

UM ESTUDO SOBRE O SISTEMA TARIFÁRIO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A STUDY ON THE TARIFF SYSTEM OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION SERVICE

DANIELE CRISTINA DE CARVALHO¹, CLÁUDIA DE SOUZA AMARANTE^{2*}

1. Bacharel em Engenharia Elétrica pela Instituição de Ensino Faculdade de Engenharia e Inovação Técnico Profissional - FEITEP, Maringá – PR; 2. Engenheira Eletricista, Especialista em Segurança do Trabalho pela UTFPR, Professora da Faculdade de Engenharia e Inovação Técnico Profissional – FEITEP, Maringá – PR.

* Avenida Paranavaí, 1164, Zona 6, Maringá, Paraná. Brasil. CEP: 87070-130. prof.claudia@feitep.edu.br

Recebido em 24/06/2019. Aceito para publicação em 23/08/2019

RESUMO

Esta pesquisa trata do modelo de regulação tarifária do serviço de distribuição de energia elétrica. O trabalho foi fundamentado nas legislações da ANEEL e apresenta as definições mais importantes e cálculos realizados para cada modalidade tarifária. É de se imaginar que o valor da fatura de energia elétrica envolva custos desde a geração até a disponibilização da energia. Contudo, os custos não estão relacionados somente a componentes físicos do sistema, eles também são compostos de encargos e impostos. Assim, faz-se necessário entender cada vertente deste processo, devido as alterações que ocorreram no modelo tarifário nos últimos anos, com a inclusão da sinalização de bandeiras tarifárias, da modalidade tarifária branca entre outras mudanças. Sendo assim, o trabalho tem a finalidade de apresentar as características do modelo, proporcionar a compreensão do procedimento de tarifação, para o consumidor conectado ao sistema de distribuição. Por fim, a pesquisa conclui que o desenvolvimento do sistema tarifário contribuiu para o avanço do setor elétrico, e que o processo é consequência de fatores como políticas públicas, e disponibilidade dos recursos naturais.

PALAVRAS-CHAVE: Tarifação, ANEEL, bandeiras, consumidor.

ABSTRACT

This research deals with the tariff regulation model of the electricity distribution service. This article is based on the legislation of ANEEL and presents the most important definitions and calculations made for each tariff modality. The value of the electric energy bill involves costs from the generation to the availability of energy. However, the costs are not only related to the physical components of the system, it is also composed of charges and taxes. Thus, it is necessary to understand each aspect of this process, considering the changes that have occurred in the tariff model in recent years, with the inclusion of tariff flag signaling, white tariff modality among other changes. Therefore, the purpose of the paper is to present the characteristics of the model, to provide an understanding of the charging procedure for the consumer connected to the distribution system. Finally, the research concludes that the development of the tariff system contributed to the advance of the electric sector, and that the process

is a consequence of factors such as public policies, and availability of natural resources.

KEYWORDS: Charging, ANEEL, flags, consumer.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um benefício substancial no dia-a-dia. Desta forma, a sua comercialização necessita ser regulamentada para que a sua oferta seja realizada da melhor maneira. Segundo Mafra (2010)¹, havia apenas uma tarifa entre as décadas de 70 e 90 em todo território nacional, que não considerava a eficiência das concessionárias, apenas assegurava os seus honorários. Com isso, empresas que não retornavam lucro algum, além de serem mantidas por conta desta política de tarifas fixas, também não tinham motivação para progredir. No ano de 1993 as tarifas fixas chegaram ao fim, o modo de tarifação garantida foi eliminado, assim as tarifas passaram a ser definidas pela concessionária². A alteração no regime de cálculos e definição das tarifas é um marco no setor. Compreender como são determinados os valores aplicados à fatura de energia elétrica é relevante, por exemplo, em projetos de eficiência energética que muitas vezes não são executados em virtude, de o custo ser maior que os prováveis descontos. Outro motivo para o estudo das tarifas é que a averiguação delas por um intervalo de tempo considerável possibilita a escolha da melhor forma de tarifação, de acordo com o tipo de consumo. Através da cobrança de tarifas, os custos de geração e transporte de energia elétrica são restituídos.

Este trabalho tem como objetivo principal a realização de uma revisão bibliográfica acerca da forma de tarifação, sua estrutura e procedimentos adotados. Utilizando para tal, a base de cálculo da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que é a mesma utilizada pelas concessionárias em todo território nacional. No item 3, apresentará a trajetória do setor elétrico no Brasil. O item 4 apresenta os tributos aplicados na fatura do consumidor e a subdivisão da tarifa em TUSD e TE. O item 5 aborda o

tema modalidades tarifárias, com o cálculo que é efetuado para cada uma delas e, também aborda da modalidade branca. O item 6 tratará das principais multas a que a unidade consumidora pode ser submetida. O item 7 apresenta as bandeiras tarifárias, como funciona este tipo de sinalização para o consumidor e o propósito da implementação das bandeiras. E, por fim, o item 8 mostra como funciona o processo de revisões e reajuste tarifário e as vertentes do processo. O item 9 apresenta as ferramentas utilizadas na pesquisa, e o item 10 apresenta as conclusões obtidas com o trabalho.

2. MATERIAL E MÉTODOS

Neste trabalho, empregou-se a revisão de literatura como método de pesquisa, mais especificamente a revisão narrativa, utilizando-se de experiências e análises de outros autores para obter o conhecimento necessário para o desenvolvimento da pesquisa. É uma pesquisa descritiva, que visa relacionar e analisar o modo de tarifação do serviço de distribuição no Brasil: “descrever é narrar o que acontece; explicar é dizer por que acontece. Assim a pesquisa descritiva está interessada em descobrir e observar fenômenos, procurando descrevê-los, classificá-los e interpretá-los”³. Em relação às ferramentas empregadas na pesquisa, foram utilizados artigos científicos e as cartilhas e Resoluções Normativas da ANEEL. As cartilhas da ANEEL estão disponíveis no site⁵. A abordagem do estudo pode ser considerada de natureza qualitativa. Foi elaborada uma base de dados relacionados ao assunto e realizada uma análise documental, que é um método significativo na pesquisa qualitativa.

3. RESULTADOS

3.1 Histórico do setor elétrico no Brasil

O emprego da energia elétrica no Brasil foi favorecido pela industrialização e, conforme aponta Seabra (2013)⁴, este uso da energia elétrica contou com fortes investimentos obtidos na produção de café, assim como o estado também foi de suma importância, pois efetuou investimentos contribuindo para o desenvolvimento e o uso da energia elétrica. O Rio de Janeiro foi o primeiro estado a oferecer iluminação pública e a ter um local iluminado através de energia elétrica: a estação da ferrovia Dom Pedro II em 1879 e, posteriormente, em 1881, algumas partes do Campo da Aclamação também foi iluminado.

No século XX, a demanda por energia elétrica era grande, e aliciou grandes investidores estrangeiros. Empreendimentos neste ramo de atuação exigiam um grande investimento. Sendo assim, a operação nesta área ficava limitada a grandes empresas. A Light & Power Company, posteriormente denominada Rio de Janeiro Tramway, uma empresa canadense que se instituiu no Rio de Janeiro em 1899⁴.

Em 1934, a República Federativa do Brasil passou a

administrar e deliberar sobre o funcionamento dos setores de água e energia elétrica por meio do Código de Águas, que permitia que a União gerisse a concessão de serviços públicos relacionados à eletricidade⁵. Na década de 40, o Estado atuou de forma prática na produção de energia elétrica, fazendo investimentos no setor, como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco, a CHESF em 1945⁶.

Até o início do ano de 1970, conforme aponta Doile (2012)⁷, não houve alterações no setor elétrico. Em 1974, estabeleceu-se uma tarifa uniforme em todo o país e, através da RGG (Reserva Global de Garantia), as concessionárias que detinham recursos excedentes teriam que transferi-los para as concessionárias com menos recursos⁸, assim a assimetria na estrutura tarifária foi amenizada.

Doile (2012)⁷ ressalta que, a década de 90 se iniciou com a troca de um modelo horizontal por um modelo vertical (parte dele) por meio do RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, por meio do Ministério de Minas e Energia – MME. O objetivo era aumentar a competitividade na comercialização de energia elétrica. Houve também a privatização de empresas estatais e um grande investimento no setor. Esta nova concepção do setor acarretou na criação da ANEEL.

Nos anos 2000, a principal fonte de energia no Brasil eram as hidrelétricas. Por conta de um grande período sem chuvas, os reservatórios sofreram uma diminuição quantitativa, culminando no racionamento do recurso. A consequência desta limitação ocorreu em 2001, quando o fornecimento de energia passou por uma grande instabilidade⁹. O Governo Federal criou incentivos em projetos de conservação e inserção de fontes alternativas de energia no mercado como, por exemplo, a biomassa e as PCH's por meio do Projeto Prioritário de Térmica – PPT. Fontes de energia como eólica e solar também ganharam espaço.

4. Tarifas e tributos

4.1 Definição de tarifa

É importante ressaltar que tarifa não é o mesmo que o preço da fatura de energia elétrica. A conta de energia é composta pelo valor da tarifa, consumo e também pelos tributos. As tarifas empregadas na conta de energia do consumidor cativo são constituídas pela TUSD e TE. A TUSD não é objeto de estudo neste momento, pois ela é aplicada somente para os agentes de transmissão, que são responsáveis por atender os grandes consumidores e as distribuidoras.

4.2 Tarifa de uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A TUSD é estabelecida através do sistema de reajustes e de revisões tarifárias. Esta tarifa é reservada especificamente para as despesas de transporte de energia elétrica, os encargos e também os honorários da concessionária. Conforme BRASIL (2005)¹⁰, a TUSD é composta por três

componentes:

1-Transporte:

Fio B: O montante é referente ao uso de ativos da concessionária, a cota de recuperação destes ativos e os custos de operação.

Fio A: é o valor referente ao custo da utilização, instalação e perdas da rede básica, além da utilização de redes de outras distribuidoras.

2- Encargos

Esta parcela da tarifa restitui custos com investimentos em algumas áreas, são elas:

-) Encargos de Serviço de Sistema (ESS);
-) Contribuição sobre o Uso de Recursos Hídricos (CFURH);
-) Encargo de Energia de Reserva (EER);
-) Pesquisa e Desenvolvimento em Eficiência Energética (P&D-EE).

3- Perdas

Esta fração da tarifa é destinada a custos referentes a perdas, ressaltando que o valor atribuído a elas, muda conforme as regiões do país, são elas:

-) Perdas técnicas e Perdas não técnicas (são referentes a furtos de energia, erros de medição, etc.);
-) Perdas da rede básica (subestações com valores de tensão maior ou igual a 230kV; esta rede é chamada de rede básica).

4.3 Tarifa de Energia – TE

Esta tarifa também é estabelecida por meio do sistema de reajustes e revisões, e possui quatro funções apresentadas a seguir¹¹:

Energia

É a parte da tarifa que restitui a aquisição de energia que é vendida para os consumidores, inclusive a energia que é gerada pela própria concessionária e a que é adquirida.

As outras três componentes são: Transporte, Encargos e Perdas, que por sua vez são as mesmas explanadas anteriormente.

4.4 Tributos

Tributos são pagamentos previstos em lei e tem a finalidade de garantir recursos para que o Governo cumpra suas funções, sendo assim os tributos não são instituídos pela ANEEL. Os tributos vinculados à conta de energia estão relacionados a tributos em nível federal (PIS e COFINS)¹, estadual (ICMS)² e municipal (CIP)³. Alguns tributos ocorrem sobre os custos de geração e transmissão,

¹ PIS: Programa de Integração social/COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

² ICMS: Imposto sobre a Circulação de mercadorias e Serviços. Este tributo é aplicado nos valores de demandas, ultrapassagens, consumo e excedente relativo.

enquanto outros somente nos custos de distribuição¹¹.

5. Modalidades tarifárias

Segundo a ANEEL, “as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas”¹², sintetizando, é o composto de taxas cobradas em relação ao consumo da energia elétrica e/ou sobre a demanda de potência, de acordo com a classe de consumo. As fórmulas apresentadas neste capítulo foram adaptadas / retiradas das Resoluções Normativas da ANEEL.

5.1 Grupo A

Consumidores que são atendidos com uma tensão maior ou igual a 2,3kV ou são atendidos por um sistema subterrâneo com tensões menores (ou seja, tensão secundária) são classificados como consumidores do grupo A. Este grupo é tarifado de acordo com a tarifa binômica e considera valores de demanda faturável. É subdividido conforme apresentado abaixo:

-) A1: tensão maior ou igual a 230kV.
-) A2: tensão de 88 a 138kV.
-) A3: tensão de 69kV;
-) A3 a: tensão de 30 a 44kV;
-) A4: tensão de 2,3 a 25kV;
-) AS: atendido pelo sistema subterrâneo.

5.2 Grupo B

Este grupo contempla consumidores que utilizam uma tensão menor que 2,3kV os chamados pequenos consumidores. A modalidade tarifária para este grupo é a tarifa monômica, que utiliza apenas o consumo mensal registrado¹³. Os subgrupos são os seguintes:

-) B1: Residencial (inclui residencial baixa renda);
-) B2: Rural (inclui irrigações públicas e cooperativas rurais);
-) B3: Restante das classes;
-) B4: Iluminação Pública.

Para que o cliente faça um melhor uso do sistema elétrico e da energia elétrica, a ANEEL disponibiliza para os compradores as modalidades tarifárias que são escolhidas conforme apresentado a seguir.

5.3 Tarifa Convencional Monômica

Esta forma de tarifação possui apenas uma componente, a do consumo em kW em um espaço de tempo

³ CIP: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública. Este tributo é arrecadado pela distribuidora e repassado aos municípios.

(mês). De acordo com a Resolução Normativa¹⁴, esta modalidade tarifária atende consumidores do grupo B e, com algumas ressalvas, os consumidores do grupo A. Nesta modalidade, não são considerados os postos tarifários. O cálculo da fatura acontece da seguinte maneira: kWh x R\$/kWh, e está representado abaixo pela equação (1):

$$VF = \frac{C \times T}{1 - (TC + P + C)} \quad (1)$$

Onde:

VF = Valor da fatura;

C = Consumo registrado;

TC = Tarifa referente ao consumo.

5.4 Tarifa Convencional Binômia

Esta modalidade possui duas partes: uma é referente ao consumo e a outra, referente ao pico de potência demandado. Sendo assim, esta tarifa é aplicada aos consumidores do grupo A, subgrupo A3a, A4, AS. Possui duas tarifas: uma referente ao consumo de energia elétrica e outra referente à demanda contratada. Nesta modalidade, não se leva em consideração os postos horários. O cálculo está representado na equação (2). Nesta forma de tarifação, o consumidor pode ser penalizado caso exceda à potência que foi contratada. A penalização se faz necessária para que não haja sobrecargas no sistema¹⁴.

$$VF = \frac{(C \times T) + (D \times T)}{1 - (TC + P + C)} \quad (2)$$

Onde:

VF = Valor da fatura;

C = Consumo registrado;

TC = Tarifa referente ao consumo;

D = Demanda Contratada;

TD = Tarifa referente à demanda.

5.5 Modalidades Tarifárias Horossazonais

5.5.1 Conceitos de Períodos

5.5.1.1 Período de Ponta

É o intervalo do dia, entre as 18h às 21h, e no horário de verão das 19h às 22h. É o período do dia em que o sistema opera com cargas maiores. Este horário é uma sugestão da distribuidora, porém quem aprova é a ANEEL, sendo assim este horário não é padrão. O período é aplicado de segunda a sexta, com exceção dos feriados nacionais¹³.

5.5.1.2 Período Fora de Ponta

Este período compreende as demais horas do dia e finais de semana, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Páscoa, Corpus Christi e os demais feriados nacionais. Neste período o consumidor possui maior autonomia na utilização de energia elétrica, pois as tarifas neste são menores.

5.5.1.3 Período Úmido

Este é o período que complementa o período seco. É referente aos meses de dezembro a abril, sendo cinco ciclos sucessivos de rendimentos da concessionária. Nestes ciclos, aos valores de consumo e demanda, são atribuídos valores de tarifação menores¹³.

5.5.1.4 Período Seco

Este período é compreendido como o intervalo de maio a novembro referente a sete ciclos sucessivos de rendimentos da concessionária. Assim como no período de ponta, as tarifas deste período são maiores¹³.

5.5.2 Tarifa Horossazonal Verde

A tarifa horossazonal verde permite a tarifação diferenciada para cada tipo de consumo e apenas uma única tarifa de demanda para qualquer horário de uso. A modalidade é reservada aos consumidores que possuem uma carga baixa no período de ponta e se aplica apenas para consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Esta modalidade funciona baseada nos períodos do ano (seco e úmido) e nas horas do dia (ponta e fora de ponta) e determina um contrato com a concessionária. Este contrato pode ser realizado com um valor de demanda para o período seco e outro valor para o período úmido. No intervalo de maio a novembro (período seco), as tarifas referentes às horas do dia (ponta e fora de ponta) possuem valor maior em relação ao período úmido¹²:

$$C = (T_p \times C_{mp}) + (T_{fp} \times C_{mfp}) \quad (3)$$

Onde:

C: Consumo;

T_p: Tarifa cobrada no horário de ponta;

T_{fp}: Tarifa cobrada no horário fora de ponta;

C_{mp}: Consumo medido no horário de ponta;

C_{mfp}: Consumo medido no horário fora de ponta.

O cálculo da demanda é realizado conforme a equação abaixo. O valor utilizado para o cálculo é o valor de demanda medida, mas somente se este não for maior que 10% do valor de demanda que foi contratada.

$$D = T_d \times D_c \quad (4)$$

Onde:

D: Demanda;

T_d: Tarifa de demanda;

D_c: Demanda Contratada.

O cálculo da ultrapassagem apresentado na equação (5) é realizado apenas nos casos em que a demanda medida for maior que 10% da demanda contratada.

$$U = T_u \times (D_m - D_c) \quad (5)$$

Onde:

U: Parcela de ultrapassagem;

T_u: Tarifa de Ultrapassagem;

Dm: Demanda medida;
Dc: Demanda Contratada.

5.5.3 Tarifa Horossazonal Azul

Os subgrupos A1, A2 e A3 são adaptados obrigatoriamente na modalidade tarifária horossazonal azul. Os subgrupos A3a, A4 e AS têm a opção de se enquadrar ou não na modalidade. A modalidade também é atribuída aos usuários que possuem fator de carga maior no período de ponta. A tarifa azul compõe tarifas distintas, conforme período do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido). Assim como na modalidade horossazonal verde, esta modalidade também determina que seja realizado um contrato com a concessionária, a fim de determinar valores de demanda. Neste caso, o contrato permite dois valores de demanda: um referente ao período de ponta e outro ao período fora de ponta. O cálculo da conta de energia elétrica dos consumidores submetidos a esta modalidade está representado nas equações (6), (7) e (8). Os valores são referentes à demanda, consumo e ultrapassagem (se existir)¹².

$$C = (Tp \times Cmp) + (Tfp \times Cmp) \quad (6)$$

Onde:

C= Consumo;
Tp: Tarifa cobrada no horário de ponta;
Tfp: Tarifa cobrada no horário fora de ponta;
Cmp: Consumo medido no horário de ponta;
Cmfp: Consumo medido no horário fora de ponta.

A demanda é determinada levando em consideração os valores de demanda contratada para os dois períodos do dia (ponta e fora de ponta) e os valores das tarifas referentes a cada período. A tarifação da demanda não é distinguida em relação aos períodos seco e úmido.

$$D = (Tdp \times Dp) + (Tdfp \times Dfp) \quad (7)$$

Onde:

D: Demanda;
Tdp: Tarifa de demanda no horário de ponta;
Tdfp: Tarifa de demanda no horário fora de ponta;
Dp: Demanda na ponta;
Dfp: Demanda fora de ponta.

Os limites de tolerância de ultrapassagem da demanda contratada têm valor de 10% para os subgrupos A4 e AS e de 5% para os subgrupos A1, A2 e A3.

$$U = [Tup \times (Dmp - Dcp)] + [Tufp \times (Dmfp - Dcfp)] \quad (8)$$

Onde:

U: Ultrapassagem;
Dmp: Demanda medida no horário de ponta;
Dmfp: Demanda medida fora do horário de ponta;
Dcp: Demanda contratada para o horário de ponta;
Dcfp: Demanda contratada para o horário fora de

ponta;

Tup: Tarifa de ultrapassagem na ponta;
Tufp: Tarifa de ultrapassagem fora de ponta.

5.5.4 Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma possibilidade disponibilizada para consumidores do grupo B, exceto residencial baixa renda e iluminação pública (pelo motivo de que estes consumidores não possuem a possibilidade de adaptação do consumo). É uma segunda opção de tarifação monômnia. Contudo, o consumidor que opta pela tarifa deve arcar com os custos de instalação do medidor, que é diferente do convencional, por proporcionar mais informações¹⁵. Passou a vigorar nesta nova forma de tarifação, além dos períodos de ponta e fora de ponta, o período intermediário (é o período referente a uma hora antes do horário de ponta e uma hora depois do horário de ponta), que atua somente nesta modalidade tarifária. Nos períodos intermediários e de ponta, o valor da tarifa é mais caro. Fins de semana e feriados nacionais a tarifa é referente ao período fora de ponta¹⁵.

A normativa prevê ainda que até o ano de 2020 a tarifa estará disponível a todos os consumidores que compõem o grupo B.

6. Multas

Este capítulo tem o objetivo de apresentar as principais multas aplicadas no cálculo da fatura do consumidor: multa por ultrapassagem da demanda contratada e multa por excedente reativo. No entanto, existem outras multas como, por exemplo, multa por atraso no pagamento da fatura ou multa por furto de energia elétrica, porém o valor atribuído a estas varia de acordo com a concessionária e não serão abordadas neste trabalho. Os cálculos apresentados até o momento, não levaram em consideração as multas, entretanto elas são relevantes para o consumidor que deseja diminuir o valor da fatura.

6.1 Multa por ultrapassagem da demanda contratada

A demanda contratada é a demanda que, é oferecida pela distribuidora de acordo com os valores registrados em contrato, ou seja, o consumidor contrata esta demanda, e se compromete a usar somente o valor contratado. Como a demanda contratada se aplica somente a consumidores do grupo A, esta multa também só se aplica a eles. A multa é usada quando o valor excede 5% da demanda contratada, e o cálculo está representado pela equação (9) conforme a Resolução Normativa BRASIL (2010a)¹⁶:

$$DULTRAPASSAGEM(p) = [PAM(p) - PAC(p)] \times 2 \times VRDULT(p) \quad (9)$$

Onde:

DULTRAPASSAGEM (p) = valor correspondente à demanda excedente, de acordo com o posto horário “p”, quando cabível;

PAM (p) = demanda medida (kW) em cada posto horário “p”, quando cabível;

PAC (p) = demanda contratada (kW), por posto horário “p”, quando cabível;

VRDULT (p) = valor da tarifa de demanda (kW);

(p) = posto horário: ponta ou fora de ponta, ou ainda o período de faturamento da modalidade tarifária binômia.

6.2 Multa por excedente reativo (fator de potência)

Conforme Resolução Normativa¹⁴, o fator de potência é definido por meio da equação (2):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (10)$$

Onde:

fp = fator de potência;

P = Potência ativa;

Q = Potência reativa.

A resolução também apresenta o cálculo para o excedente reativo, conforme a equação (11) e define que o limite é 0,92, ou seja, 92% da potência fornecida pela concessionária deve ser utilizada, transformada em trabalho:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE}$$

$$D_{RE}(p) = \left[MAX_{T=1}^{n2} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE}$$

Onde:

ERE = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR”, no período de faturamento, em Reais (R\$);

EEAMT = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

fR = fator de potência de referência igual a 0,92;

fT = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

VRERE = valor de referência equivalente à tarifa de energia “TE” da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1,

em reais por megawatt/hora (R\$/MWh);

DRE = valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR” no período de faturamento, em Reais (R\$);

MAX = função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “p”;

PAF = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VRDRE = valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

PAM = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “T”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW).

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia.

7. Bandeiras tarifárias

As bandeiras são uma forma de informar ao consumidor sobre a melhor maneira de utilizar a energia, e tornar a conta de energia elétrica mais compreensível. Elas indicam os custos referentes à geração de energia, que serão cobrados na próxima etapa de medição. Desta forma, foram instituídas três cores de bandeiras, e conforme ANEEL (2017)¹⁷, elas são baseadas em condições para geração de energia, são elas: vermelha, verde e amarela, que mostram ao consumidor se o preço a ser pago pelo consumo será mais alto ou mais baixo. O objetivo da criação das bandeiras é de poupar a água dos reservatórios das hidrelétricas em épocas de poucas chuvas. A preservação da água dos reservatórios é feita acionando as usinas termelétricas, que possuem um custo de geração maior que o das hidrelétricas. É por conta desta diferença de custo de geração que, quando as termelétricas (bandeiras amarela e vermelha) são acionadas, o valor da fatura do consumidor tem um aumento. As bandeiras são acionadas conforme dois critérios utilizados pela ANEEL: o valor do CMO⁴ e dos ESS SE⁵ de cada um dos subsistemas (sul, norte, nordeste, sudeste, centro-oeste). Os valores são deliberados pelo ONS uma vez por mês, e também é de responsabilidade do ONS a decisão de acionar ou não as usinas.

⁴ CMO: Custo Marginal de Operação. É referente às despesas que o sistema tem para suprir 1MW/h a mais, utilizando para isso a capacidade de geração existente.

⁵ ESS SE: Encargos de Serviços de Sistema por Segurança

Energética. É o encargo que supre os gastos com o acionamento das usinas térmicas.

7.1 Bandeira Verde

A bandeira verde corresponde a situações favoráveis de geração, ou seja, as hidrelétricas atuam normalmente¹⁷.

7.2 Bandeira Amarela

Neste caso, as condições de geração são menos propícias, e as usinas térmicas são acionadas¹⁷.

7.3 Bandeira Vermelha (Patamar 1)

Esta bandeira é utilizada quando a demanda está alta e as condições de geração não são propícias. Desta forma, as usinas térmicas são ativadas e geram o acréscimo no valor da fatura¹⁷.

7.4 Bandeira Vermelha (Patamar 2)

As condições de geração neste caso são muito mais difíceis, e a demanda é alta, sendo assim as termelétricas são ativadas. O acréscimo é ainda maior¹⁷.

8.Reajuste E Revisões

As revisões e o reajuste tarifário são realizados pela ANEEL e consistem no procedimento de verificação e adequação dos valores das tarifas. Nestes processos, os valores podem ser modificados de acordo com as alterações do mercado e também dos custos de geração, transmissão e distribuição. Eles estão previstos em contrato entre as distribuidoras e a ANEEL, e também são previstos por lei. O objetivo é assegurar, tanto para as concessionárias quanto para o consumidor, uma tarifa conveniente. O processo é dividido em: Revisão tarifária periódica, Revisão tarifária extraordinária e Reajuste tarifário anual.

8.1 Reajuste tarifário

Conforme ANEEL (2017a)¹⁸, o reajuste acontece anualmente no intervalo entre as revisões. O processo é realizado efetuando dois cálculos. Um baseia-se na realocação tarifária, ou seja, é estabelecido um valor (maior ou menor) para a tarifa que seja suficiente para a concessionária garantir os custos não gerenciáveis e custos gerenciáveis. A parcela B é corrigida por meio do índice de inflação (IPCA ou IGP-M), que é posteriormente subtraído do Fator X. A equação (13) representa o cálculo que é efetuado no processo de reajuste, e posteriormente é aplicado cada um dos termos da equação.

$$\text{Reajuste} = \text{Parcela A} + \frac{\text{Parcela B} \times (\text{IGP-M} - \text{Fator X})}{(13)}$$

8.1.1 Custos Gerenciáveis (Parcela B)

São custos que provêm de serviços oferecidos pela concessionária (distribuição, custos com entregas e leitura de faturas, manutenção, investimentos, atendimento ao consumidor). Eles também são denominados Parcela B, e

o termo é utilizado em contratos de concessão. Os custos (com relação a valores) são baseados no conceito de Empresa Referência, que é fundamentado na identificação de empresas com práticas eficientes (menos perdas e mais qualidade, entre outras características), e por meio da comparação entre elas são definidos os valores¹⁸.

8.1.2 Custos Não Gerenciáveis (Parcela A)

Para que o processo de reajustes seja executado, são transferidos os valores dos custos não gerenciáveis, também chamados de Parcela A.

Estes são custos que a concessionária não gerencia, e estão relacionados à aquisição de energia, o preço do transporte da energia e os encargos setoriais.

8.1.3 Fator X

Tem-se uma predisposição de que o ganho das concessionárias aumente ao longo dos anos, por conta do crescimento do consumo de energia elétrica e do mercado. O Fator X tem o objetivo de retornar para o consumidor estes rendimentos, por meio da aplicação do fator X nos cálculos da revisão tarifária periódica. Este fator é definido pela ANEEL e geralmente reduz as taxas de reajustes que são cobradas. Abaixo tem-se a figura com as parcelas que compõem o valor final da energia elétrica¹⁸.

8.2 Revisão Tarifária

A revisão tarifária, diferente do reajuste, acontece a cada quatro anos (exceto a revisão extraordinária), e é estabelecida no contrato de concessão.

8.2.1 Revisão Tarifária Periódica

Como já dito, esta revisão é realizada periodicamente a cada 4 anos e ainda segundo ANEEL (2017a)¹⁸, tem a finalidade de estabelecer a arrecadação que a concessionária, receberá para realizar a prestação de serviço com eficiência e qualidade. A revisão é obrigatória e todas as concessionárias que operam no setor elétrico no Brasil devem passar por este processo, sendo 64 concessionárias no total.

Com relação ao valor das tarifas, pode ser maior ou menor, dependendo de fatores já mencionados, como a comparação entre as tarifas brasileiras e as de outros países, mudanças no sistema dos preços do mercado entre outros fatores. Por meio da revisão tarifária, as concessionárias buscam a readequação (de contas) que não foi possível conseguir.

8.2.2 Revisão Tarifária Extraordinária

A pedido da concessionária, a ANEEL pode em qualquer momento efetuar a Revisão Tarifária Extraordinária. Esta revisão acontece quando houver a ocorrência de desequilíbrio na economia, posterior à assinatura de contratos de concessão, alterações em encargos e tributos. A re-

visão é permitida, desde que a não realização dela provoque impactos na empresa, e isto deve ser devidamente comprovado.

4. DISCUSSÃO

A tarifa é uma importante ferramenta na relação entre consumidores e concessionárias de distribuição, pois deve proporcionar o equilíbrio entre ambos. A criação do sistema tarifário, também contribuiu para que empresas do ramo se tornassem rentáveis, já que antes eram poucas empresas que tinham condições de se manter neste ramo. Sendo assim, pode se dizer que a criação do sistema tarifário indiretamente aumentou a competitividade entre as empresas, favorecendo tanto os consumidores, quanto as empresas desta esfera de atuação. É possível constatar também, que a tarifa de energia elétrica é resultado de dois fatores: políticas públicas do setor elétrico, e as características dos recursos naturais. É nítido que a disponibilidade dos reservatórios das hidrelétricas, afeta o consumidor final, a comprovação deste fato é o sistema de sinalização de bandeiras tarifárias. Com relação às políticas públicas relacionadas ao setor elétrico, observa-se que os custos destas atividades públicas, atingem intensamente as tarifas de energia elétrica, o exemplo pode ser dado por meio da quantidade de impostos e tributos inseridos nas tarifas de energia elétrica.

5. CONCLUSÃO

Por meio desta pesquisa, pode-se concluir a relevância do sistema tarifário, uma vez que a energia elétrica é essencial para o desenvolvimento socioeconômico de um país. Desta forma, o trabalho cumpre seus objetivos apresentando as características do sistema tarifário, analisando a forma de tarifação do serviço de distribuição, e por fim possibilitando o entendimento do processo de tarifação.

AGRADECIMENTOS

A FEITEP pelo incentivo a realização da pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] Mafra, Débora Dutra. Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina. 2010. 90 f. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) - Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC, 2010.
- [2] Brasil. 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. Brasília, DF.
- [3] Rampazzo Lino. Metodologia .ed.São Paulo: Edições Loyola, 2005.
- [4] Seabra, Odete Carvalho de Lima. Energia Elétrica e Modernização Social: As implicações do sistema hidrelétrico e do sistema técnico de drenagem superficial na Bacia do Alto Tietê em São Paulo. In: CAPEL, Horacio Sáez; COSTA, Vicente Casals (Org.) et al. Capitalismo e História da Eletrificação, 1890- 1930. Barcelona: Ediciones del Serbal, 2013, p. 16
- [5] Brasil. Decreto nº24.643, de 10 de julho de 1934 Decreta o código de águas. Brasília, DF.
- [6] Pinto Junior, Helder *et al.* Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, p. 227-236.
- [7] Doile, Gabriel Nasser Doyler de. História do Setor Elétrico Brasileiro. In: NERY, Eduardo (Org.) et al. Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- [8] Brasil. Decreto nº1.383, de 26 de dezembro de 1974. Altera a redação do artigo 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências. Brasília, DF.
- [9] Carvalho, Carlos Eduardo Vieira de. Regulação de Serviços Públicos: na perspectiva da Constituição Econômica Brasileira. Belo Horizonte: Del Rey, 2007. p. 159.
- [10] Brasil. ANEEL. Resolução Normativa nº166 de 10 de outubro de 2005. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). Disponível em: https://www.Maxwell.vrac.pucrio.br/12363/12363_10.PDF. Acesso em: 10 set. 2017.
- [11] ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Tarifas de Energia. 2016. Disponível em <http://www.abradee.com.br/setordedistribuicao/tarifasdeenergia/tarifasdeenergia>. Acesso em 15 nov. 2017.
- [12] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Modalidades Tarifárias. 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifasconsumidores/asset_publisher/zNaRBjCLDgBE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 12 set. 2017.
- [13] COPEL-Companhia Paranaense de Energia. Tarifas de Energia da COPEL. 2017. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nível2.jsp?endereço=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagco-pel2.nsf/%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>. Acesso em 13 nov. 2017.
- [14] Brasil. ANEEL. Resolução Normativa nº414 de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em 20 set.2017.
- [15] Brasil. ANEEL. Resolução Normativa nº733 de 6 de Setembro de 2016. Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/resultado/ren2016733.pdf>. Acesso em 08 nov. 2017.
- [16] Brasil. ANEEL. Resolução Normativa nº414 de 9 de setembro de 2010a. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 20 set. 2017.
- [17] ANEEL. Bandeiras Tarifárias. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em 12 set.2017.
- [18] ANEEL. Entendendo a tarifa. 2017a. Disponível em:http://www.aneel.br/entendendotarifa/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/rereajustarifaioanual/654800.Acesso em 13 set. 2017.