/17/consumidores-arcarao-com-r-182-milhoes-ao-ano-pela-prorrogaao-do-proinfa.jhtm>

de junho de 2001 foi editada a Lei n.º 12.431/11, derivada da Medida Provisória 517/10, prorrogando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica até o fim do ano de 2011.

#### **5.2.4. Encargos de Serviços do Sistema – ESS**

O Encargo de Serviço do Sistema - ESS foi instituído com base no disposto no art. 18 do Decreto 2.655/98 e art. 59 do Decreto n.º 5.163/04 suas regras de mercado regra foram homologadas pela ANEEL por meio da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. Os custos são apurados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e cobrados entre os geradores e consumidores de energia elétrica.

O art. 18 do Decreto 2.655/98 dispôs o seguinte:

As regras do MAE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados a todos os usuários dos Sistemas Elétricos Interligados, que compreenderão, dentre outros:

I - a reserva de capacidade, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua facilidade de partida automática;

II - a reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em procedimentos de rede, necessária para a operação do sistema de transmissão;

III - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

Por sua vez o art. 59 do Decreto n.º 5.163/04 possui a seguinte redação:

As regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

III - a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

A operação do sistema elétrico é regida por um conjunto complexo de normas e regras que têm como objetivo minimizar os custos de operação. Neste intuito, usinas de menor custo operacional devem funcionar antes de usinas com maior custo operacional. Tal sistemática denomina-se “despacho por ordem de mérito”.

Todavia, ocorrem situações excepcionais que impedem essa sistemática, fazendo com que seja necessário despachar usinas de maior custo antes de usinas de menor custo. Essas situações podem gerar custos adicionais para manter a confiabilidade e estabilidade do sistema. Esses custos adicionais dos agentes geradores são recuperados por meio do Encargo de Serviço de Sistema – ESS.

Ao discorrer sobre o Encargo de Serviço do Sistema - ESS, Garcia (2011, p. 113) leciona o seguinte:

As distribuidoras e comercializadoras pagam este encargo que se destina a custear as despesas de geradoras térmicas necessárias para manter a estabilidade e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional, sendo o valor apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia.

Imperioso ressaltar que diante o enorme risco de racionamento de energia elétrica em 2008, com base na Resolução n.º 8/2007 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, o Operador Nacional do Sistema – ONS foi autorizado a acionar usinas muito mais caras antes de usinas mais baratas. Esse mecanismo ficou conhecido como “Despacho Fora da Ordem de Mérito”.

Por meio do estudo denominado *Tributos e Encargos na Conta de Luz: Pela Transparência e Eficiência*, publicado em novembro de 2010 pelo Instituto Acende Brasil, esta operação gerou um custo adicional de R\$ 2,3 bilhões repassados as contas de luz e pagos pelos consumidores. Vejamos:

Até hoje o ONS não publicou um relatório técnico com uma análise custo-benefício desta operação que gerou um custo adicional de R\$ 2,3 bilhões repassado às contas de luz pagas pelos consumidores brasileiros a partir de 2009. Este custo bilionário foi “embutido” na conta de luz por meio do ESS, encargo que foi criado para as outras finalidades, conforme descrito acima. Mais um exemplo de distorção de uso de encargos e de falta de transparência.

No ano de 2010 a arrecadação com o encargo de serviços do sistema – ESS somou a quantia de R\$ 1,2 bilhões.

### **5.2.5. Reserva Global de Reversão – RGR**

O Decreto n.º 41.019/57, que regulamentou o Código de Águas, estabeleceu em seu art. 33 a criação de um fundo (Reserva Global de Reversão) com a finalidade de proporcionar uma reserva para cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica.

O art. 70 deste mesmo Decreto n.º 41.019/57 definiu que a cota anual global de reversão seria estabelecida pelo cálculo de uma porcentagem anual sobre o montante dos bens reversíveis, deduzido das contribuições do consumidor e da União.

Somente em 1971, com a edição da Lei n.º 5.655/71, fixou-se uma taxa de 5% ao ano, calculada sobre o investimento. Esta lei estabeleceu, ainda, que os recursos seriam movimentados pela Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, para casos de reversão, de encampação de serviços públicos de energia elétrica, ou em empréstimos a concessionários para expansão dos respectivos serviços.

Atualmente, O valor das cotas anuais arrecadadas das concessionárias e permissionárias é estipulado anualmente pela Aneel, em função do valor dos seus ativos (instalações, máquinas e equipamentos) e do tempo remanescente de sua concessão e a vida útil esperada dos ativos.

O Decreto n.º 1771/96, fixou o valor anual da RGR em a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, a ser pago em doze parcelas mensais, recolhido no dia quinze do mês seguinte ao de competência, sendo limitado a 3,0% de sua receita anual. O Inciso I, do § 2º, do art. 13 da Lei n.º 9.427/96 confirmou o disposto no Decreto n.º 1771/96, no que concerne aos percentuais e limites nele estabelecidos.

Com a edição de outras normas, a finalidade da RGR foi se ampliado. Atualmente este tributo pode ser utilizado para financiar expansão e melhoria dos serviços; financiar fontes alternativas de geração de energia elétrica; financia estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos; desenvolver e implantar de programas e projetos destinados ao uso eficiente da energia elétrica e combate ao desperdício; financiar estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético; financiar programas de eletrificação rural; e financiar os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos, realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Constata-se que, de acordo com o exposto no art. 8º da Lei n.º 9.648/98, ocorreria a extinção da cota anual da RGR no final do exercício de 2002, todavia, a Lei n.º 10.438/2002 prorrogou a sua extinção para o final do exercício de 2010. A Lei 12431/11, derivada da Medida Provisória 517/10, prorrogou a cobrança da Reserva Global de Reversão por 25 anos. No ano de 2010, esse encargo arrecadou o montante de R\$ 1,6 bilhões.

#### **5.2.6. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**

Este encargo setorial foi instituído pela Lei nº 9.427/96 e seu cálculo e recolhimento regulamentados pelo Decreto nº 2.410/97. Trata-se de receita destinada a ANEEL para a cobertura de suas despesas administrativas e operacionais, cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os

produtores independentes e os autoprodutores. Vejamos o disposto na supracitada Lei:

Lei nº 9.427/96

Art. 12. É instituída a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, que será anual, diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, aí incluída a produção independente de energia elétrica e a autoprodução de energia.

§ 1º A taxa de fiscalização, equivalente a cinco décimos por cento do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, será determinada pelas seguintes fórmulas:  
(...)

§ 2º Para determinação do valor do benefício econômico a que se refere o parágrafo anterior, considerar-se-á a tarifa fixada no respectivo contrato de concessão ou no ato de outorga da concessão, permissão ou autorização, quando se tratar de serviço público, ou no contrato de venda de energia, quando se tratar de produção independente.

§ 3º No caso de exploração para uso exclusivo, o benefício econômico será calculado com base na estipulação de um valor típico para a unidade de energia elétrica gerada.

Art. 13. A taxa anual de fiscalização será devida pelos concessionários, permissionários e autorizados a partir de 1º de janeiro de 1997, devendo ser recolhida diretamente à ANEEL, em duodécimos, na forma em que dispuser o regulamento desta Lei.

Como observado, o objetivo principal da TFSEE é proporcionar recursos necessários para cobrir despesas administrativas e operacionais da ANEEL, sendo paga mensalmente, em duodécimos, por todos aqueles que operam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Necessário ressaltar que parte considerável das receitas arrecadadas pela TFSEE durante os anos é retida pelo Governo Federal. Existe um limite de empenho autorizado, ou seja, a ANEEL é autorizada a gastar até certo limite, balizado pelo orçamento autorizado na Lei Orçamentária Anual e, subseqüentemente, por autorização do Ministério de Minas e Energia. A TFSEE arrecadou R\$ 389 milhões em 2010.

### **5.2.7. Operador Nacional do Sistema – ONS**

Instituído pela Lei n.º 9.648/98, por meio de seu art. 13, o Operador Nacional do Sistema, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, foi criado para

coordenar controlar as atividades da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN. É fiscalizado e regulado pela ANEEL, integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que sejam conectados a rede básica.

No ano 2004, com a instituição do atual modelo do setor elétrico, o Operador Nacional do Sistema Elétrico teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. O atual estatuto do ONS foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328 da ANEEL, de 12 de agosto de 2004.

Do mesmo modo que ocorre com a TSFEE em relação à ANEEL, foi instituído encargo setorial com a finalidade de proporcionar a receita necessária para a cobertura das despesas administrativas e operacionais do ONS. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do NOS. Esses valores são definidos anualmente pelo ONS e aprovados pela ANEEL. No ano de 2010, a quantia arrecada para custear as despesas do ONS atingiram o montante de 352,42 milhões, segundo cálculos da ANEEL.

### **5.2.8. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D**

A aplicação de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D decorre de uma obrigatoriedade legal, estabelecida pela Lei nº 9.991/2000, que em linhas gerais dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.

Em seus arts. 2º e 3º foram estabelecidos os percentuais mínimos a serem aplicados em P&D. No caso das empresas concessionárias geradoras, esse percentual é de 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida – ROL, nos termos a seguir:

Art. 2º. As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por

isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, observado o seguinte: (Redação dada pela Lei nº 10.438, de 26.4.2002)

I – caso a empresa tenha celebrado, até a data de publicação desta Lei, contrato de concessão contendo cláusula de obrigatoriedade de aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento tecnológico, prevalecerá o montante de aplicação ali estabelecido até 31 de dezembro de 2005;

II – caso a empresa tenha celebrado, até a data da publicação desta Lei, contrato de concessão sem obrigatoriedade de aplicação em pesquisa e desenvolvimento tecnológico, a obrigatoriedade de que trata o caput deste artigo passará a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2006.

Art. 3º As concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, observado o seguinte:

I – caso a empresa já tenha celebrado contrato de concessão, a obrigatoriedade de que trata o caput deste artigo passará a vigorar a partir da data da publicação desta Lei;

II caso a empresa ainda não tenha celebrado contrato de concessão, a obrigatoriedade de que trata o caput deste artigo passará a vigorar a partir da data de assinatura do referido contrato.

No art. 4º da mesma Lei, foi estabelecida a forma como serão distribuídos os recursos destinados à Pesquisa e Desenvolvimento, enquanto no art. 5º foi estabelecida a forma como os recursos deverão ser aplicados, a saber:

Art. 4º Os recursos para pesquisa e desenvolvimento, previstos nos artigos anteriores, deverão ser distribuídos da seguinte forma:

I – 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, criado pelo Decreto-Lei no 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei no 8.172, de 18 de janeiro de 1991; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

II – 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

III – 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. (Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004)

§ 1º Para os recursos referidos no inciso I, será criada categoria de programação específica no âmbito do FNDCT para aplicação no financiamento de programas e projetos de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, bem como na eficiência energética no uso final.

§ 2º Entre os programas e projetos de pesquisa científica e tecnológica do setor de energia elétrica, devem estar incluídos os que tratem da

preservação do meio ambiente, da capacitação dos recursos humanos e do desenvolvimento tecnológico.

Art. 5º Os recursos de que trata esta Lei serão aplicados da seguinte forma:

I – os investimentos em eficiência energética, previstos no art. 1º, serão aplicados de acordo com regulamentos estabelecidos pela ANEEL;

II - no mínimo 30% (trinta por cento) dos recursos referidos nos incisos I, II e III do art. 4º desta Lei serão destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais; (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

III – as instituições de pesquisa e desenvolvimento receptoras de recursos deverão ser nacionais e reconhecidas pelo Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT;

IV – as instituições de ensino superior deverão ser credenciadas junto ao Ministério da Educação – MEC

No caso específico das empresas geradoras, os contratos de P&D por ela assinados, são relativos aos recursos indicados no Inciso II, do art. 4º, ou seja, 40% (quarenta por cento) do percentual mínimo de 1% (um por cento) da sua Receita Operacional Líquida – ROL, aplicados em projetos de pesquisa e desenvolvimento, de conformidade com regulamentos estabelecidos pela ANEEL, hoje, o Manual do Programa de Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, versão 2008.

Ainda segundo a Lei no 9.991/2000, em seu artigo 5º, inciso II, devem-se destinar, no mínimo, 30% (trinta por cento) desses investimentos para projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas Regiões Norte (N), Nordeste (NE) e Centro-Oeste (CO), incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais.

A aplicação de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, além de uma determinação legal de aplicar parte da Receita Operacional Líquida – ROL em P&D, encontra-se em conformidade com o que determina o art. 218 da Constituição Federal, que incumbe ao Estado à promoção e incentivo do desenvolvimento científico, da pesquisa e da capacitação tecnológica. Em 2010, a arrecadação com esse encargo foi de R\$ 650 milhões.

### **5.2.9 Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH**

A Lei n.º 7.990/1989 instituiu a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) para os Estados, Distrito Federal e Municípios, pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, conforme dispôs o Art. 21, XIX da CF. Por meio deste encargo, todas as hidrelétricas com capacidade instalada superior a 10 megawatts devem pagar 6% do valor faturado para os estados e municípios atingidos pela usina. Vejamos:

Art. 1º O aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica e dos recursos minerais, por quaisquer dos regimes previstos em lei, ensejará compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, a ser calculada, distribuída e aplicada na forma estabelecida nesta Lei.

Art. 3º O valor da compensação financeira corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios.

§ 1º A energia de hidrelétrica, de uso privativo de produtor, quando aproveitada para uso externo de serviço público, também será gravada com a aplicação de um fator de 6% (seis por cento) do valor da energia elétrica correspondente ao faturamento calculado nas mesmas condições e preços do concessionário do serviço público local.

A divisão dos recursos arrecadados foi estabelecida da seguinte forma pela Lei n.º 8.001/1990, alterada pela Lei n.º 9.993/2000: 45% para os Estados, 45% para os municípios afetados pelo reservatório da usina hidrelétrica e 10% para a União, sendo a porcentagem destinada a União dividida da seguinte maneira: 3% destinados ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), 3% ao Ministério de Minas e Energia (MME) e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

Em 2000, de acordo com o disposto na Lei no 9.984/2000, com a criação da Agência Nacional de Águas, o Ministério de Meio Ambiente passou a receber 0,75% a mais para a aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH). A CFURH arrecadou a quantia de R\$ 1,89 bilhões no ano de 2010.

## 5.2.10 Encargo de Energia de Reserva – EER

Por meio da Lei n.º 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto 6353/2008, foi instituído o encargo de energia de reserva – EER, como o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários. Observamos:

Lei n.º 10.848/2004

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada 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, o processo licitatório de contratação de energia.

§ 3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada. (Regulamento).

Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamentação.

§ 1º A regulamentação deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de energia de que trata o caput deste artigo, bem como as diretrizes para a realização dos leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, direta ou indiretamente

Decreto n.º 6253/2008

Art. 4º Todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

§ 1º Os custos previstos no caput serão pagos mensalmente no âmbito da liquidação financeira específica a ser realizada pela CCEE, por intermédio de Encargo de Energia de Reserva - EER.

§ 2º Os custos administrativos, financeiros e tributários com a estruturação e a gestão do processo de contratação de energia de reserva deverão ser incluídos no encargo de que trata o § 1º.

§ 3º O EER será proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da CCEE em bases anuais.

§ 4º O EER pago pelos agentes de distribuição de energia elétrica será repassado às tarifas dos consumidores finais.

Como definido nas normas acima transcritas, montante é definido mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, segundo fórmula prevista na Resolução Normativa n.º 337/2008 da ANEEL. O montante arrecadado com esse encargo somou R\$ 306,1 milhões no ano de 2010.

## 6. CONCLUSÃO

O presente trabalho objetivou demonstrar como foram instituídos os encargos incidentes na tarifa de energia elétrica, para que foram criados e o impacto que causam no preço da tarifa de energia elétrica.

Para tanto, partiu-se da constatação de que, no Brasil, o custo de geração da energia no Brasil é um dos mais baratos do mundo, todavia a tarifa cobrada dos consumidores finais é uma das mais caras do mundo.

Como visto, ao longo do trabalho, a questão dos custos da energia elétrica é bem mais complexa do que pode parecer em um primeiro contato. Portanto, primeiramente, antes de adentrar ao objeto central do trabalho, com o intuito de gerar melhor compreensão sobre a matéria, expôs-se, de forma resumida, sobre histórico do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, sobre o modelo implantado atualmente adotado no Brasil, e, por fim, demonstrou-se como é composta a tarifa de energia.

Quanto ao Setor Elétrico Brasileiro - SEB, ou seja, a conformação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica por meio da atuação do Estado e privados a partir de um dado modelo institucional, observamos que passou por importantes transformações ao longo dos anos até chegar ao modelo atual, único no mundo.

Neste modelo, verificou-se que a tarifa de energia elétrica, entendida como o preço regulado pela ANEEL que deve ser pago pelos consumidores finais como contrapartida pelo acesso à energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição, é composta por diversos elementos/custos dispostos em duas parcelas, Parcela A e Parcela B.

Assim, podemos observar que os encargos, tema central deste trabalho, situam-se dentre os custos não gerenciáveis pela concessionária de energia elétrica que compõem a tarifa, ou seja, são custos que a concessionária distribuidora apenas recolhe e repassa ao governo. (Parcela A)

Após realizar a contextualização do tema, a fim de analisar o real impacto dos encargos setoriais, procuramos definir a carga tributária consolidada na tarifa de energia elétrica. Deste estudo, constatou-se que do montante da carga tributária consolidada na tarifa é de 45%, ou seja, dez pontos percentuais maior que a carga tributária da economia como um todo.

De acordo com o Instituto Acende Brasil, os tributos federais e os estaduais, somados respondem por, aproximadamente, 78% da carga tributária consolidada do setor elétrico, enquanto os encargos setoriais respondem por mais ou menos 19% do montante arrecadado. Ou seja, como a carga do setor é de, aproximadamente, 45% do total da tarifa, os encargos correspondem atualmente a quase 10% do valor pago pelo consumidor final de energia.

Como visto, os encargos incidentes na tarifa de energia, por determinação legal, foram instituídos, de uma maneira geral, para financiar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as políticas energéticas do Governo Federal.

No entanto, No entanto, devido a um planejamento e gestão deficitários do Governo Federal, constata-se que muitos possuem objetivos semelhantes, como é o caso da RGR, do PROINFA e da CDE que proporcionam subsídios para fontes complementares de energia; da RGR e da CDE que proporcionam recurso para a universalização do serviço de energia elétrica; e da RGR e P&D que proporcionam recurso para programas de eficiência energética e para o custeio da EPE.

Essa carência de planejamento e gestão, também é observada na medida em que alguns encargos tiveram seu prazo de vigência prorrogado, bem como sua finalidade estendida, abrangendo outras políticas do Governo Federal, sem estudos aprofundados do impacto para os consumidores finais de tais medidas. Como exemplo, citamos a RGR que foi prorrogada em 2011 por mais 25 anos e a CCC que por meio da MP n.º 466 (convertida na Lei n.º 12.111/2009) teve a data de sua extinção eliminada, bem como estendeu sua finalidade para subsidiar o custo total de geração nos sistemas isolados.

Não há como olvidar que os encargos incidentes na conta de energia são um mecanismo extremamente interessante de financiar o desenvolvimento do setor energético e implementar políticas públicas do Governo Federal, visto que o serviço energia elétrica atinge quase a totalidade da população, proporcionando uma ampla base de arrecadação.

Todavia, a falta de planejamento na criação e prorrogação de encargos, bem como a falta de transparência na gestão dos recursos oriundos desses encargos por parte dos órgãos e entidades do Governo Federal, faz com que os consumidores finais de energia elétrica suportem um custo exagerado e desarrazoado, visto que são poucos os beneficiados e benefícios trazidos para o Setor Energético Brasileiro, em função do volume de recursos arrecadados.

Por todo exposto, visto que os encargos setoriais correspondem ao longo desses últimos anos a, aproximadamente, 10% do valor total da conta de energia elétrica, devendo ultrapassar no ano de 2012 a quantia de R\$ 19,2 bilhões, podemos afirmar que os encargos provocam significativo impacto na tarifa de energia.

Esses recursos poderiam estar sendo utilizados de forma mais organizada na busca da modicidade tarifária pelo Governo Federal. Para tanto, é necessário que o governo, por meio de seus órgãos e entidades agentes no Setor Elétrico Brasileiro, promova uma análise sistemática de todos os encargos setoriais existente atualmente no Brasil, a fim de diagnosticar quais realmente estão cumprindo com sua finalidade, eliminando os demais. Após tal análise, necessário verificar, também, dentre os encargos que cumprem a sua finalidade, se os custos suportados pelos consumidores finais são proporcionais aos benefícios trazidos para o Setor.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. Notícias. Disponível em: <[http://www.abrace.org.br/port/noticias/abrace\\_noticias.asp](http://www.abrace.org.br/port/noticias/abrace_noticias.asp)>. Acesso em: 03 fev. 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Notícia. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=4115&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4115&id_area=90)>. Acesso em: 30 jan. 2012.

ARAÚJO, Braz J. de. *Intervenção econômica do Estado e a democracia*. In: MARTINS, Carlos E. (Org.). *Estado e capitalismo no Brasil*. São Paulo: HUCITEC-CEBRAP, 1977.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 3 jul. 1998.

\_\_\_\_\_. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 4 agosto. 2004.

\_\_\_\_\_. Lei n.º 7.990 de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF). *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 29 dez. 1989.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 27 dez. 1996.

\_\_\_\_\_. Lei nº 9.991/2000, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. . *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 25 jul. 2000.

\_\_\_\_\_. Lei n.º 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Poder Executivo, Brasília DF, 25 jul. 2000.

CAMPOS, Clever M. *Curso Básico de Direito de Energia Elétrica*. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

GANIM, Antônio. *Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis*. 2. ed. Brasília: Canal Sinergia: Synergia, 2009.

GARCIA, Armando Suárez. *Consumo de Energia Elétrica: aspectos técnicos, institucionais e jurídicos*. 1. ed. Curitiba: Juruá, 2011.

GONÇALVES JUNIOR, Dorival. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro: estratégia de retomada da taxa de lucro do capital*. 2002. São Paulo: Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

LEITE, Antônio D. *A energia do Brasil*. 3. ed. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LORENZO, Helena C. de. *O Setor Elétrico Brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro*. Araraquara: UNIARA, 2002. Disponível em <[http://www.elektrobras.gov.br/IN\\_Noticias\\_Biblioteca/setoreletrico.asp](http://www.elektrobras.gov.br/IN_Noticias_Biblioteca/setoreletrico.asp)>. Acesso em: 12 out. 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Programas. O PROINFA. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 14 dez. 2011.

*INSTITUTO ACENDE BRASIL*. Tributos e Encargos na Conta de Luz: Pela Transparência e Eficiência. White Paper. *Instituto Acende Brasil*. 2. ed. Novembro 2010. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/Estudos.asp>> Acesso em 05 set. 2011.

\_\_\_\_\_. Carga Tributária Consolidada. Setor Elétrico Brasileiro 1999 a 2008. *Instituto Acende Brasil*. 4. ed. Maio 2010. Disponível em: <<http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/Estudos.asp>> Acesso em 04 nov. 2011.