

# 1

## Introdução

### 1.1.

#### O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro (SEB) passou por profundas mudanças nos últimos anos. Tal processo teve por finalidade estimular as práticas eficientes nas empresas de distribuição, viabilizar a expansão da capacidade de geração e acompanhar o aumento da demanda decorrente do crescimento econômico. As práticas regulatórias adotadas no setor elétrico brasileiro têm como principais objetivos a garantia da segurança no suprimento de energia elétrica; a modicidade tarifária através da prática de tarifas baixas e competitivas; e a universalização do acesso e uso da energia elétrica.

No Brasil, a tarifa de energia elétrica que deve ser paga pelos consumidores finais da energia elétrica é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O modelo tarifário usado em um determinado país está ligado necessariamente ao tipo de regulação nele praticado. No Brasil, até meados dos anos noventa, utilizava-se a regulação por custo do serviço. Entretanto, a partir das Leis nº8.987/95 e nº 9.427/96<sup>1</sup>, se deu início a um novo marco regulatório do setor. A tarifação passou a seguir as práticas do modelo de regulação por incentivo, onde as empresas são estimuladas a realizar resultados eficientes.

Segundo Pindyck e Rubinfeld (2000), o serviço de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não traz benefícios econômicos<sup>2</sup> à sociedade. Por essa razão, deve existir a figura do regulador para garantir que as tarifas sejam compostas apenas pelos custos que efetivamente se relacionam com os serviços prestados, segundo padrões eficientes definidos pela ANEEL, de forma a torná-las justas para o consumidor final.

---

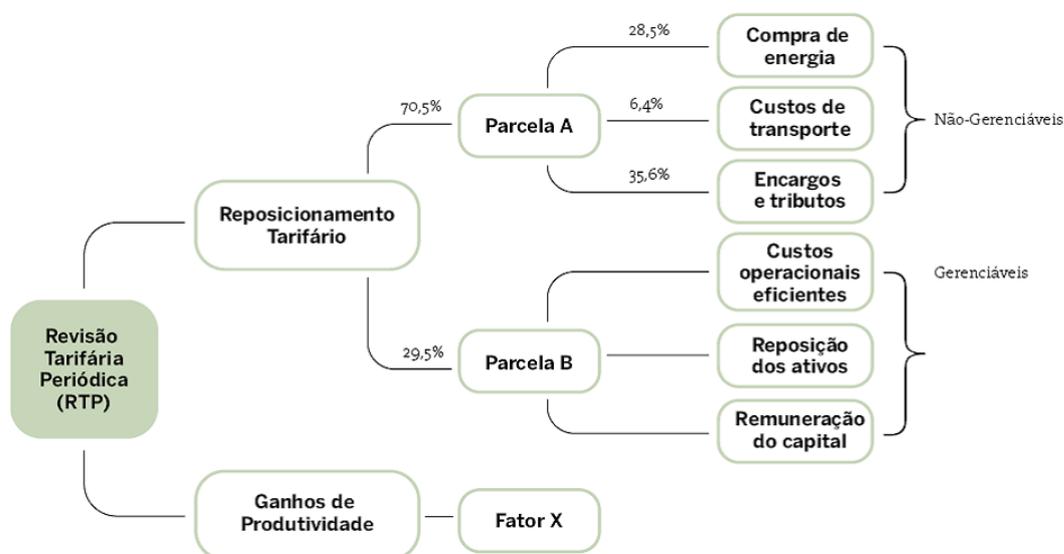
<sup>1</sup> Para maiores detalhes sobre a legislação aplicada ver item 8.1 do Capítulo 8 (Anexo).

<sup>2</sup> Uma situação de concorrência não levaria a redução do custo final de distribuição.

### 1.1.1.

#### Tarifação e Perdas Não Técnicas (PNT)

A tarifa de energia elétrica é calculada através da soma do que a ANEEL chama de Parcela A e Parcela B, ponderada pelo ganho de produtividade obtido pelas empresas ao longo do ciclo tarifário. As duas principais componentes tarifárias levam em consideração custos não gerenciáveis (Parcela A) e custos gerenciáveis (Parcela B). A ANEEL é responsável por estipular metas eficientes para os parâmetros gerenciáveis (Parcela B), e assim o faz, seguindo o modelo conhecido pelo setor como Modelo de Empresa de Referência, onde uma hipotética empresa eficiente dita os parâmetros que cada distribuidora deve realizar. Caso os números apresentados pelas empresas de distribuição fiquem aquém das metas regulatórias, a diferença entre os valores será assumida pelas próprias distribuidoras, não podendo ser repassada à tarifa.



Fonte: Instituto ACENDE

Figura 2– Composição da Tarifa de Energia Elétrica

Como se pode observar na figura 1, o custo com a compra da energia é o fator de maior peso na composição final da tarifa (28,5%). As despesas com compra de energia estão alocadas na Parcela A, ou seja, deveriam ser

consideradas um *pass-through*<sup>3</sup> para a tarifa. Entretanto, a energia comprada pelas distribuidoras é dimensionada para atender a totalidade de sua carga demandada, o que engloba o mercado efetivamente faturado e o não-faturado. Ou seja, os consumidores que são faturados arcam com o custo total da energia comprada para o seu atendimento e para o atendimento de consumidores irregulares (perdas não técnicas) – o que não é justo. É papel do regulador construir mecanismos para que a responsabilidade sobre o problema seja dividido pela sociedade e distribuidoras.

## 1.2.

### O Problema

Segundo recentes dados da ANEEL, o montante de perdas de energia soma aproximadamente 52.612 GWh/ano. Em termos percentuais, isso significa dizer que de toda energia elétrica injetada no Sistema Integrado Nacional – SIN, aproximadamente 13% não é faturada pelas empresas de distribuição. Do total de energia perdida, aproximadamente 44% são relativos a furtos de energia elétrica, o que corresponde a 23.236 GWh. Araújo e Oliveira (2010) fazem uma análise comparativa entre o primeiro e o segundo ciclo de revisão tarifária, encerrados em 2005 e 2009 respectivamente, na qual calcularam um aumento da ordem de 13% no montante de energia consumida irregularmente. Furtos de energia recebem diversas denominações populares, como “gato”, como é usualmente conhecido no Rio de Janeiro e “gambá” em Recife, entretanto, em termos técnicos, o nome atribuído é “perda comercial”. Por sua vez, entende-se que perdas comerciais somadas a erros de medição compõem as “perdas não técnicas”. Como a parcela associada a erros de medição é insignificante diante da grandeza das perdas comerciais, costuma-se generalizar e tratar perdas comerciais como sendo perdas não técnicas. É essa a definição que será utilizada nesse trabalho.

Os prejuízos financeiros causados pelas perdas não técnicas chegam a montantes exorbitantes. Ainda segundo o artigo de Araújo e Oliveira (2010), considerando a tarifa média de compra das empresas distribuidoras obtidas nas respectivas revisões tarifárias (R\$ 94/MWh), o rombo causado pelas perdas não

---

<sup>3</sup> Repasse integral à tarifa.

técnicas chega à ordem de R\$ 2,2 bilhões, isso tratando-se apenas do valor do MWh. Devem ser considerados ainda custos com transmissão e distribuição da energia. Baseando-se na tarifa média de venda de R\$ 252,59/MWh, as perdas não técnicas custariam R\$ 5,87 bilhões anuais. Além disso, deixam de ser arrecadados impostos da ordem de quase R\$ 2 bilhões, totalizando prejuízos anuais que giram em torno de R\$ 7,8 bilhões.

Devem ser levados em consideração também aspectos um pouco mais abstratos, valores que normalmente não são calculados, mas que são sentidos, principalmente, no longo e médio prazo, como, por exemplo, o aumento do consumo irracional de energia. Unidades consumidoras que praticam irregularidade tendem a usufruir da energia elétrica de maneira não eficiente, uma vez que não vão pagar pela da energia consumida.

É intuitivo pensar que em uma residência que faz “gato” e não paga pela energia consumida use com mais frequência, e até de forma indiscriminada, alguns eletrodomésticos – ar condicionado mesmo em dias de temperatura amena, longos banhos usando chuveiro elétrico, etc. Este consumo extra motivado pela sensação da não obrigação financeira recebe o nome de consumo perdulário. No curto prazo, o consumo perdulário contribui com aumento da demanda, congestionamento no fio e pode levar a problemas relacionadas à qualidade do serviço de distribuição. No longo prazo, esse aumento do consumo e da potência demandada introduz sinais da necessidade de incremento na capacidade geradora do sistema, o que é extremamente negativo para a questão da sustentabilidade.

### **1.3.**

#### **Motivação**

Diante da dimensão dos prejuízos financeiros causados pelas perdas não técnicas e das suas implicações relacionadas a questões de sustentabilidade, organismos do setor vêm somando esforços e realizando ações de combate às perdas não técnicas. Pela ótica do regulador, há a preocupação de que os custos associados às perdas não técnicas não sejam repassados integralmente aos consumidores, que efetivamente pagam pela energia consumida. Sendo assim, a ANEEL deve incentivar as distribuidoras a promoverem ações de combate às perdas, para que assim a sociedade assumo o menor ônus possível.

Como já foi mencionado, a partir de 2004, o modelo de regulação do setor elétrico brasileiro é caracterizado por ser uma prática de regulação por incentivos. Sua aplicação tem por princípio a fixação de parâmetros gerenciáveis (ou parcialmente gerenciáveis) pela empresas e a reavaliação dos mesmos após certo período de tempo. Isso é feito com o objetivo de capturar os ganhos obtidos pelas distribuidoras e, posteriormente, repassá-los ao consumidor. Sob essa ótica, deve-se fixar um valor regulatório para perdas não técnicas e incentivar as empresas distribuidoras a cumprirem essa meta. Com isso emerge uma questão: Qual seria essa meta para cada empresa e como essa meta seria estipulada? A meta de cada empresa não pode ser subestimada - devem ser estipulados valores factíveis. Muito menos a meta pode ser superestimada – deve-se incentivar ao máximo a redução do percentual de perdas não técnicas. Reformulando as questões: Qual seria a meta eficiente para cada empresa e como essa meta seria estipulada?

No caso brasileiro, a ANEEL buscou metodologias que definem parâmetros eficientes via critérios de comparação, como por exemplo, a Yardstick Competition. Chong (2004) define esta metodologia como aquela em que o regulador utiliza-se de observações de algumas empresas para definir o valor de parâmetros, como por exemplo: Custos operacionais, lucros, investimentos, entre outros, de uma determinada empresa do mesmo mercado. A Yardstick Competition pode ser definida matematicamente da seguinte maneira:

Num contexto com N empresas com características similares, o modelo implica definir o parâmetro  $\rho$  de acordo com a função:

Equação 1 – Modelo Yardstick Competition

$$\rho_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i}^N \rho_j$$

$$R_i = \frac{1}{N-1} \sum_{j \neq i}^N R(\rho_j)$$

Onde:

$\rho_i$  = Valor do parâmetro  $\rho$  realizado pela empresa i;

$R_i$  = Despesa da empresa  $i$  associado à melhora do resultado de  $\rho$ .

Ou seja, o parâmetro  $\rho$  seria definido a partir da média do mesmo parâmetro das demais empresas com características parecidas. Assim, o estudo de Chong propõe que a média do desempenho de todas as empresas do mercado exceto a empresa  $i$  seria o nível eficiente de  $\rho$  para a empresa  $i$ .

Shleifer (1985) discute o modelo numa situação de firmas atuando sob condições diferenciadas, nas quais existiriam fatores não gerenciáveis que poderiam impactar no nível de perdas não técnicas realizado. Segundo o autor, se as variáveis que diferenciam os ambientes de atuação das firmas puderem ser observadas, as diferenças podem ser “controladas” através de modelos de regressão. Parece que essa segunda situação se encaixa melhor na realidade do mercado de distribuição de energia brasileiro.

Num país de dimensões continentais como o Brasil, os ambientes nos quais as empresas de distribuição de energia atuam são muito distintos. Sendo assim, a melhor abordagem para definir metas regulatórias seria a de Shleifer (1985). Há diversas características intrínsecas a cada área de concessão que influenciam nas perdas não técnicas realizadas, fazendo com que seus percentuais não sejam totalmente gerenciáveis pelas empresas. Esses fatores exógenos à gerência das distribuidoras devem ser mensurados e controlados (como cita Shleifer) na meta regulatória a ser definida. Seguindo essa linha, o modelo de Yardstick Competition pode ser representado como:

#### Equação 2 – Modelo Yardstick Competition de Sheifer

$$Y_i = \alpha' + \beta'\theta_i$$

onde:

$Y_i$  = Perdas não técnicas estimadas da empresa  $i$ .

$\theta_i$  = Vetor de variáveis que explicam heterogeneidade para a empresa  $i$ .

$\alpha'$ ;  $\beta'$  = Parâmetros estimados da regressão.

Visto isso, fica evidente a necessidade de discutir quais seriam as melhores variáveis não gerenciáveis e qual seria o melhor modelo adequado para estimar as perdas não técnicas. Mais à frente nesse estudo, será mostrado que, de acordo com a literatura existente, as variáveis não gerenciáveis relacionadas com as perdas não técnicas são predominantemente de cunho socioeconômico, sendo na maioria

das vezes relacionadas a dimensões como desorganização social, pobreza, violência, falta de presença do Estado, entre outras.

Adianta-se que a proposta do estudo é modelar o nível de perdas não técnicas através da abordagem linear generalizada, haja vista que existem indícios que a variável de interesse “perdas não técnicas” não segue a distribuição normal. Empiricamente pode-se imaginar que em um mercado em pleno funcionamento muitas empresas realizam níveis de perdas sempre maiores ou iguais a zero. Recorrentemente, esses níveis são baixos, com moda menor que dez por cento, com poucas empresas apresentando valores considerados muito altos. Ou seja, a variável “perdas não técnicas” poderia muito bem ser modelada por uma distribuição definida entre os reais maiores do que zero e assimétrica, seguindo, por exemplo, os arcabouços dos modelos lineares generalizados.

Finalmente, pode-se dizer que o presente estudo objetiva quantificar o impacto das variáveis não gerenciáveis nos níveis realizados de perdas não técnicas segundo as distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Não obstante, devem-se identificar quais seriam as variáveis relevantes nesse sentido e que relação estrutural elas mantêm com a variável de interesse. De posse desse modelo, é possível utilizar a metodologia de Yardstick Competition e assim comparar diretamente as empresas do setor, obtendo-se conclusões sobre seus resultados e definindo metas regulatórias para cada uma delas.

#### **1.4.**

#### **Estruturação do trabalho**

Após a introdução, o Capítulo 2 trás a análise da bibliografia referente à temática de perdas não técnicas. São apontadas as principais obras sobre o assunto no âmbito internacional e nacional, assim como as os trabalhos técnicos publicados pela ANEEL. Sobre os trabalhos mais relevantes, é construída uma pequena análise acerca de suas contribuições a este estudo.

O Capítulo 3 propõe uma discussão sobre quais seriam os principais fatores que influenciam as perdas não técnicas. Nele, são analisadas as principais

variáveis apontadas pela literatura dedicada ao tema e realizada uma análise exploratória dos dados.

O Capítulo 4 aborda a modelagem estatística. Em maiores detalhes serão apresentados os principais arcabouços dos modelos lineares generalizados e sua metodologia.

O Capítulo 5 trás os resultados da modelagem, bem como o melhor modelo final encontrado, as análises dos resíduos e testes e medidas de adequação dos dados.

No Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões do estudo, discussões finais e propostas de futuros trabalhos.