



**Texto de Discussão do Setor Elétrico**

**TDSE nº 76**

# **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas**

Nivalde José de Castro  
Daniel Ferreira  
Gabriel Castro  
André Sampaio

Copyright© 2017 Nivalde José de Castro, Daniel Ferreira, Gabriel Castro e André Sampaio  
Título Original: Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas

**Editor**

André Figueiredo

**Editoração Eletrônica**

Luciana Lima de Albuquerque

Q1 Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas /  
Nivalde de Castro, Daniel Ferreira, Gabriel Castro, André Sampaio. – Rio de Janeiro :  
Publit, 2017.  
27 p. : il. ; 28 cm. (Texto de discussão do setor elétrico, n. 76)

ISBN 978-85-93305-42-9

Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Mercado. 2. Energia elétrica – Distribuição – Brasil. I. Castro,  
Nivalde José de. II. Ferreira, Daniel. III. Castro, Daniel. IV. Sampaio, André. V. Grupo de  
Estudos do Setor Elétrico UFRJ.

CDD 333.79

CDU 338.246

**PUBLIT SOLUÇÕES EDITORIAIS**

Rua Bulhões de Carvalho, 524 – casa 3

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.081-001

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

Endereço Eletrônico: www.publit.com.br

# Sumário

Introdução .....	5
1 – Regulação da Qualidade .....	7
1.1 Regulamentação Vigente .....	7
1.2 Indicadores de Qualidade Utilizados .....	10
1.3 Evolução dos Indicadores de Qualidade no Brasil .....	13
2 – Perspectivas e Importância da Evolução da Qualidade .....	15
2.1 Evolução da Tecnologia .....	16
2.2 Evolução das Tecnologias de Informação e Comunicação .....	21
Conclusões .....	23
Referências Bibliográficas .....	26



## Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) atende a mais de 80 milhões de unidades consumidores, dos mais diversos tipos e perfis, através de 98 concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017a). Por ser um serviço essencial e cada vez mais fundamental na sociedade brasileira, é importante a contínua e permanente averiguação e controle de parâmetros técnicos da imensa e complexa rede de distribuição, que cobre a dimensão continental do Brasil. Assim, por se tratar de uma concessão pública em um segmento que apresenta uma estrutura de mercado de monopólio natural, o contrato de concessão das distribuidoras garante, por um lado, o equilíbrio econômico-financeiro, definindo, inclusive, as taxas de remuneração do capital regulatoriamente investido. Mas, por outro lado, exige como contrapartida níveis crescentes de qualidade e confiabilidade do serviço de distribuição da energia elétrica.

A responsabilidade pelo controle da qualidade do serviço na distribuição é da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual possui como uma de suas atribuições, segundo o art. 3º, XIX da Lei nº 9.427/1996, “*regular o serviço concedido, permitido e autorizado, e fiscalizar permanentemente sua prestação*” (BRASIL, 1996).

Considerando o planejamento da expansão do sistema de distribuição, existe e persiste uma escolha entre o custo e a confiabilidade do serviço (HESMONDHALGH *et al.*, 2012). Um sistema elétrico de distribuição com alto grau de confiabilidade requer níveis bastante elevados de investimento e manutenção, o que resulta em tarifas mais elevadas. Por outro lado, um sistema com poucos investimentos tenderá a ter menor qualidade, como, por exemplo, mais interrupções no fornecimento de energia, contudo com tarifas menores. Deste modo, o Regulador tem como função a estruturação de mecanismos que incentivem as distribuidoras a manterem a confiabilidade em um nível adequado e que, ao mesmo tempo, não onerem excessivamente o consumidor. Trata-se, assim, de um complexo e sensível desafio que afeta a totalidade das Agências Reguladoras no mundo, em especial as que atuam em países em desenvolvimento, com níveis de renda e de consumo de energia *per capita* baixos, como é o caso do Brasil.

No entorno desta definição, merece ser destacado que o nível da qualidade da energia elétrica fornecida é uma questão importante e mesmo estratégica em termos de competitividade notadamente para a classe de consumidores industriais, a qual geralmente opera com processos produtivos contínuos. Esses processos são cada vez mais sensíveis a interrupções no fornecimento, mesmo que de curtas durações, e a variações de frequência e de tensão. Com a dinâmica evolutiva das atividades produtivas, em particular com o conceito de “Indústria 4.0” e “Internet das Coisas”, é cada vez mais comum que o consumidor industrial seja mais impactado do que as outras classes de consumidores frente à qualidade do fornecimento de energia elétrica. Para as indústrias, há uma tendência crescente de considerarem e mesmo exigirem que a distribuidora aumente o nível de investimentos, de modo a diminuir a taxa de interrupções, para atender às suas necessidades de qualidade de fornecimento, independente do fato dos índices correntes de qualidade estarem de acordo com a regulamentação.

Segundo a regulamentação atual vigente no Brasil, no caso dos níveis de tensão mais elevados, os limites dos indicadores de qualidade são mais rigorosos e as multas aplicadas às concessionárias são maiores. Portanto, as distribuidoras possuem um incentivo adicional para manter os índices de qualidade dessas unidades consumidoras atendidas em tensões elevadas dentro dos limites estabelecidos. Entretanto, não existem metas diferenciadas pelas classes de consumidores, mas sim pelas características físico-elétricas dos conjuntos elétricos sob os quais recaem esses índices.

As responsabilidades da distribuidora com relação à manutenção de indicadores técnicos estão bem definidas pelas metas de qualidade atribuídas pelo Regulador, conforme a Resolução Normativa nº 414/2010. É importante ressaltar que a regulamentação vigente **veda a discriminação de tarifas entre unidades consumidoras** que se enquadram dentro da mesma classe de consumo, subgrupo de tensão, modalidade tarifária e modalidade de tarifação (ANEEL, 2010). Portanto, a regulamentação atual não permite que a distribuidora forneça, e cobre, por um serviço diferenciado para seus clientes. Prevalece, assim, o princípio da isonomia no marco regulatório.

Nesse contexto, os parâmetros de qualidade estabelecidos buscam atender a critérios que consideram o custo-benefício dos consumidores em geral, como um todo. Caso determinados consumidores desejem uma maior qualidade na prestação do serviço, a regulamentação permite arranjos que garantem a melhoria da qualidade, através de acordos realizados entre as distribuidoras e estes consumidores, mas tais custos não poderão ser socializados.

O presente texto de discussão constitui-se em um esforço do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) para analisar a atual regulamentação sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica, em especial no que se refere à repartição de custos, relativos ao aumento da qualidade, entre a distribuidora e as diferentes classes de consumidores. Ênfase será dada às oportunidades de inovações regulatórias que podem alterar a forma de tratar o problema da qualidade do fornecimento, especificamente para o segmento de consumidores a ela mais sensível, examinando, assim, as perspectivas futuras para a qualidade no setor, tanto pela ótica da tecnologia quanto pela ótica da possibilidade de novos arranjos regulatórios.

# 1

## Regulação da Qualidade

### 1.1 Regulamentação Vigente

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica são definidas pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010). Esta resolução define que a tarifa deve ser a mesma entre consumidores que se enquadrem na mesma categoria. Ou seja, consumidores da mesma classe de consumo, subgrupo de tensão, modalidade tarifária e modalidade de faturamento não podem ter tarifas diferentes entre si<sup>1</sup>.

Também de acordo com esta regulamentação, os investimentos em melhoria na qualidade do atendimento podem ser repassados à tarifa. Entretanto, esse repasse é limitado apenas aos investimentos necessários para atingir as metas de qualidade estabelecidas nas Revisões Tarifárias Periódicas, denominados por “investimentos prudentes”. Para o Regulador, os investimentos para melhoria nos indicadores de qualidade da energia acima das metas não podem ser repassados à tarifa.

Esta resolução (ANEEL, 2010) estabelece, em seu artigo 42, a possibilidade de participação financeira dos consumidores no caso de solicitações de aumento de carga, por meio de um contrato específico, celebrado previamente entre a distribuidora e os consumidores interessados. Ressalta-se

---

1 “Art. 140. Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a distribuidora deve cobrar as tarifas homologadas pela ANEEL, facultada a concessão voluntária de descontos, sem prejuízo daqueles previstos em lei, que tenham por objetivo uma ou mais das seguintes condições:

§1º A distribuidora somente poderá dispensar tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se distingam em uma ou mais das seguintes categorias:

I – classe de consumo;

II – subgrupo de tensão;

III – modalidade tarifária, ou

IV – modalidade de faturamento.” (ANEEL, 2010)

que a participação financeira do consumidor nas obras é a diferença positiva entre o seu custo e o encargo de responsabilidade da distribuidora, observando critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e menor custo global.

O art. 43, §2º estabelece que:

*“Caso a distribuidora ou o interessado opte por realizar obras com dimensões maiores do que as necessárias para o atendimento ou **que garantam níveis de qualidade de fornecimento superiores aos especificados na respectiva regulamentação**, o custo adicional deverá ser arcado integralmente pelo optante, devendo ser discriminados e justificados os custos adicionais.”*<sup>2</sup>

Dada a importância deste posicionamento regulatório, há a necessidade de um exame mais detalhado e minucioso do art. 43, desenvolvido em seguida.

O art. 43 define que o encargo de responsabilidade da distribuidora, denominado ERD, é determinado pela seguinte equação:

$$\mathbf{ERD} = \mathbf{MUSD}_{\mathbf{ERD}} \times \mathbf{K}$$

onde:

$\mathbf{MUSD}_{\mathbf{ERD}}$  é o montante de uso do sistema de distribuição a ser atendido ou acrescido para o cálculo do ERD, em quilowatt (kW)<sup>3</sup>;

$\mathbf{K}$  é o fator de cálculo do ERD, definido pela seguinte equação:

$$\mathbf{K} = 12 \times (\mathbf{TUSD Fio B}_{\mathbf{FP}}) \times \frac{(1 - \alpha)}{\mathbf{FRC}}$$

onde:

$\mathbf{TUSD Fio B}_{\mathbf{FP}}$  é a parcela da TUSD no posto tarifário fora de ponta, composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos de propriedade da própria distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW);

$\alpha$  é a relação entre os custos de operação e manutenção, vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas, e os custos gerenciáveis totais da distribuidora (Parcela B), definidos na última Revisão Tarifária Periódica; e

$\mathbf{FRC}$  é o fator de recuperação do capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista, sendo obtido pela equação:

---

2 Grifo nosso.

3 De acordo com o art. 43, §6º da Resolução Normativa nº 414/2010, para unidades consumidoras com faturamento pelo grupo A, o  $\mathbf{MUSD}_{\mathbf{ERD}}$  é a demanda contratada, e se enquadra na modalidade tarifária convencional binômica ou horária verde, a demanda contratada no posto tarifária fora de ponta, se enquadra na modalidade tarifária azul ou o valor do uso contratado para o seguimento fora de ponta, devendo ser feita a média ponderada caso tenham sido contratados valores mensais diferenciados. Já para unidades consumidoras com faturamento do tipo B, de acordo com o parágrafo 7º do mesmo artigo, o  $\mathbf{MUSD}_{\mathbf{ERD}}$  é a demanda obtida por meio da aplicação, sobre a carga instalada prevista, do fator de demanda da correspondente atividade dentro de sua classe principal. (ANEEL, 2010)



$$FRC = \left( \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \right)$$

onde:

*i* = a taxa de retorno adequada de investimentos, definida pelo Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), estabelecido na última Revisão Tarifária, acrescido da carga tributária, sendo obtido pela equação:

$$i = \text{WACC} / (1 - \text{carga tributária})$$

*n* é o período de vida útil, em anos, associado à taxa de depreciação percentual anual “*d*” definida na última Revisão Tarifária, sendo obtido pela equação:

$$n = \frac{100}{d}$$

Além disso, conforme o art. 44, II:

*“Art. 44. O interessado, individualmente ou em conjunto, e a Administração Pública Direta ou Indireta, são responsáveis pelo custeio das obras realizadas a seu pedido nos seguintes casos:*

*(...)*

*II – melhoria de qualidade ou continuidade do fornecimento em níveis superiores aos fixados pela ANEEL, ou em condições especiais não exigidas pelas disposições regulamentares vigentes, na mesma tensão do fornecimento ou com mudança de tensão, exceto nos casos de que trata o § 1º do art. 13;”* (ANEEL, 2010)

Portanto, de acordo com a regulamentação em vigor, é da responsabilidade do consumidor, interessado em uma melhor qualidade de fornecimento da energia distribuída do que a estabelecida nas Resoluções Autorizativas da ANEEL, o custeio das obras de melhoria de qualidade ou continuidade do fornecimento em níveis superiores aos fixados, a partir de um prévio acordo com a distribuidora. Além disso, o art. 46 estabelece que:

*“Art. 46. A distribuidora, por solicitação expressa do consumidor, pode realizar obras com vistas a disponibilizar-lhe o remanejamento automático de sua carga em casos de contingência, proporcionando padrões de continuidade do fornecimento de energia elétrica superiores aos estabelecidos pela ANEEL, observando-se que:*

*I – o uso adicional e imediato do sistema deve ser disponibilizado por meio da automação de manobras em redes de distribuição ou ainda pela instalação de dispositivos de manobra da distribuidora dentro da propriedade do consumidor, desde que por este expressamente autorizado;*

*II – o custo pelo uso adicional contratado, em montantes equivalentes aos valores contratados de demanda ou uso do sistema de distribuição, deve ser remunerado pelo consumidor*

*mediante a aplicação, respectivamente, da tarifa de demanda ou TUSD nos postos tarifários correspondentes;*

*III – é vedada a utilização exclusiva da rede, à exceção do trecho onde esteja conectada a carga a ser transferida*

*IV – o investimento necessário à implementação do descrito no caput deve ser custeado integralmente pelo consumidor;*

*V – a implementação condiciona-se ao atendimento dos padrões técnicos estabelecidos pela distribuidora e à viabilidade do sistema elétrico onde se localizar a unidade consumidora, sendo vedada quando incorrer em prejuízo ao fornecimento de outras unidades consumidoras; e*

*VI – quando da implementação das condições previstas neste artigo, estas devem constar do contrato de uso do sistema de distribuição” (ANEEL, 2010)*

Desta forma, como se pode observar com base nos artigos acima citados, o Regulador determina uma atribuição clara de responsabilidades quanto aos custos associados a investimentos na rede, inclusive os que visam o aumento da qualidade para um consumidor específico. Portanto, a posição da ANEEL é a de que, para além dos limites de qualidade estabelecidos, a responsabilidade é do consumidor, podendo este efetuar acordos com a distribuidora para realização de investimentos que permitam melhores patamares de qualidade do que aqueles estabelecidos pela regulamentação em vigor.

Caso contrário, os investimentos para atender interesses específicos seriam, posteriormente, repartidos entre diferentes usuários do sistema e muitos consumidores poderiam não estar de acordo com um maior pagamento ou não iriam se beneficiar pelo aumento da qualidade de fornecimento. Essa delimitação da responsabilidade da distribuidora faz-se necessária pela regulação para mitigar a existências de distorções nos preços pagos entre os usuários da rede. Trata-se, assim, da aplicação do Princípio da Isonomia.

## 1.2 Indicadores de Qualidade Utilizados

O conceito de qualidade do fornecimento de energia elétrica varia de acordo com o agente envolvido e com o uso que ele faz da eletricidade. De modo geral, e de acordo com Delgado (2002, p. 29), há duas categorias principais:

- i. **Qualidade da onda** (*Power Quality*): referente mais propriamente à qualidade do produto, dentro das especificações de frequência, tensão e ausência de distorções; e
- ii. **Qualidade do serviço ou confiabilidade** (*Power Reliability*): referente à disponibilidade do produto.

No Brasil, os principais indicadores coletivos para determinação da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica são:

- i. **DEC**: Duração Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora; e
- ii. **FEC**: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Em inglês, são chamados de *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) and *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI), respectivamente.

Estes indicadores medem, respectivamente, o tempo e a frequência médias de interrupção de um grupo de consumidores em um dado período de tempo. Em geral, critérios são utilizados para excluir dos cálculos certos tipos de interrupções, tais como:

- i. Interrupção causada por motivo de força maior, como desastres naturais; e
- ii. Duração da interrupção menor do que três minutos<sup>5</sup>.

Uma outra forma de o Regulador atuar, essa menos comum, é através de exigências nos critérios de planejamento. Por exemplo, exigindo-se que determinado circuito tenha redundância N-2 ou N-3<sup>6</sup>.

Os indicadores DEC e FEC são de caráter coletivo, relacionando-se a toda uma região elétrica. Há, também, indicadores específicos para o consumidor individual, que devem ter um patamar mínimo atingido pela distribuidora, sob pena de ressarcimento ao consumidor atingido por insuficiência de qualidade. Os principais indicadores individuais, análogos ao DEC e ao FEC, são:

- i. **DIC**: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou ponto de conexão; e
- ii. **FIC**: Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por ponto de conexão.

Outros indicadores utilizados no Brasil são:

- i. **DMIC**: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por ponto de conexão; e
- ii. **DICRI**: Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico<sup>7</sup> por Unidade Consumidora ou ponto de conexão.

Os limites dos parâmetros de qualidade no qual as distribuidoras devem operar são definidos pelo Regulador nas Revisões Tarifárias Periódicas. Como resultado da Audiência Pública nº 33/2009 (ANEEL, 2009), a ANEEL promoveu uma redefinição dos indicadores individuais de qualidade, revogando resoluções específicas que estabeleciam limites diferenciados desses indicadores para diferentes áreas de concessão, passando a considerar um único limite para cada faixa estabelecida pela Agência, conforme pode ser observado no Anexo I, da Seção 8.2 do PRODIST (ANEEL, 2016).

Caso as metas individuais sejam ultrapassadas, a distribuidora incorre em penalizações. Elas serão derivadas das eventuais transgressões das metas individuais das unidades consumidoras, definidas pelo percentual de ultrapassagem da meta multiplicado pelo encargo do uso do sistema de distribuição e por uma variável que se diferencia em relação ao nível de tensão no qual o consumidor se encontra.

---

5 Este critério é muito criticado pelas indústrias, pois interrupções neste intervalo de tempo causam danos e perdas aos processos produtivos mais sensíveis.

6 Isso significa dizer que, mesmo com a perda de 2 ou 3 elementos, o sistema continuará capaz de atender à carga.

7 Segundo o Módulo 1 do PRODIST, dia crítico é definido como: “Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados”. (ANEEL, 2016)

Os critérios adotados pelo Regulador para a definição desses limites passam também pela definição dos conjuntos de unidades consumidoras. Para tanto, são utilizadas informações sobre extensão das redes, energia consumida por classe, potência dos transformadores, quantidade de consumidores, entre outras informações. A partir da definição desses atributos físico-elétricos dos conjuntos de unidades consumidoras, são definidos limites de qualidade que apresentam uma trajetória decrescente com base nos valores estabelecidos pelas Resoluções Autorizativas da ANEEL. O propósito do estabelecimento de metas por conjuntos é possibilitar uma maior compatibilidade entre os limites de qualidade estabelecidos e os atributos físico-elétricos da localidade. Com base nos índices DEC e FEC, é publicado anualmente o “Indicador de Desempenho Global”, o qual permite a comparação entre o desempenho das diferentes distribuidoras do país.

No âmbito internacional, observa-se a necessidade, em alguns países, de contabilizar as interrupções de curta duração que não são consideradas no cálculo do FEC. Um exemplo bastante elucidativo pode ser observado na Austrália, onde se adota o indicador MAIFI (*Momentary Average Interruption Duration Index*)<sup>8</sup>, mesmo que nem todos os estados possuam equipamentos capazes de aferi-lo (HESMONDHALGH *et al.*, 2012). Esse indicador é particularmente importante para os consumidores industriais, pois interrupções de curta duração, as quais trazem poucos prejuízos aos consumidores residenciais, prejudicam os processos produtivos mais sensíveis, causando grandes transtornos e prejuízos às indústrias.

No âmbito nacional, para a definição da meta de qualidade a ser alcançada pelas distribuidoras, utiliza-se um mecanismo de Regulação por Comparação, denominado *yardstick competition*, em que são selecionados conjuntos elétricos com características físico-elétricos semelhantes, tais como área, extensão da rede, energia consumida, número de unidades consumidoras, dentre outras que são definidas como relevantes pelo Regulador, no momento da determinação dos limites. A partir da delimitação dos conjuntos elétricos semelhantes, são estabelecidos patamares a serem alcançados, que consideram como meta os melhores índices observados dentre os conjuntos selecionados (ANEEL, 2016).

As interrupções no fornecimento são eventos aleatórios que podem ter diversas causas, como curtos gerados por galhos, animais, vandalismo ou acidentes. A distribuidora deve investir para diminuir a probabilidade dessas ocorrências, questão essa ligada ao indicador FEC. Dada a ocorrência, a distribuidora deve realizar esforços para que a interrupção dure o menor tempo possível, o que se relaciona ao indicador DEC. Com o seu caráter estocástico, os custos associados à melhora desses índices são de difícil estimação. Além disso, esses custos não são passíveis de generalização, posto que estão ligados às especificidades de cada rede elétrica (i.e., fatores conjunturais ou estruturais, que muitas vezes não são capturados pela regulação, podem tornar determinada área inacessível para entrada das equipes de manutenção).

---

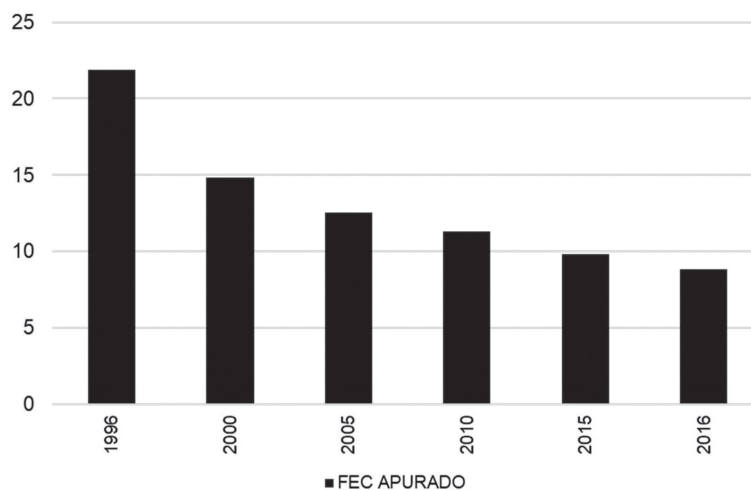
8 Uma variação do MAIFI é o MAIFIE (Momentary Average Interruption Frequency Index event). O MAIFIE considera o evento completo de interrupção. Por exemplo, se ocorrerem sucessivas tentativas malsucedidas de restaurar o sistema, isso conta como apenas um evento no MAIFIE, enquanto no MAIFI seriam contabilizadas várias interrupções.

Dessa forma, há uma dificuldade para saber se o investimento terá o resultado esperado em termos de diminuição de DEC e FEC. Por isso, mais do que definir os investimentos necessários ou metas ideais de qualidade, é importante que o Regulador defina trajetórias factíveis de melhora, que promovam um incentivo real para que as distribuidoras persigam, e nisso a ANEEL tem sido bem-sucedida, como será apresentado na próxima seção.

### 1.3 Evolução dos Indicadores de Qualidade no Brasil

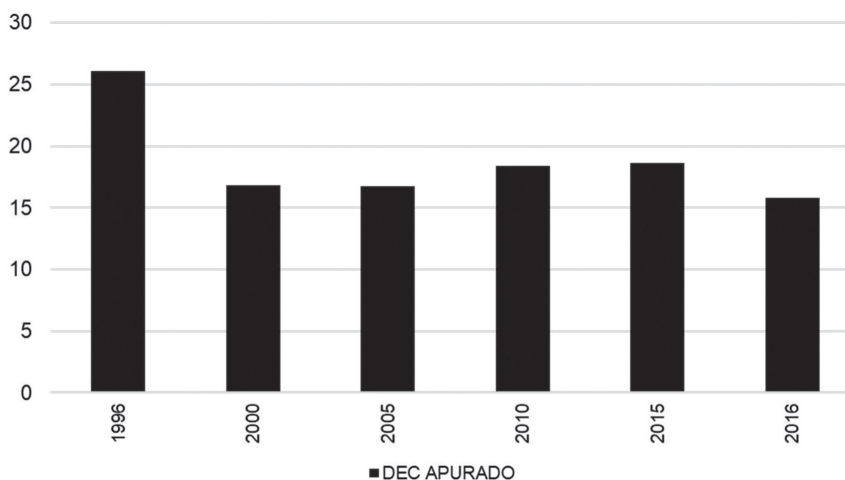
Conforme pode ser observado nos Gráficos 1 e 2, o marco regulatório estabelecido para a questão da qualidade de fornecimento de energia elétrica tem obtido relativo êxito.

Gráfico 1 – Evolução do Índice FEC: 1996-2016  
(Em nº de interrupções)



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2017).

Gráfico 2 – Evolução do Índice DEC: 1996-2016  
(Em horas)



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2017).

Nestes termos, os Gráficos 1 e 2 atestam que, entre 1996 e 2016, os índices FEC e DEC caíram, respectivamente, 60% e 39%, indicando que a regulação aplicada promoveu incentivos para as distribuidoras perseguirem as metas estabelecidas, o que está certamente ligado à sensibilidade dos modelos utilizados pela Agência quanto às diferentes características das redes de cada distribuidora.

# 2

## Perspectivas e Importância da Evolução da Qualidade

A qualidade da energia é um tema importante, especialmente para consumidores industriais, tendo em vista que, de modo geral, as unidades produtivas da indústria necessitam, cada vez mais, que o fornecimento de energia elétrica tenha um alto nível de qualidade para que não ocorram quebras no processo produtivo, provocando prejuízos na quantidade ou qualidade produzida. Entre os prejuízos passíveis de ocorrer no processo produtivo, podem ser citados (DELGADO, 2002):

- i. Interrupção da produção;
- ii. Perdas de informação;
- iii. Perda de matéria-prima;
- iv. Substituição e manutenção de equipamentos;
- v. Custos de religamento dos equipamentos;
- vi. Perda de credibilidade junto aos clientes;
- vii. Riscos à segurança dos trabalhadores; e
- viii. Riscos e impactos ambientais.

Frente a este conjunto de problemas que a qualidade do fornecimento de energia pode causar, emergem perspectivas favoráveis no curto e médio prazo, vinculadas ao contexto de inovações tecnológicas possibilitadas pela nova configuração que o SEB vem verificando, destacando-se, entre outros:

- i. Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos;
- ii. Desenvolvimento de Redes Inteligentes;
- iii. Sistemas de armazenamento de eletricidade; e
- iv. Difusão do uso das telecomunicações.

Esses *drives* tecnológicos abrem a possibilidade de aferição, em tempo real, do consumo de energia elétrica dentro das unidades produtivas, o que tende gradativamente a permitir a melhoria do serviço e a criação de melhores sinais de preço.

## 2.1 Evolução da Tecnologia

Há uma revolução tecnológica em curso impactando o Setor Elétrico. Nesse processo dinâmico e irreversível, merece ser destacada a consolidação de equipamentos que podem contribuir para melhorar os parâmetros de qualidade da energia fornecida às unidades consumidoras industriais, as quais necessitam, cada vez mais, de um maior nível de qualidade. Uma vertente está relacionada aos equipamentos complementares que podem ser instalados nas unidades consumidores, sendo de responsabilidade das mesmas o custo do investimento, destacando-se:

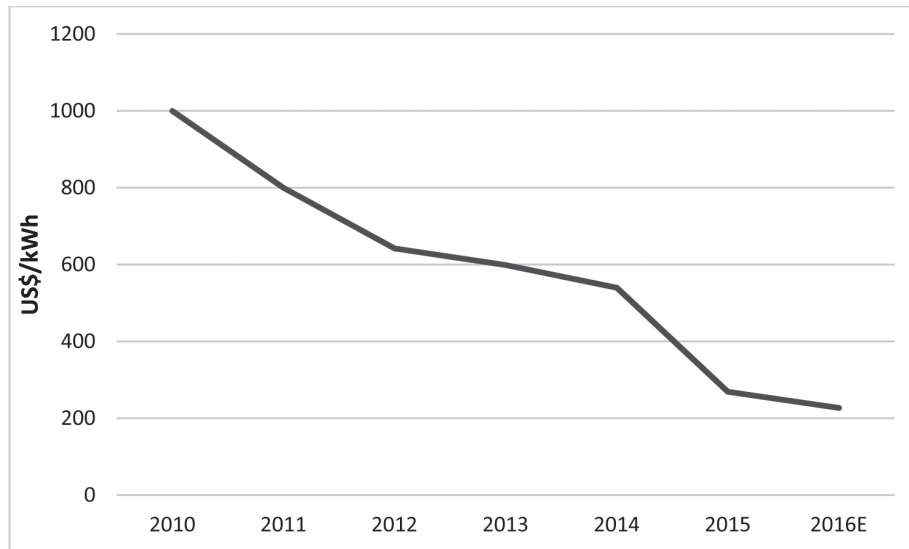
- i. **Supressor de surto:** Um dos equipamentos mais simples. Este sistema de proteção evita que um pico de tensão chegue ao equipamento sensível a uma variação de tensão desse tipo.
- ii. **Filtros:** Com o uso de filtros é possível evitar ruídos e harmônicos, tornando o formato da onda o mais próximo possível de uma onda senoidal pura, como desejado.
- iii. **UPS (*Uninterruptible Power Supply*)/no-break:** São sistemas de proteção que mantêm o fornecimento de energia por alguns minutos em caso de interrupção pela rede. Em geral, estão associados ao uso de baterias, embora também possam ser utilizados com outras formas de armazenamento, como supercapacitores ou *flywheels*. Além de proteção contra blecautes interrupção do fornecimento, podem fornecer proteção contra sobretensão, subtensão, ruídos e distorção harmônica, dependendo da tipologia do equipamento. Eles são classificados em três tipos: *off-line*, *line-interactive* e *on-line*. Os UPS do tipo *off-line* entregam a energia como vem da rede e entram em ação apenas no momento da interrupção do fornecimento. Dessa forma, há um pequeno intervalo (da ordem de 25 milissegundos) entre a interrupção e o fornecimento de energia pelo UPS. Os UPS *line-interactive* funcionam de forma semelhante aos *off-line*, porém atuam no sentido de corrigir pequenas variações de tensão, sem o uso do sistema de armazenamento. Por fim, os UPS *on-line* isolam completamente o equipamento ligado a eles das alterações de fornecimento da rede. O seu funcionamento consiste em retificar a energia para o carregamento das baterias e, em seguida, transforma-la em corrente alternada novamente. Como vantagem está o fato de, em caso de interrupção de fornecimento, não haver nenhuma interrupção no suprimento de energia do equipamento, nem mesmo da ordem de milissegundos. Outra vantagem é o isolamento do sistema das oscilações da rede, mantendo-se, assim, a qualidade da eletricidade, independente dos problemas na rede. No entanto, esse equipamento é mais caro e o processo de retificação e inversão ocasiona uma perda de eficiência; e
- iv. **Grupo motor-gerador:** Podem ser utilizados em conjunto com o UPS para manter o suprimento de energia no caso de a interrupção se prolongar para além da autonomia da bateria.

Merece ser destacado o uso de baterias para garantir ainda mais a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a redução de custos em relação às tarifas. Elas podem contribuir expressivamente para o aumento do nível de qualidade da energia que chega aos equipamentos de uma unidade



consumidora industrial, especialmente se considerada a integração com a geração local, a qual será examinada posteriormente. Os custos dos investimentos em sistemas de armazenamento têm apresentado uma trajetória de queda significativa semelhante à que se observa nos sistemas fotovoltaicos. De 2010 a 2016, houve uma redução de 77% no custo médio das baterias (MCKINSEY, 2017), conforme pode ser constatado no Gráfico 3.

Gráfico 3 - Preço Médio de Baterias: 2010 - 2016  
(US\$ por kWh).



Fonte: MCKINSEY (2017).

Com relação às perspectivas futuras de redução do preço dos sistemas de estocagem, estima-se que os preços médios por kWh cairão para valores abaixo de US\$ 200, até 2020, e de US\$ 100, até 2030. Isso representa um grande potencial de ganhos para o sistema elétrico, pois os sistemas de estocagem podem ser utilizados como meios para o atendimento de necessidades de diversos agentes do Setor Elétrico e podem contribuir para a manutenção do bom funcionamento e da qualidade da oferta de energia (IEA, 2014).

Sob a perspectiva do suporte técnico às distribuidoras, existe uma ampla gama de potenciais usos para os sistemas de armazenamento. Grande parte deles é relacionada e direcionada à melhoria da qualidade e à manutenção da operação da rede, por meio de serviços ancilares. Por outro lado, esses serviços podem ser utilizados como substituição, ou pelo menos postergação, de alguns outros investimentos das redes de transmissão e distribuição (RMI, 2015).

Um elemento importante a ser considerado pela distribuidora é o controle de tensão, o qual deve permanecer em níveis aceitáveis. Esse controle se relaciona com o nível de energia reativa. Variações no volume de energia injetado na rede alteram a quantidade de energia reativa, que, por sua vez, afetam a tensão da rede. O controle de tensão ocorre por meio do balanço da quantidade de energia reativa na rede. Como a energia reativa não pode ser transferida ou transportada por longas distâncias, é necessária uma dispersão de fontes de controle e suporte pela rede. Nesse caso,

o armazenamento de eletricidade pode ser empregado efetivamente para o controle de tensão (IBE & ONEYAMA, 2013).

A qualidade da energia elétrica na rede pode ser afetada por diversos eventos, como bruscas mudanças de oferta e demanda. Alguns fatores que estão relacionados à qualidade da energia são o nível de harmônicos e as variações de tensão transitórias, como flutuações e tremulação. Geralmente, para que se tenha um melhor nível de qualidade da rede, esses eventos são compensados com o uso de geradores com a função de *back up*. No entanto, os serviços de armazenamento também podem realizar estas funções, mas ainda são soluções relativamente caras, ficando-se assim na dependência da evolução tecnológica e dos ganhos de escala. (ANUTA *et al.*, 2014).

Além dos serviços ancilares examinados, as tecnologias de armazenamento podem atuar enquanto substitutos de investimentos nas redes de transmissão e distribuição, as quais devem ser capazes de atender ao maior pico de demanda anual. O investimento nessas redes é dependente do crescimento da demanda e, geralmente, é realizado de maneira a atender o crescimento da demanda de pico para um número de anos subsequentes, quando então deverá haver reinvestimento. No entanto, caso parte da demanda adicional possa ser atendida localmente, evitando a transmissão e distribuição de grandes montantes de energia elétrica, o período para reinvestimento nas redes pode ser estendido, adiando os investimentos. É nesse sentido que o armazenamento de eletricidade pode atuar, atendendo localmente a demanda em momentos de pico e reduzindo, assim, a necessidade ou o volume de investimentos necessários nas redes elétricas. Isso se torna ainda mais importante quando existem volumes consideráveis de geração distribuída, que podem implicar em elevados fluxos em direção oposta, exercendo pressão sobre transformadores e alimentadores elétricos (RMI, 2015; KPMG, 2016).

Por fim, a difusão da geração distribuída está determinando mudanças significativas na operação e topologia das redes elétricas. Nesse contexto, cada vez mais, o conceito de micro rede ou *microgrid*<sup>9</sup> ganha relevância. Destaca-se que a operação de *microgrids*, devido à elevada incidência de geração distribuída variável, apresenta desafios de operação. Os desequilíbrios causados por geração variável podem, entretanto, ser minimizados com o auxílio de sistemas de armazenamento atuando de maneira compensatória, gerando quando há quedas bruscas de geração, armazenando quando há excessos, aumentando drasticamente a qualidade do fornecimento para áreas estratégicas (KPMG, 2016).

Atualmente, a Resolução Normativa nº 687/2015 permite a conexão de projetos de micro e mini geração distribuída na rede, inclusive obrigando as distribuidoras a viabilizarem essas conexões. O ganho em termos de custo da energia beneficiaria especialmente os consumidores industriais vinculados ao mercado cativo, onde as tarifas de energia elétrica são mais altas e com viés de aumento, pois parte do consumo passa a ser atendido pela própria geração. Merece ser destacado que, em 2019, esta resolução será revista, possivelmente acompanhando a tendência mundial de reduzir os benefícios financeiros da micro e mini geração distribuída.

---

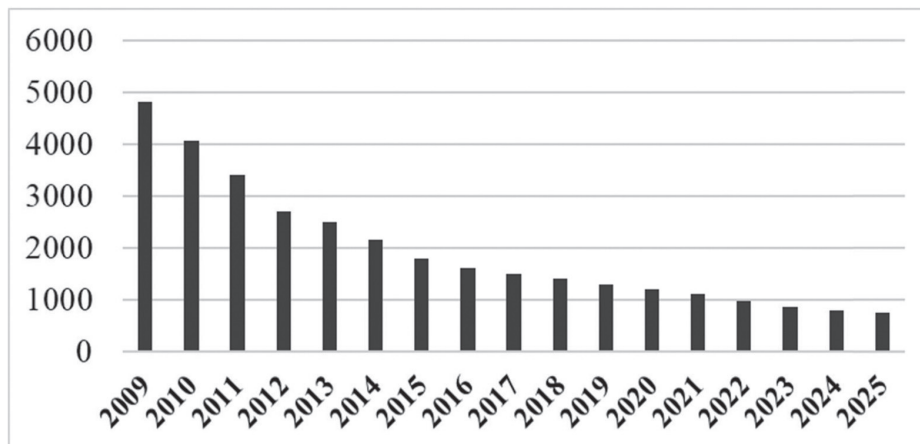
<sup>9</sup> Um *microgrid* é um grupo de cargas interligadas e recursos energéticos distribuídos dentro de limites elétricos claramente definidos, que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede. Um *microgrid* pode se conectar e desconectar da rede para permitir que ele funcione tanto em modo de rede como em modo ilha (DOE, 2011).

Além disso, segundo SALLAM & MALIK (2011), a micro e mini geração distribuída fotovoltaica também possui a vantagem de melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, já que reduz a necessidade de consumo da rede de distribuição, em especial durante o período em que a incidência solar é maior e normalmente vinculada aos horários de pico de demanda, quando a fragilidade das redes de distribuição é mais sensível e visível.

No contexto nacional, uma possibilidade latente é o aproveitamento do potencial de integração da micro e mini geração distribuída de fonte solar fotovoltaica com a geração distribuída de fonte a diesel. Um estudo realizado pela ANEEL (2015) estimou que a geração distribuída, formada principalmente de geradores a diesel, representava 10% da demanda máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou cerca de 8,8 GW (ANEEL, 2015). Ao passo que a micro e mini geração solar fotovoltaica se tornar mais atrativa em termos de custo, é natural que muitas indústrias passem a adotá-la para reduzir sua fatura de energia elétrica. A integração entre os dois tipos de geração permitiria que a geração a diesel pudesse ser utilizada apenas para complementar a solar<sup>10</sup>, caso a mesma não seja suficiente para suprir a unidade consumidora em determinado momento. Isso atenderia aos objetivos de manutenção do fornecimento, além de reduzir custos e a necessidade do uso de combustíveis fósseis.

Os dados da difusão da micro e mini geração distribuída no mundo são expressivos e refletem a redução dos custos de investimentos, conforme atestam os dados do Gráfico 4.

Gráfico 4 - Redução dos Custos de Sistemas de Geração Fotovoltaica: 2009-2025  
(em U\$/kWp de 2015)

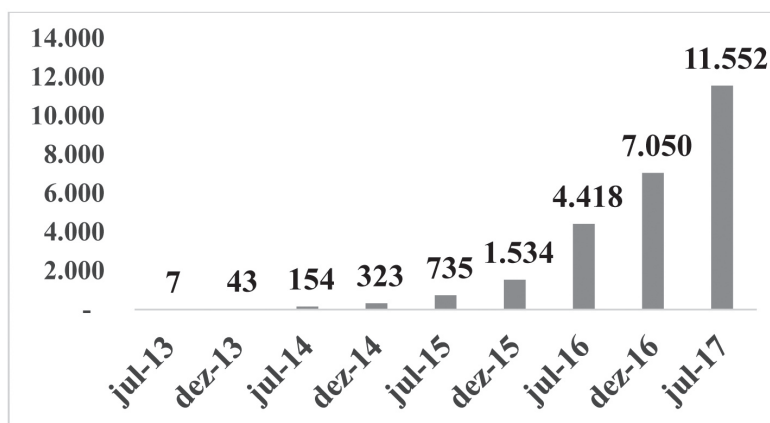


Fonte: IRENA (2016.a).

Esta redução explica em grande medida a difusão expressiva da micro e mini geração distribuída no Brasil, bem como as perspectivas de expansão segundo os dados da ANEEL. O Gráfico 5 apresenta dados do número físico de instalações, ou seja, o número dos *prosumers* (produtores e consumidores) para o período de 2013 a 2017.

<sup>10</sup> Essa possibilidade já vem sendo estudada por diversos autores como Nfah et al. (2007), Rehman, et al. (2012), Rehman & Al-Hadhrami (2010), dentre outros.

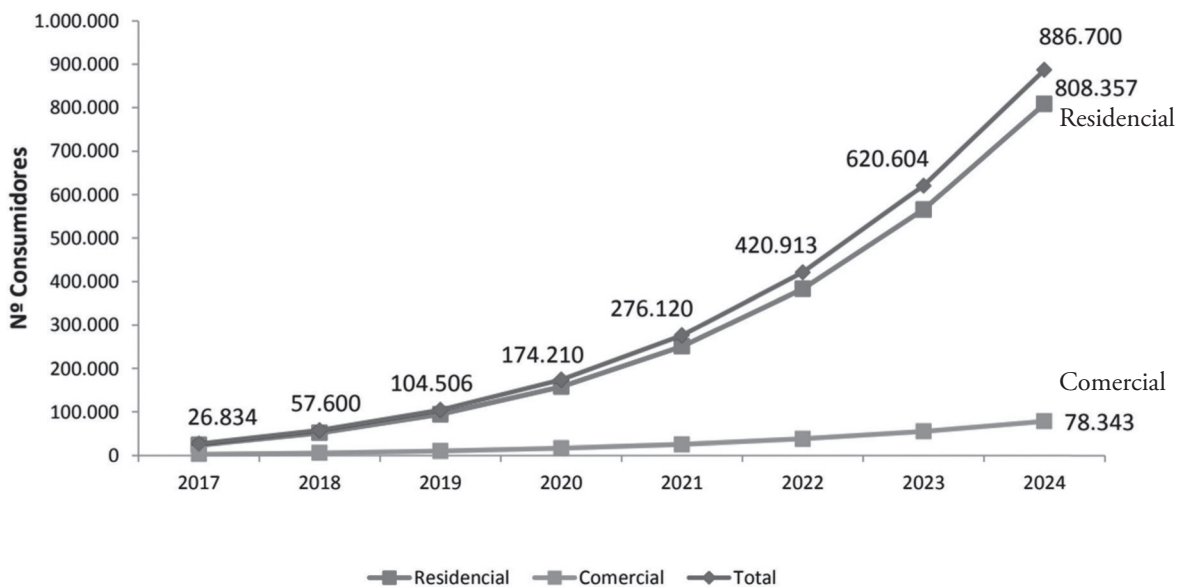
Gráfico 5 – Evolução no Número de Instalações com Micro e Mini Geração Distribuída: 2013-2017



Fonte: ANEEL (2017.j).

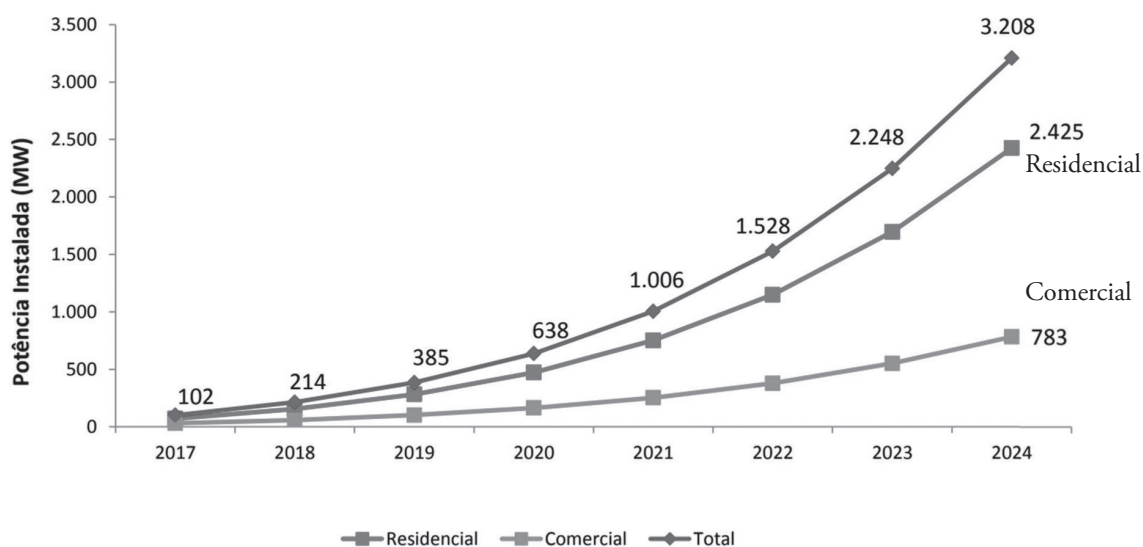
Por fim, os Gráficos 6 e 7 apresentam, respectivamente, as estimativas de expansão do número de consumidores e da capacidade instalada para um cenário de 2017 a 2024

Gráfico 6 – Número de Micro Geradores Estimados: 2017-2024



Fonte: ANEEL.

Gráfico 7 – Projeção da Potência Instalada dos Micro Geradores: 2017-2024



Fonte: ANEEL.

Esses dados e estimativas indicam que a micro e mini geração distribuída é uma tecnologia que irá se impor no cenário elétrico brasileiro, implicando em reduções de custos dos equipamentos pelos ganhos de escala.

## 2.2 Evolução das Tecnologias de Informação e Comunicação

Burguer *et al.* (2016) procuram demonstrar que no contexto de mudança de paradigma que estão ocorrendo no Setor Elétrico, como resultado do desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação, eletrônica de potência e recursos energéticos distribuídos, surgem diversas possibilidades de arranjo para o provimento de serviços que tradicionalmente eram realizados de forma centralizadas e também outros que são permitidos pelas características dos Recursos Energéticos Distribuídos. A evolução, principalmente dos sistemas de informação, permite a superação de algumas limitações do Setor Elétrico ligadas a problemas de informação e de coordenação.

Nesse contexto, avanços ligados à granularidade espacial e temporal permitidos pela introdução de redes inteligentes permitirá uma melhor sinalização de preços com respeito ao tempo e o espaço, viabilizando uma atribuição mais correta dos custos em relação aos consumidores beneficiados. Esta forma de precificação possui um potencial para aumentar a possibilidade de metas diferenciadas de qualidade em áreas mais sensíveis aos parâmetros de qualidade da rede. Nesse sentido, investimentos mais ambiciosos para atender às necessidades de qualidade de fornecimento elétrico de determinados consumidores poderiam ser realizados de forma mais eficiente quanto à alocação de custos e distribuição de benefícios, superando-se, assim, as limitações impostas pela política de isonomia de qualidade entre os consumidores.

Uma política de gerenciamento pelo lado da demanda que merece ser examinada é a experiência francesa, na qual fornecedores de energia elétrica e agregadores de rede oferecem serviços para

os clientes, em especial os industriais, cortarem a demanda em momentos de pico de consumo, reduzindo a fatura de energia elétrica das unidades que se submetem a esses cortes<sup>11</sup>. A entrada dos agregadores de rede tem sido favorecida pelo advento das redes inteligentes, as quais permitem a rápida resposta às necessidades dos operadores de rede. O decreto francês de 27 de outubro de 2016 previa objetivos de cortes de 6 GW para 2016 (FRANÇA, 2016).

Um outro exemplo de mercado onde existe a figura de agregadores que atuam em cortes de demanda é o estado americano de New England, o qual, desde 2007, oferece a possibilidade de retirar determinadas unidades consumidoras da rede em momentos de pico, dentro de um mercado de compra e venda de requisitos de capacidade, o que proporciona maior flexibilidade para o operador do sistema (PEREZ & STAROPOLI, 2007).

Além de permitir estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda, a possibilidade de uma melhor aferição dos custos associados ao fornecimento da energia elétrica para cada conjunto de clientes, com maior desagregação temporal e locacional, contribuirá também para internalizar custos ligados ao atendimento da demanda da unidade consumidora. Dessa forma, o custo de se realizar novas instalações, e até mesmo aumentos futuros da carga da unidade, passa a ser atribuídos a essas unidades e não repassados, total ou parcialmente, a outros consumidores. Portanto, a internalização desses custos na decisão da empresa é positiva sob a ótica da eficiência econômica.

---

11 Em geral, essa energia passa a ser provida por geradores nas unidades consumidoras, usualmente movido a fontes fósseis. Isso tem sido criticado, dado o comprometimento do país com a redução do consumo final de energia, em 2050, para 50% dos valores de 2012.

## Conclusões

Neste estudo, buscou-se sistematizar conceitos, experiências e análises para fundamentar a problemática da questão cada vez mais estratégica para os consumidores industriais sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica, deparando-se com o dilema existente entre custo e qualidade. Dentro deste objetivo central foi examinada a questão da isonomia da qualidade entre consumidores de diferentes tipos, em especial os consumidores industriais que, por força do desenvolvimento tecnológico, necessitam cada vez mais de altos níveis de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Nestes termos, em função do papel fundamental e estratégico que o fornecimento de energia elétrica detém na qualidade de vida e em especial nos processos produtivos, deve-se partir do fato concreto de que há um conjunto significativo de consumidores industriais no Brasil que demandam uma elevada qualidade no fornecimento. No entanto, é necessário considerar a questão crucial da repartição dos custos associados a um serviço de superior qualidade diferenciado, em função da regulamentação vigente, e também a questão da factibilidade das trajetórias de melhoria no serviço de distribuição apresentadas.

A regulamentação atual possui restrições que tornam a definição das metas dos parâmetros de qualidade da rede de distribuição um tema especialmente controverso e paradoxal. Mesmo que um determinado grupo de consumidores considere necessário que os níveis de qualidade da rede sejam superiores, a regulamentação não permite aplicar uma cobrança a todos os consumidores por um serviço adicional de qualidade para um grupo restrito de consumidores. A razão para que isso ocorra está vinculada aos próprios fatores que influenciam a dificuldade associada ao aprimoramento do serviço, o qual está ligado principalmente às características físico-elétricas da área sob a qual a meta de qualidade é estabelecida.

Em suma, a regulamentação em vigor, sob a responsabilidade da ANEEL, não aceita como “investimento prudente”, ou seja, aquele que compõe a base de remuneração de ativos, os investimentos para melhorar a qualidade do fornecimento que só venha a beneficiar um grupo específico

de consumidores, dado que, como não vai beneficiar a todos os consumidores, estes custos marginais não podem ser repartidos entre todos os consumidores da área de concessão da distribuidora.

A fim de superar, em parte, esta limitação, o marco regulatório vigente permite acordos entre distribuidoras e consumidores para o aumento da qualidade do serviço prestado, mas restringindo e direcionando os custos dos investimentos necessários a estes consumidores, os quais serão os beneficiários deste ganho de qualidade. A tarifa geral não será afetada por estes investimentos que terão que ser arcados diretamente pelos consumidores interessados, não entrando na base de remuneração dos ativos das distribuidoras e, conseqüentemente, no cálculo tarifário.

Uma tendência positiva para os consumidores, especialmente os que operam processos produtivos mais sensíveis à qualidade do fornecimento, está no desenvolvimento e difusão de novas tecnologias que permitem novos arranjos que propiciam maiores níveis de qualidade a menores custos. Um bom exemplo desta tendência é o armazenamento de eletricidade, que tende a diminuir os custos associados à manutenção de maiores níveis de qualidade, gerando maior atratividade para sua adoção por parte dos consumidores e mesmo pelas distribuidoras de energia elétrica. Além disso, existe uma grande sinergia entre o uso de sistemas de armazenamento, a micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica e mesmo a geração distribuída à diesel, onde no Brasil chega a atingir 10% da demanda máxima do SIN (ANEEL, 2015). A operação coordenada desses recursos apresenta um grande potencial para redução de custos com energia e para a melhoria da qualidade, ainda contribuindo para redução do uso de fontes fósseis. Esses benefícios poderiam ser, ainda, elevados pela introdução da figura de agregadores que explorassem o potencial dos recursos energéticos distribuídos, como já ocorre na França e no estado americano de New England. Além disso, verifica-se também uma evolução dos sistemas de comunicação e de informação que tornam possível uma maior granularidade espacial na fixação de tarifas e mitiga problemas de distribuição de custos e benefícios derivados de investimentos na rede.

Uma proposta recente na discussão sobre o consumo industrial foi a de que diferentes grupos de consumidores tivessem parâmetros diferenciados de duração e de frequência de interrupção no fornecimento, os quais deveriam ser atendidos pelas respectivas distribuidoras. A regulamentação atual, embora atribua penalidades mais pesadas pela violação dos parâmetros de qualidade para os consumidores industriais, não considera as necessidades dos grupos de consumo isoladamente para a definição das metas a serem atendidas. Com relação a esse ponto, é importante enfatizar que essa proposta desconsidera fatores que são determinantes para a factibilidade do atendimento às metas, as quais estão, em grande parte, ligadas às características físico-elétricas da rede na qual estes consumidores estão conectados. Portanto, essa visão não considera um aspecto importante que é a factibilidade do cumprimento da meta estabelecida e não está em sintonia com a visão que o Regulador adota, a qual tem apresentado resultados exitosos.

É importante ressaltar também que, seguindo a prescrição de repartição proporcional de custos e benefícios, os custos deverão recair tanto quanto o possível sobre aqueles que se beneficiarão dessa maior qualidade de fornecimento. Portanto, seguindo esse direcionamento, mesmo que o Regulador conseguisse superar as dificuldades que ainda se impõem no cenário atual, adaptasse a regulamentação e estimasse os custos associados à melhoria para classes específicas de consumidores,



os benefícios poderiam não diferir significativamente da situação já passível de ser alcançada via acordos entre consumidores e distribuidoras.

É natural que, com o avanço do desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação no setor, inovações regulatórias possam ser desenvolvidas, em razão da maior capacidade de captação e processamento de dados. Entretanto, deve-se considerar que o Setor Elétrico Brasileiro possui características particulares quanto à formação de tarifas e de distribuição de custos, que precisam ser consideradas para garantir a atratividade e a viabilidade econômica de uma alteração regulatória.

Por fim, vale acrescentar que, quando se trata de manutenção da segurança e da qualidade do fornecimento de energia elétrica, é sempre importante adotar uma visão de longo prazo que permita que problemas futuros sejam identificados precocemente e estratégias mais efetivas e de menor custo possam ser adotadas para superá-los. Sendo assim, no caso brasileiro, a elaboração de planejamentos estratégicos de maior horizonte temporal que contemplem as particularidades dos sistemas elétricos estaduais poderiam contribuir para que a expansão da demanda de energia nessas áreas ocorresse sem prejuízo da qualidade de prestação do serviço.

Da a complexidade do problema e sua importância para o desenvolvimento industrial moderno, para o Rio de Janeiro, o Governo Estadual poderia ficar com a responsabilidade de elaboração de Plano Decenal de Energia Estadual através da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços, e com o apoio dos agentes do setor industrial fluminense. Este Plano daria uma visão mais estruturada e cenários de expansão para as redes de distribuição, como por exemplo, poder determinar previamente áreas de expansão industrial, orientando-se assim a melhoria da base técnica de redes de distribuição, tornando-as mais eficientes em termos de qualidade do atendimento.

## Referências Bibliográficas

ANEEL, 2010. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>.

ANEEL, 2017a. Relatórios de Consumo e Receita da Distribuição. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>

ANEEL 2015. Relatórios de Consumo e Receita da Distribuição. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>

ANEEL, 2016. Estimativa de Capacidade da Geração Distribuída no Horário de Ponta. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2001%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa%20no%20Hor%C3%A1rio%20de%20Ponta.pdf>

ANEKE, M.; WANG, M. (2016). Energy storage technologies and real life applications – a state of the art review. *Applied Energy*, 179, 350-377.

ANUTA, O. H.; TAYLOR, P.; JONES, D.; MCENTEE, T.; WADE, N. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. *Renewable and sustainable energy reviews*, 38, 489-508.

BRASIL, 1996. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9427cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm).

BRASIL, 2004. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm).

BURGER, S.; CHAVES-ÁVILA, J. P.; BATLLE, C.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. The value of aggregators in electricity systems. MIT working paper. 2016.

- DELGADO, J. D. B, 2002. “Gestão da qualidade total aplicada ao sector do fornecimento da energia eléctrica”. *Dissertação de Doutoramento, Universidade de Coimbra*. Setembro de 2012.
- IBE, O. G.; ONYEMA, A. I. Concepts of reactive power control and voltage stability methods in power system network. *IOSR Journal of Computer Engineering*, 11(2). 2013 15-25.
- IEA. Technology Roadmap: Energy storage. *International Energy Agency*. Paris, 2014. 64 p.
- EUA, Doe - Departamento de Energia dos. Microgrid Workshop Report. *San Diego: Office Of Electricity Delivery And Energy Reliability*, 2011. 32 p.
- FRANÇA. Decreto n° 2016-1442, de 27 de outubro de 2016. Disponível em: <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/decret/2016/10/27/DEVR1619015D/jo/texte>
- HESMONDHALGH, S.; ZARAKAS, W.; BROWN, T. Approaches to setting electric distribution reliability standards and outcomes. *Londres, The Brattle Group Ltd* . 2012.
- KPMG. Electricity Storage Insight: Delving into the key issues. Stockholm: Kpmg. 2016. 20 p.
- MCKINSEY, 2017. Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability. *McKinsey&Company*. 2017.
- NFAH, E. M.; NGUNDAM, J. M.; TCHINDA, R. Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon. *Renewable Energy* 32.5 (2007): 832-844.
- PEREZ, Y.; STAROPOLI, C. Transition énergétique, industries et marchés. *Revue d'économie industrielle*, n. 4, p.19-30. 2014.
- REHMAN, Shafiqur; AL-HADHRAMI, Luai M. Study of a solar PV–diesel–battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia." *Energy* 35.12 (2010): 4986-4995.
- REHMAN, S.; ALAM, M.; MEYER, J. P.; AL-HADHRAMI, L. M. (2012). Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village. *Renewable Energy*, 38(1), 258-268. RMI. The economics of battery energy storage: how multi-use customer-sited batteries deliver the cost services and value to costumers and the grid. *Rocky Mountain Institute*, 2015. 41 p.
- SHIVAKUMAR, A. *et al*. Business models for flexible production and storage. Stockholm: Insight\_e, 2015. 107 p.
- TANURE, J.E.P.S; HASSIN, E.S.; FILHO, A.S.. *Evolução dos Indicadores*. 2016

