

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2776

**AVALIANDO A QUALIDADE DOS
SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

**MÁRIO JORGE MENDONÇA
AMARO OLÍMPIO PEREIRA JR.
JOSÉ FRANCISCO M. PESSANHA
LUIS ALBERTO MEDRANO
MARLON MAX H. BELLIDO**



**AVALIANDO A QUALIDADE DOS
SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

MÁRIO JORGE MENDONÇA¹
AMARO OLÍMPIO PEREIRA JR.²
JOSÉ FRANCISCO M. PESSANHA³
LUIS ALBERTO MEDRANO⁴
MARLON MAX H. BELLIDO⁵

1. Técnico de planejamento e pesquisa na Diretoria de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais (Dirur) do Ipea. *E-mail:* <mario.mendonca@ipea.gov.br>.

2. Professor adjunto do Programa de Planejamento Energético no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). *E-mail:* <amaro@ppe.ufrj.br>.

3. Professor adjunto da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e pesquisador do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel). *E-mail:* <francisc@cepel.br>.

4. Professor adjunto do Departamento de Matemática da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRJ). *E-mail:* <lmedrano@ufrj.br>.

5. Professor adjunto do Coppe/UFRJ. *E-mail:* <marlonmax@ppe.ufrj.br>.

Governo Federal

Ministério da Economia

Ministro Paulo Guedes

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

ERIK ALENCAR DE FIGUEIREDO

Diretor de Desenvolvimento Institucional

ANDRÉ SAMPAIO ZUVANOV

**Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das
Instituições e da Democracia**

FLÁVIO LYRIO CARNEIRO

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
MARCO ANTÔNIO FREITAS DE HOLLANDA CAVALCANTI

**Diretor de Estudos e Políticas Regionais,
Urbanas e Ambientais**

NILO LUIZ SACCARO JUNIOR

**Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de
Inovação e Infraestrutura**

JOÃO MARIA DE OLIVEIRA

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

HERTON ELLERY ARAÚJO

**Diretor de Estudos e Relações Econômicas e
Políticas Internacionais**

PAULO DE ANDRADE JACINTO

**Assessor-chefe de Imprensa e
Comunicação (substituto)**

JOÃO CLÁUDIO GARCIA RODRIGUES LIMA

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>**Ouvidoria:** <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2022

Texto para discussão / Instituto de Pesquisa Econômica
Aplicada.- Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 1990-

ISSN 1415-4765

1. Brasil. 2. Aspectos Econômicos. 3. Aspectos Sociais.
I. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 330.908

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos).
Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

JEL: D24; L60; L94; O13.

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2776>

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO	6
2 REGULAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ELETRICIDADE NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	10
3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA.....	11
4 MODELO DE AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO.....	15
5 MODELO ECONOMÉTRICO PARA A FRONTEIRA ESTOCÁSTICA DE CUSTO.....	16
6 RESULTADOS	18
7 CONCLUSÃO	26
REFERÊNCIAS.....	28
APÊNDICE A	33
APÊNDICE B	35

SINOPSE

Entre os aspectos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica, destaca-se a continuidade, mensurada com base nos indicadores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), que expressam, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções do fornecimento de energia elétrica. Considerando a continuidade do fornecimento, este estudo tem como objetivo apresentar uma abordagem alternativa à atual metodologia implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para a avaliação da performance das distribuidoras do sistema elétrico brasileiro. Para tal, propõe-se a aplicação da análise de fronteira estocástica para a criação de um benchmarking dos indicadores de continuidade das distribuidoras de energia elétrica. O modelo proposto, estimado com base na inferência bayesiana, é capaz ainda de contemplar a dinâmica temporal da eficiência. A consideração deste ponto é fundamental, pois os estudos realizados para avaliar a eficiência do setor elétrico têm negligenciado o fato de que parte do aumento da eficiência de uma concessionária vem do ganho de escala devido à expansão do mercado, processo que acontece ao longo do tempo. A consideração do aspecto dinâmico da eficiência também é de grande importância para a revisão tarifária. Observou-se que os investimentos e as ações das concessionárias conseguiram manter o FEC abaixo do limite regulatório, enquanto o DEC ultrapassou o limite no período 2009-2019. Com o objetivo de auxiliar o regulador na calibração das metas de continuidade locais, propôs-se ainda aplicar os índices de eficiência obtidos para definir metas globais anuais para os indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição. Os resultados mostraram que os limites definidos pela metodologia proposta são compatíveis com os limites definidos pela Aneel, sendo perfeitamente factíveis de serem superados pelas distribuidoras.

Palavras-chave: distribuidoras; continuidade do fornecimento; DEC; FEC; eficiência; fronteira estocástica; inferência bayesiana.

ABSTRACT

Among the aspects related to the quality of electric power supply, continuity stands out, evaluated based on the DEC and FEC indicators that express, respectively, the duration and frequency of supply interruptions. Regarding the continuity of supply, this study aims to present an alternative approach to the current methodology implemented by ANEEL for evaluating the performance of distributors in the Brazilian Electric System. For this purpose, a stochastic frontier analysis is proposed for benchmarking the continuity indicators of electric power distributors. The proposed model estimated based on bayesian inference is still capable of contemplating the temporal dynamics of efficiency. The consideration of this point is fundamental, because the studies done to evaluate the efficiency of the electric sector have neglected the fact that part of the increase in efficiency of a utility comes from the gain of scale due to the expansion of the market, a process that happens over time. Consideration of the dynamic aspect of efficiency is also of great importance for tariff revision. It was observed that actions of the utilities managed to keep the FEC below the regulatory goal, while the DEC exceeded the limit during 2009-2019. In order to assist the regulator in calibrating local continuity targets, it was also proposed to apply the efficiency indexes to define annual global targets for the continuity indicators. The results showed that the limits defined by our methodology are compatible with the limits defined by ANEEL and are perfectly feasible to be exceeded by the utilities.

Keywords: utilities; continuity of supply; SAIDI; SAIFI; efficiency; stochastic frontier; bayesian inference.

1 INTRODUÇÃO

Avanços tecnológicos ocorridos na década de 1990 impulsionaram no setor elétrico mundial profundas reformas no modelo, que até essa época¹ existia em diversos países. Nesse novo cenário, privatizações das empresas de energia iniciaram um processo de desverticalização da indústria, concebendo segmentos competitivos, como a geração e comercialização e a preservação da regulamentação nos segmentos de transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais.

Com o início das privatizações, distribuidoras de energia elétrica assinaram contratos de concessão com os governos, com destaque para os contratos regidos pela regulação do preço-teto (Littlechild, 1983) em substituição ao regime de regulação pelo custo, como forma de estimular a produtividade. Nesse contexto, a fim de garantir o adequado desempenho de tais empresas, diversos países adotaram modelos regulatórios baseados em incentivos como *yardstick competition*² ou *benchmark*³ (Joskow e Schmalensee, 1986; Jamasb e Pollitt, 2000).

Apesar disso, a existência de um preço-teto e incentivos para a redução dos custos podem inibir os investimentos para a melhoria da qualidade do serviço, à medida que esses representam custos adicionais. Portanto, as estratégias de regulação incentivada podem ter um efeito adverso sobre a qualidade do serviço (Ter-Martirosyan, 2003; Growitsch *et al.*, 2010) e, por esta razão, em diversos países, as agências reguladoras implementaram normas destinadas à regulação da qualidade.

A busca constante pela melhoria na qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores é um dos elementos motivadores para uma série de modificações tanto dos instrumentos legais e regulatórios, quanto da própria organização das empresas no direcionamento e na focalização de suas estratégias (Bernardo, 2013).

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é avaliada sob três aspectos: i) conformidade; ii) atendimento comercial; e iii) continuidade do fornecimento, fornecendo um equilíbrio entre a disposição dos clientes em pagar tarifas de rede e suas expectativas sobre níveis mínimos de qualidade de serviço (Faias e Esteves, 2013).

1. Empresas verticalmente integradas e de propriedade do estado, extremamente ineficientes, tanto técnica quanto economicamente.

2. Empresas são estimuladas a adotar um desempenho baseado em um comportamento padrão.

3. Empresas são estimuladas a adotar um padrão de desempenho baseado no comportamento do melhor elemento do universo analisado.

TEXTO para DISCUSSÃO

Segundo Tanure (2000), a conformidade caracteriza-se pelo grau de perfeição com que a onda de tensão é disponibilizada aos consumidores. No atendimento comercial, consideram-se os aspectos referentes à relação comercial entre a empresa e seus consumidores, em particular, o tempo de resposta às solicitações dos consumidores, a cortesia do atendimento e o grau de presteza nos serviços demandados. A continuidade do fornecimento representa o nível de disponibilidade do serviço proporcionado, associada a indicadores de duração e frequência das interrupções.

Indicadores de continuidade são parâmetros estatísticos que descrevem, global ou localmente, o estado de operação do sistema de fornecimento elétrico permitindo, por meio de sua análise, adotar medidas, bem como diminuir as consequências econômicas para um nível de segurança que o consumidor possa aceitar e seja possível de realizar pela distribuidora de energia elétrica (Mihai e Helerea, 2019).

O Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE, na sigla em inglês) define estes indicadores como coletivos e individuais (IEEE, 2012), conforme resumido a seguir.

- 1) System Average Interruption Duration Index (Saidi) e System Average Interruption Frequency Index (Saifi), como indicadores coletivos.
- 2) Customer Average Interruption Duration Index (Caidi) e Customer Average Frequency Index (Caifi), como indicadores individuais.

Esses indicadores apresentam similaridades com os indicadores utilizados nos países europeus. Nestes países, apesar de usarem diferentes indicadores e diferentes métodos de ponderação para avaliar as interrupções, contudo, dois grandes grupos podem ser distinguidos: minutos perdidos por ano e número de interrupções por ano, conforme observado no quadro 1.

QUADRO 1

Indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica – Europa

Abrangência	Indicador	Acrônimo
Minutos perdidos por ano (Saidi)	Consumer-minutes lost (Minutos perdidos por consumidor)	CML
	Average System Interruption Duration Index (Índice de duração média da interrupção do sistema)	Asidi
	Average Duration Index of the Transformation System Interruption (Índice de duração média da interrupção do sistema de transformação)	T-Saidi
	Equivalent interruption time related to the installed capacity (Tempo de interrupção equivalente relacionado com a capacidade instalada)	Tiepi

(Continua)

(Continuação)

Abrangência	Indicador	Acrônimo
Interrupções por ano (Saifi)	Customer interruption (Interrupções por cliente)	CI
	Average System Interruption Frequency Index (Índice de frequência média de interrupção do sistema)	Asifi
	Average Interruption Frequency Index of the Transformation System (Índice de frequência média de interrupção do sistema de transformação)	T-Saifi
	Equivalent number of interruptions related to installed capacity (Número equivalente de interrupções relacionadas com a capacidade instalada)	Niepi

Fonte: CEER (2016).

Elaboração dos autores.

Conforme destacado em Pérez (2017), as análises estatísticas e as equações utilizadas a fim de calcular os indicadores deveriam medir os mesmos parâmetros independentemente da terminologia adotada em cada região. Contudo, no cenário internacional, essa não é uma tarefa simples, visto que existe uma variedade de definições e métodos de apuração.

Apesar disso, observa-se que a duração e a frequência das interrupções são os principais indicadores que avaliam o desempenho das distribuidoras. Isto porque a interrupção no fornecimento de energia elétrica, tanto em quantidade quanto em duração, provoca custos para a sociedade (Grahm *et al.*, 2016; Mihai e Helerea, 2019). Adicionalmente, os indicadores relacionados à frequência e à duração das interrupções são facilmente mensuráveis e por isso constituem os principais parâmetros utilizados pelas agências reguladoras e empresas de distribuição para avaliar a qualidade do serviço e medir o desempenho. Estes indicadores possibilitam um controle da qualidade por meio de normas e multas em função da *performance* verificada. Basicamente, a regulação da continuidade consiste na avaliação destes indicadores e na comparação dos valores apurados com limites máximos toleráveis (Pessanha, Souza e Laurencel, 2007).

Do ponto de vista das distribuidoras, os indicadores de continuidade do fornecimento são parâmetros importantes para a avaliação de alternativas de expansão de redes de distribuição (Celli *et al.*, 2018). A previsão da evolução futura destes indicadores com base em dados de envelhecimento natural, investimento passado e influência do clima fornece valiosos subsídios para o planejamento da manutenção e a priorização de investimentos em reforços na rede (Messias e Pinto, 2013).

Por sua vez, os agentes reguladores comparam os indicadores de continuidade das distribuidoras (*yardstick competition*) com o objetivo de estabelecer os limites toleráveis para a duração e frequência das interrupções, assim como as penalizações pelas violações dos limites. Por exemplo, Faias e Esteves (2013) apresentam uma análise da evolução do desempenho da rede de distribuição portuguesa na continuidade do fornecimento, comparando a evolução do seu desempenho com

outros países europeus representados no Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (Ceer). Grahn *et al.* (2016) descrevem um sistema de incentivos para a continuidade do fornecimento como parte da regulação de limite de receita no mercado sueco, para tal fim são considerados os indicadores Saidi, Saifi e, um novo indicador, Customers Experiencing Multiple Interruptions (Cemi).

A análise comparativa busca estabelecer padrões, isto é, *benchmarks* para os indicadores de continuidade. Neste aspecto, os métodos para a identificação de fronteira eficiente (análise envoltória de dados e modelo de fronteira estocástica), largamente utilizados pelas agências reguladoras para o *benchmarking* e análise da produtividade de distribuidoras (Jamasb e Pollitt, 2000), também podem ser empregados na regulação da continuidade do fornecimento. Por exemplo, Pessanha, Souza e Laurencel (2007) e Tanure, Tahan e Lima (2006) formularam modelos de análise envoltória de dados a fim de definir limites toleráveis de duração e frequência das interrupções para as distribuidoras do setor elétrico brasileiro. De forma distinta, Giannakis, Jamasb e Pollit (2005), Growitsch *et al.* (2010) e Ramos (2014) utilizaram a abordagem DEA com o objetivo de avaliar o efeito da qualidade na eficiência técnica de distribuidoras de energia, para isso introduziram indicadores de continuidade entre as variáveis dos modelos DEA.

Neste trabalho, propõe-se um modelo de fronteira estocástica bayesiana para a realização do *benchmarking* dos indicadores de continuidade das distribuidoras de energia elétrica atuantes no sistema elétrico brasileiro. A opção pelo modelo de fronteira estocástica deve-se a natureza aleatória das interrupções no fornecimento e, portanto, dos indicadores de continuidade. Cabe destacar que o método da fronteira estocástica permite expurgar o efeito de fatores não gerenciáveis pelas distribuidoras, tendo em vista que a frequência e a duração das interrupções podem ser afetadas por fatores externos ao controle das concessionárias.

A escolha da abordagem bayesiana visa conferir mais flexibilidade na especificação do modelo de fronteira estocástica (Griffin e Steel, 2007). Considerando que os estudos realizados para avaliar a efetividade do sistema elétrico brasileiro têm negligenciado o fato de que mudanças na eficiência de uma concessionária sofrem alteração ao longo do tempo, nossa metodologia é capaz ainda de contemplar a dinâmica temporal da eficiência permitindo mostrar se as concessionárias conseguiram manter os indicadores de continuidade abaixo do limite regulatório. Objetivando ainda auxiliar o regulador na calibração das metas de continuidade locais, propôs-se aplicar os índices de eficiência obtidos para definir metas globais anuais para os indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição.

Este estudo está organizado em seis seções, além desta introdução. Na seção 2, apresenta-se uma breve explicação sobre a regulação relacionada ao fornecimento de energia no Brasil. Na seção 3, descrevem-se os indicadores de continuidade de fornecimento de energia selecionados para o Brasil. Na seção 4, apresenta-se a metodologia para avaliar a eficiência na continuidade do fornecimento de energia elétrica. Na seção 5, apresenta-se o modelo econométrico sob a

abordagem bayesiana aplicada aos indicadores de continuidade. Na seção 6, apresentam-se os resultados e, finalmente, a conclusão é exposta na seção 7.

2 REGULAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ELETRICIDADE NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras no sistema elétrico brasileiro é avaliada pela Aneel, cujo escopo de atuação abrange a conformidade, o atendimento comercial e a continuidade do fornecimento, sendo esta última a mais importante, pois expressa o grau de disponibilidade do serviço prestado pela concessionária, sendo avaliada por dois indicadores: duração e frequência das interrupções do fornecimento de energia elétrica.

A duração da interrupção relaciona-se à gestão do sistema de distribuição, sobretudo aos recursos (humanos e materiais) empregados na recomposição e no reparo da rede enquanto a frequência das interrupções reflete a fragilidade do sistema diante do meio ambiente, do envelhecimento ou da falta de manutenção adequada, ou seja, fatores relacionados ao nível de investimento da concessionária. Adicionalmente, estes indicadores podem ser individuais ou coletivos, conforme mostra o quadro 2. Indicadores individuais são a base para o cálculo dos indicadores coletivos que representam parte do sistema (conjunto) ou o sistema em geral (empresa) (Gonzalez, 2017).

QUADRO 2

Indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro

Abrangência	Indicador	Acrônimo	Ano
Individuais	Duration of individual interruption per consumer unit (Duração da interrupção individual por unidade consumidora)	DIC	2000
	Individual interruption frequency per consumer unit (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora)	FIC	2000
	Maximum duration of continuous interruption per Consumer unit (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora)	DMIC	2000
	Duration of the individual interruption that occurs on a critical day per consumer unit or connection point (Duração da interrupção individual que ocorre num dia crítico por unidade consumidora ou ponto de ligação)	Dicri	2012
Coletivos	System average interruption duration index (Duração da interrupção equivalente por unidade consumidora)	Saidi	1978
	System average frequency duration index (Frequência equivalente de interrupção por unidade de consumidor)	Saifi	1978

Fontes: Capeli (2013) e Bernardo (2013).
Elaboração dos autores.

Facilmente mensuráveis, esses indicadores possibilitam um controle por parte do regulador pelas normas e multas em função do desempenho. Basicamente, a regulação da continuidade consiste na avaliação destes indicadores e na comparação dos valores apurados com níveis máximos de tolerância, entendidos como metas de continuidade. Assim, deve-se considerar que sempre que a empresa não opera nas metas de continuidade estabelecidas pelo regulador ela incorre em custo adicional de operação. Portanto, o *score* relacionado a esse custo é mais um fator relacionado ao grau de eficiência da *performance* da empresa.

No Brasil, a regulação da continuidade tem três momentos históricos. O primeiro refere-se à publicação da Portaria nº 046/1978, responsável por iniciar a regulação da continuidade no sistema elétrico brasileiro. O segundo corresponde à publicação da Resolução Aneel nº 024/2000, responsável pela adequação da regulação da continuidade no novo contexto institucional da eletricidade brasileira. O terceiro diz respeito à entrada em vigor do Módulo 8 – Procedimentos de distribuição (Prodist).

Até a década de 1970, não existia no Brasil um instrumento legal de controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Até então, existiam apenas dados internos históricos utilizados pelas concessionárias para projeções e melhorias da qualidade⁴ em seus sistemas, a fim de diminuir a duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores (Bernardo, 2013).

3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

A Portaria nº 046/1978, proposta pelo extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), é considerada como o primeiro conjunto de disposições⁵ relativas à continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Nessa portaria, criaram-se os primeiros indicadores de continuidade, duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), estabelecendo seus valores máximos, sendo apurados trimestral e anualmente, considerando somente interrupções com durações superiores a três minutos, ocorridas em qualquer parte do sistema elétrico e independentemente de sua natureza.

4. Muitos desses indicadores não eram nem mesmo acompanhados pelas distribuidoras em algumas regiões.

5. As disposições não se aplicavam aos conjuntos com menos de 5 mil unidades consumidoras atendidos por sistemas isolados.

O *DEC* exprime o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração. Por sua vez, o *FEC* exprime o número de interrupções que em média cada consumidor sofreu no período de apuração. Em termos formais, eles são definidos da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)*t(i)}{Cs} \quad FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs}, \quad (1)$$

em que:

n é o número de interrupções durante o período de apuração;

$Ca(i)$ é o número de consumidores atingidos na interrupção i ;

$t(i)$ é a duração em horas da interrupção i ;

Cs é o número total de consumidores na região geográfica avaliada.

Não eram aplicadas penalidades pela transgressão dos padrões. A única obrigação imposta às empresas foi a adequação do padrão de atendimento nas áreas onde os indicadores não fossem cumpridos, em um prazo de 180 dias (Tanure, 2000). Esta portaria ficou válida para todo o Brasil até quase o fim da década de 1990.

Conforme destacado anteriormente, concessionárias de distribuição têm como principal objetivo prestar serviços aos seus consumidores de maneira eficaz, confiável e com baixo custo. Em razão disso, a fim de atingir esse objetivo e da mesma forma como acontecia no mundo todo na década de 1990, o governo brasileiro privatizou grande parte do setor elétrico, criando a Aneel como órgão regulador das atividades e dos serviços de todo o sistema elétrico brasileiro.

Visando padronizar a forma de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade de serviço, em 2000, essa agência publica a Resolução Aneel nº 024/2000, criando, além dos já existentes DEC e FEC, os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Com base na experiência da portaria da DNAEE, ficou clara a necessidade de punir as distribuidoras que não cumprissem com as metas de continuidade. Nesse contexto, a fim de orientá-las na direção do desempenho desejado, essa resolução estabeleceu limites, por concessionária, para todos os indicadores, bem como penalidades para as transgressões destes, sobre o conjunto de unidades consumidoras e consumidores (Aneel, 2006).

Essa resolução estabeleceu novas disposições sobre a apuração dos indicadores de continuidade, passando de três minutos para um minuto, da duração mínima das interrupções contabilizadas nos

TEXTO para DISCUSSÃO

indicadores de continuidade. Além disso, a resolução propõe o estabelecimento de metas de desempenho futuro para as empresas, com base em uma análise comparativa entre estas (Tanure, 2000).

No cálculo desses indicadores, são consideradas apenas as interrupções com durações superiores a um minuto, sendo que o período de apuração pode ser mensal, trimestral ou anual. Esses indicadores podem ser computados para diferentes agregados de consumidores, desde alimentadores, conjuntos de unidades consumidoras, até regiões maiores, como regionais, municípios ou toda a área de concessão.

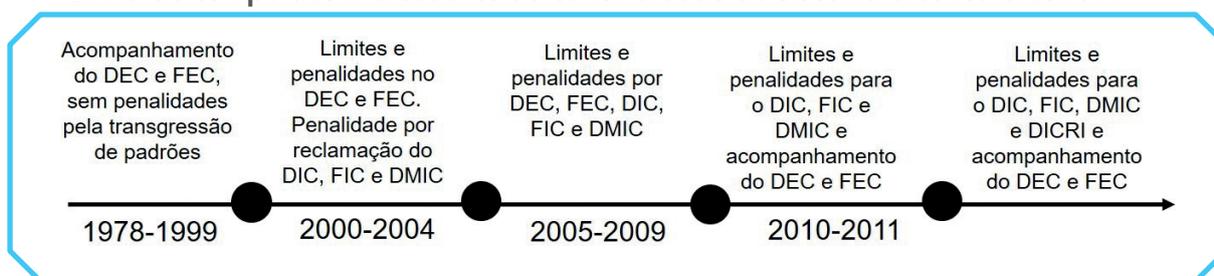
Posteriormente, a partir de dezembro de 2008, passou a vigorar o Módulo 8 do Prodist, o qual revogou a Resolução Aneel nº 024/2000. O Prodist é um documento utilizado pela Aneel para regular o segmento de distribuição de energia elétrica, está conformado por onze módulos que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras e demais agentes, garantindo a segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade do sistema.

Esses módulos vão desde o planejamento da expansão do sistema de distribuição até o faturamento da energia elétrica. Atualmente, o Módulo 8 do Prodist, em sua seção 8.2, regula as metodologias de cálculo e apresentação dos indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC), dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI), como também os indicadores de desempenho (Aneel, 2021).

Segundo destacado em Fuhrmann (2017), esse indicador apresenta às distribuidoras a possibilidade de exclusão do cálculo da qualidade do serviço, em situações com elevado número de ocorrências, ocasionadas por uma grave intempérie ou outro evento significativo, no qual a distribuidora não tem controle. A figura 1 mostra a linha do tempo dos indicadores de continuidade utilizados no Brasil ao longo da história.

FIGURA 1

Linha do tempo dos indicadores de continuidade do sistema elétrico brasileiro



Fonte: Pérez (2012).

Elaboração dos autores.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

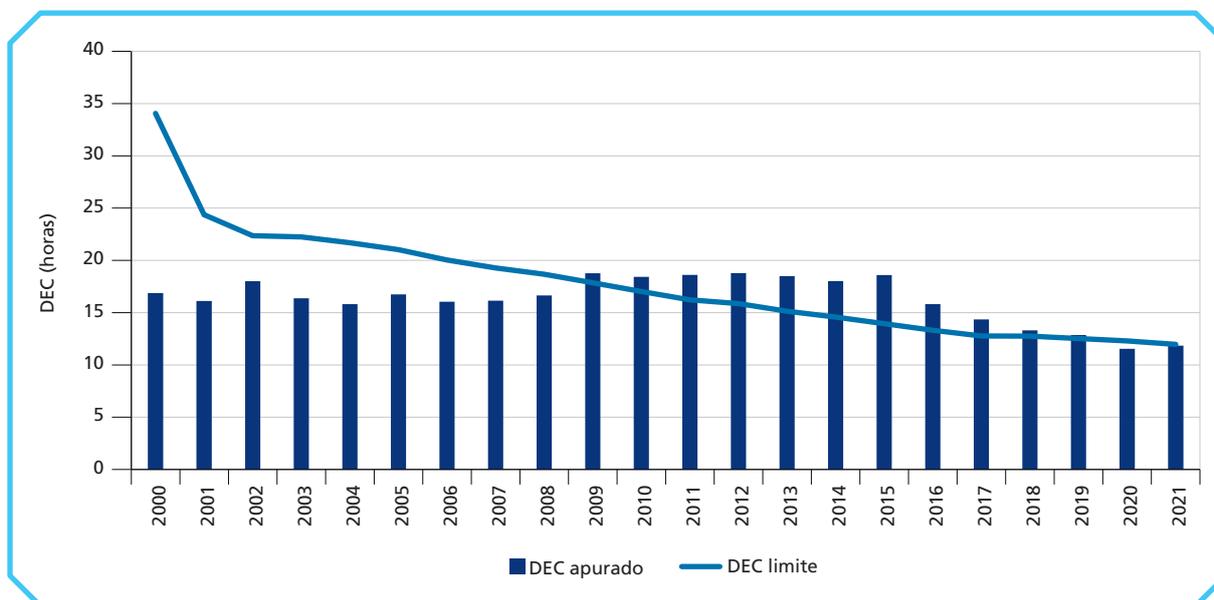
Deve-se destacar que o indicador Dcri (indicador individual) foi implantado em 2021. Diferentemente dos demais indicadores,⁶ este deverá ser apurado por interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão (Aneel, 2021).

Conforme observado no quadro 1, existem grandes semelhanças entre os indicadores brasileiros e os utilizados em nível mundial, quanto aos seus tipos e agrupamentos, considerando que essa classificação pode também ser observada no cenário nacional. Para fins deste estudo, somente devem ser considerados os indicadores DEC e FEC. O gráfico 1 apresenta o histórico dos indicadores médios apurados no Brasil, DEC (gráfico 1A) e FEC (gráfico 1B), além de mostrar também uma melhora sensível do indicador DEC (DEC apurado) e FEC (FEC apurado) nos últimos dez anos. Os valores limites (DEC limite e FEC limite) têm por objetivo garantir um padrão mínimo de continuidade para o consumidor, sendo cada vez mais exigentes.

GRÁFICO 1

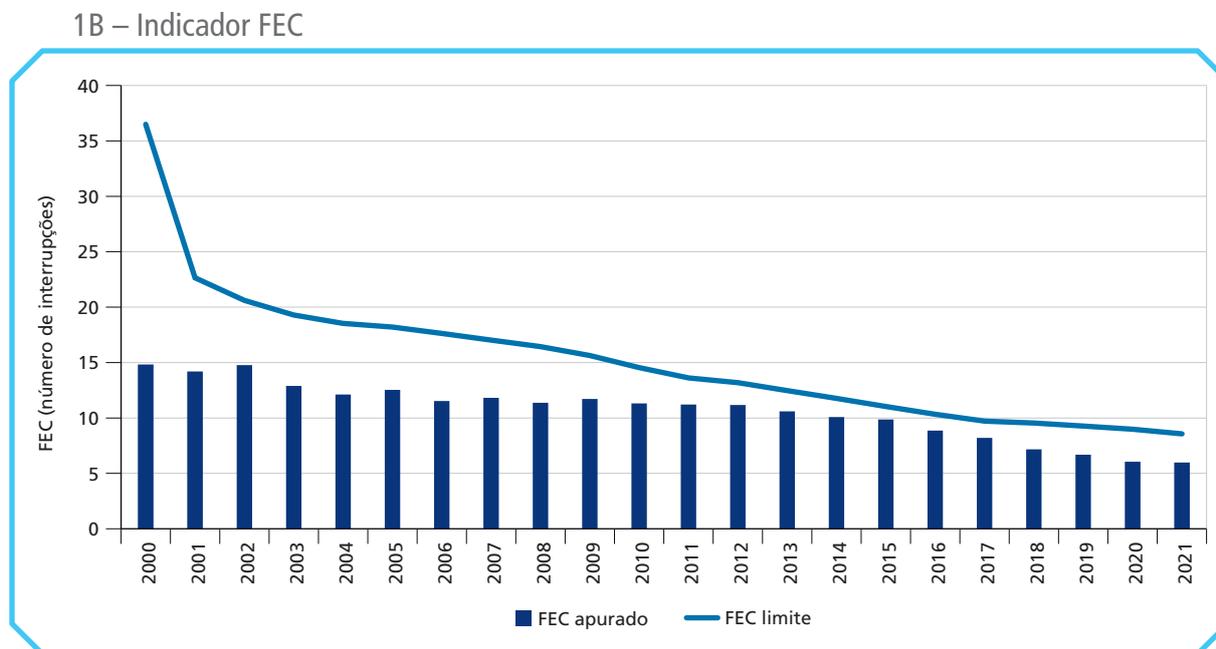
Evolução DEC e FEC – Brasil (2000-2020)

1A – Indicador DEC



6. A apuração dos demais indicadores é feita em períodos mensais, trimestrais e anuais.

TEXTO para DISCUSSÃO



Elaboração dos autores.

A fim de a Aneel verificar a continuidade de energia oferecida à população, os indicadores são apurados e enviados periodicamente, pelas distribuidoras, à agência. Conforme destacado anteriormente, estes indicadores representam o tempo e o número de vezes que a unidade consumidora ficou sem energia elétrica no período analisado (mês, trimestre ou ano).

A Aneel possui atualmente um *ranking* das distribuidoras, com base no indicador de desempenho global de continuidade (DGC), que consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC (Aneel, 2021).

4 MODELO DE AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO

Uma vez apresentados os indicadores de continuidade do fornecimento de eletricidade, nesta seção, propõe-se um modelo para avaliar a eficiência da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Como exposto, existe um custo para a empresa associado à descontinuidade do fornecimento de energia devido às regras estabelecidas pelo regulador. Assim, os indicadores DEC e FEC podem ser interpretados como medidas de custos para as concessionárias. Portanto, o problema recai na elaboração de um modelo que possa mensurar tanto o custo quanto a eficiência. Para tal, iremos empregar o método da fronteira estocástica de custo a fim de avaliar a eficiência dos indicadores *DEC* e *FEC* para uma amostra de dados em painel de 57 concessionárias de energia elétrica no Brasil entre 2003 e 2016.

A fronteira estocástica de custo é um modelo econométrico que objetiva estimar uma função de custo que, por sua vez, é o menor dispêndio, $y \in \mathbb{R}_+$, necessário para produzir uma certa quantidade de um produto, $z \in \mathbb{R}_+$, e com vetor de preço dos insumos igual a $w \in \mathbb{R}_+^n$. Se uma firma i é ineficiente no tempo t , então seu custo incorrido de produção y_{it} deve exceder o custo ótimo ou eficiente $C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}$, ou seja $y_{it} > C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}$, em que β é o vetor de parâmetros da função de custo e v_{it} é um termo aleatório, tal que $v_{it} \sim N(0, \tau^2)$. Assume-se que v_{it} é independente e identicamente distribuído e indica os fatores não gerenciáveis da empresa. A igualdade entre o custo incorrido e o custo ótimo pode ser estabelecida da seguinte forma:

$$y_{it} > C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}+u_{it}}, \quad (2)$$

em que u_{it} é um termo aleatório não negativo que representa a ineficiência da firma i em t . Portanto, a eficiência η_{it} pode ser definida assim:

$$\eta_{it} = \frac{C(z_{it}, w_{it}, \beta)e^{v_{it}}}{y_{it}} = \exp(-u_{it}). \quad (3)$$

Para o setor elétrico, a consideração do fator tempo é ponto importante. Parte do aumento da eficiência de uma concessionária vem dos ganhos de escala proporcionados pela expansão do mercado e, como é um processo que acontece ao longo do tempo, a desconsideração da evolução temporal da eficiência fatalmente leva a resultados não confiáveis dessa medida, tornando-os vulneráveis à crítica.

5 MODELO ECONOMÉTRICO PARA A FRONTEIRA ESTOCÁSTICA DE CUSTO

De modo a não sobrecarregar a notação, façamos $x = (w, z)$, assim temos que $C = C(x, \beta)$. A forma de C depende da forma funcional f da especificação para a função de produção proposta no problema de minimização de custo. Assumindo que f seja uma Cobb-Douglas, então o modelo de fronteira estocástica de custo pode ser especificado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \log(y_{it}) &= x_{it}'\beta + v_{it} + \log(u_{it}) \\ v_{it} &\sim N(0, \tau^2) \end{aligned} \quad (4)$$

Para considerar que a eficiência técnica varie no tempo, será utilizada a metodologia para a estimação de fronteira estocástica proposta por Tsionas (2006), estimada com base na abordagem bayesiana.

Na prática bayesiana, existem diversos modelos que podem ser empregados para estimar o modelo de fronteira estocástica. Pode-se enquadrá-los em uma perspectiva histórica. Inicialmente,

Koop, Osiewalski e Steel (1995; 2000) assumem que os parâmetros relacionados à fronteira estocástica são os mesmos para todas as unidades com o passar do tempo. Tsionas (2006) amplia essa abordagem ao assumir que os parâmetros sejam invariantes no tempo, mas permitindo a presença da heterogeneidade de corte⁷ ao utilizar coeficientes aleatórios. As outras extensões assumem que os parâmetros são constantes no nível das firmas, mas podem variar no tempo (Koop, Osiewalski e Steel, 1995; 2000). Outra contribuição que faz uso de informações em dados de painel aparece em Fernández *et al.* (1997). Estes mostram uma discussão formal da existência da distribuição *a posteriori* em modelos de fronteira estocástica com *priori* imprópria.

O modelo proposto neste estudo para a estimação da fronteira estocástica de custo segue de perto aquele que aparece em Tsionas (2006), o qual incorpora no modelo um processo gerador para o $\log(u_{it})$ que permite que a ineficiência possa variar no tempo. Aqui a ineficiência é representada por um processo autorregressivo de primeira ordem (AR (1)), de modo que a equação para o logaritmo da ineficiência técnica seja tal que:

$$\begin{aligned} \log u_{it} &= \phi \log u_{it-1} + \varepsilon_{it} \\ \log u_{it} &\sim N(\eta_t, \sigma^2) \\ \varepsilon_{it} &\sim N(0, \sigma^2) \\ \phi &\in (-1, 1) \end{aligned} \quad (5)$$

Definindo $u = (u_1, \dots, u_N)$ com $u_i = (u_{i1}, \dots, u_{iT})$ e $y = (y_1, \dots, y_N)$ com $y_i = (y_{i1}, \dots, y_{iT})$ sendo que o vetor x é definido da mesma forma. Assim, a função de densidade conjunta para y e u é dada pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} p(y, u | x, \beta, \tau^2, \sigma^2, \phi) &= p(y | u, x, \beta, \tau^2) p(u | \sigma^2) = \\ &= (2\pi\tau^2)^{-\frac{NT}{2}} \left(\exp \left[-\frac{1}{2\tau^2} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (y_{it} - x_{it}\beta + u_{it})^2 \right] \right) \times \\ &\times (2\pi\sigma^2)^{-\frac{NT}{2}} \left(\exp \left[-\frac{1}{2\sigma^2} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (\log u_{it} - \phi \log u_{it-1})^2 \right] \right) \end{aligned} \quad (6)$$

5.1 Inferência bayesiana

De uma perspectiva bayesiana, a especificação do modelo só é completa após a atribuição de uma distribuição para todos os parâmetros do modelo. Portanto, uma distribuição *priori* deve ser imputada para cada parâmetro. Neste estudo, assume-se que a distribuição *priori* para $(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi)$ tem a seguinte função de densidade conjunta:

7. Cross-section.

$$p(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi) = p(\beta)p(\tau^2)p(\sigma^2)p(\phi), \quad (7)$$

em que $\beta \sim N_k(\mu_0, \Sigma_0)$, $\tau^2 \sim IG(\alpha_0, \gamma_0)$, $\sigma^2 \sim IG(\alpha_1, \gamma_1)$ e $\phi \sim Beta(v_1, v_2)$. Aqui N_k e IG denotam, respectivamente, as funções de densidade normal multivariada e gama invertida, sendo as quantidades $(\mu_0, \Sigma_0, \alpha_0, \gamma_0, \alpha_1, \gamma_1, v_1, v_2)$ os hiperparâmetros. Assim, a função de densidade *posteriori* dos parâmetros é dada pelo produto da função de verossimilhança e da função de densidade e da distribuição *priori* dos parâmetros, tal como definida na expressão (5).

$$p(\beta, \tau^2, \sigma^2, \phi, u | y, x) = p(y | u, x, \beta, \tau^2, \phi)p(u | \sigma^2, \phi) \times p(\beta)p(\tau^2)p(\sigma^2)p(\phi) \quad (8)$$

Essa distribuição é analiticamente intratável e, portanto, o amostrador de Gibbs ou algoritmo MCMC será utilizado para amostrar os parâmetros de interesse. Neste caso, as distribuições condicionais completas *a posteriori* para os parâmetros $(\beta, \tau^2, \sigma^2)$ são conhecidas e disponíveis para a amostragem. Apenas a distribuição condicional de ϕ não é conhecida. Portanto, será utilizado o algoritmo Metropolis (Shaby e Wells, 2010) para a amostragem desta distribuição condicional. O algoritmo de MCMC será desenvolvido a partir das distribuições condicionais que aparecem no apêndice A.

6 RESULTADOS

Nesta seção, apresentamos os resultados do modelo de fronteira estocástica de custo para os indicadores *DEC* e *FEC* estimados com base na abordagem bayesiana conforme a metodologia descrita na seção 4. Esse modelo permite obter o *ranking* da eficiência na gestão da continuidade do fornecimento de eletricidade ao longo do tempo para cada distribuidora. A amostra está estruturada na forma de dados de painel para 61 distribuidoras de energia elétrica no período 2003-2016. Para os modelos DEC e FEC, utilizamos as mesmas variáveis explicativas, descritas a seguir.

- 1) *CONUC*: a razão entre o consumo total de eletricidade e o número de unidades consumidoras.
- 2) *UCRD*: a razão entre o número de unidades consumidoras e a extensão da rede medida em km.
- 3) *OPEX*: a razão entre o custo operacional e o número de unidades consumidoras.
- 4) *PNTB*: a razão entre perdas não técnicas e o consumo do mercado de baixa tensão.
- 5) *CONS*: consumo total de eletricidade.

Quanto aos sinais esperados dessas variáveis, temos as seguintes observações.

- 1) Quanto maior o consumo em relação ao número de consumidores, maior a confiabilidade do sistema. Essa maior confiabilidade garante um menor número de interrupções, o que implica menor custo. Portanto, espera-se o sinal negativo para a variável *CONUC*; no modelo *FEC*.

TEXTO para DISCUSSÃO

- 2) Maior número de consumidores por extensão de rede representa um mercado mais concentrado. Daí, mais concentração garante mais confiabilidade. Pelo raciocínio explicitado, espera-se que o efeito de *UCR* sobre *FEC* seja negativo.
- 3) Uma relação maior entre o custo operacional e o número de unidades consumidoras indica que a distribuidora aloca mais recursos na recomposição e no reparo da rede fazendo com que a duração das interrupções (*DEC*) seja menor. Assim espera-se que o impacto da variável *OPEX* seja negativo.
- 4) A frequência das interrupções (*FEC*) caracteriza situações de fragilidade do sistema, o envelhecimento do sistema ou ainda falta de manutenção adequada. Tais fatores estão relacionados ao nível de investimento da concessionária e, portanto, ao custo de capital. Podemos, no entanto, assumir como hipótese razoável que o custo operacional seja uma *proxy* para o custo de capital na medida em que se espera que, de um modo geral, a duração da interrupção esteja associada à depreciação e à manutenção da rede. Por conseguinte, espera-se que o sinal da variável *OPEX* no modelo *FEC* seja igualmente negativo.
- 5) Com relação à variável *PNTB*, podemos tecer os seguintes comentários. A Aneel define como perdas não técnicas a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Tais perdas não estão sob controle da distribuidora e têm como causa furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, entre outros. As perdas não técnicas estão fundamentalmente associadas ao mercado de baixa tensão (preponderantemente dominados por consumidores residenciais) em que não há medição com memória de massa ou monitoramento das demandas das unidades consumidoras. Diferentemente, no mercado de alta tensão (consumidores comerciais e industriais), as concessionárias têm muito mais capacidade de controle, pois utilizam medidores mais sofisticados e com memória de massa, fiscalização direta, entre outros meios. As perdas não técnicas têm várias implicações para as concessionárias de distribuição, entre elas estão a perda de faturamento, o que faz com que haja menos recursos para investir na confiabilidade da rede, e a sobrecarga do sistema. Portanto, esta tem implicação direta no número de interrupções e espera-se um sinal positivo para a variável *PNTB* nos modelos *FEC* e *FEC*.
- 6) Não é difícil perceber que as distribuidoras de eletricidade do sistema elétrico brasileiro apresentam características heterogêneas. Assim, é necessário que algum procedimento seja realizado de modo a considerar as características distintas entre as distribuidoras. Para tal, empregamos como forma de controle a variável *CONS* representativa do consumo total de eletricidade.
- 7) O que foi dito para os itens 1, 2, 5 e 6 para o modelo *FEC* aplica-se também ao modelo *DEC*.

As tabelas 1 e 2 apresentam as estimativas dos coeficientes de regressão, acompanhados dos respectivos erros-padrão e intervalos de credibilidade, dos modelos de fronteira estocástica de custo, especificados como funções Cobb-Douglas e ajustados para o *DEC* e *FEC*, respectivamente. Observa-se que, com exceção da variável *OPEX*, os coeficientes das variáveis explicativas são significativos

enquanto os sinais estão em conformidade com o esperado. Embora não se postule, a princípio, um sinal determinado para a variável *CONS*, o resultado referente ao coeficiente positivo encontrado faz sentido, pois quanto maior o mercado mais caro, difícil é manter a confiabilidade da rede.

No apêndice B, mostramos as tabelas com as eficiências r distribuídas ao longo do tempo para os modelos *DEC* e *FEC*.

TABELA 1
Resultados dos parâmetros estimados: *DEC*

Parâmetros	Média (1)	Erro-padrão (2)	2,5% (3)	97,5% (4)
CTE	2,057	0,176	1,714	2,412
CONUC	-0,520	0,067	-0,643	-0,392
UCR	-0,528	0,040	-0,606	-0,447
OPEX	-0,098	0,055	-0,199	0,015
PNTB	1,795	0,164	1,481	2,120
CONS	0,154	0,012	0,131	0,176
Sigma2 τ^2	0,027	0,003	0,021	0,034
Phi ϕ	0,926	0,014	0,895	0,952
Sigma2_u σ^2	0,351	0,026	0,305	0,406

Elaboração dos autores.

TABELA 2
Resultados dos parâmetros estimados: *FEC*

Parâmetros	Média (1)	Sd (2)	2,5% (3)	97,5% (4)
CTE	2,160	0,202	1,674	2,512
CONUC	-0,293	0,072	-0,429	-0,147
UCR	-0,334	0,039	-0,416	-0,263
OPEX	0,014	0,067	-0,119	0,145
PNTB	1,664	0,190	1,273	2,028
CONS	0,072	0,013	0,048	0,098
Sigma2 τ^2	0,044	0,006	0,034	0,056
Phi ϕ	0,937	0,013	0,908	0,959
Sigma2_u σ^2	0,346	0,030	0,292	0,407

Elaboração dos autores.

(Continua)

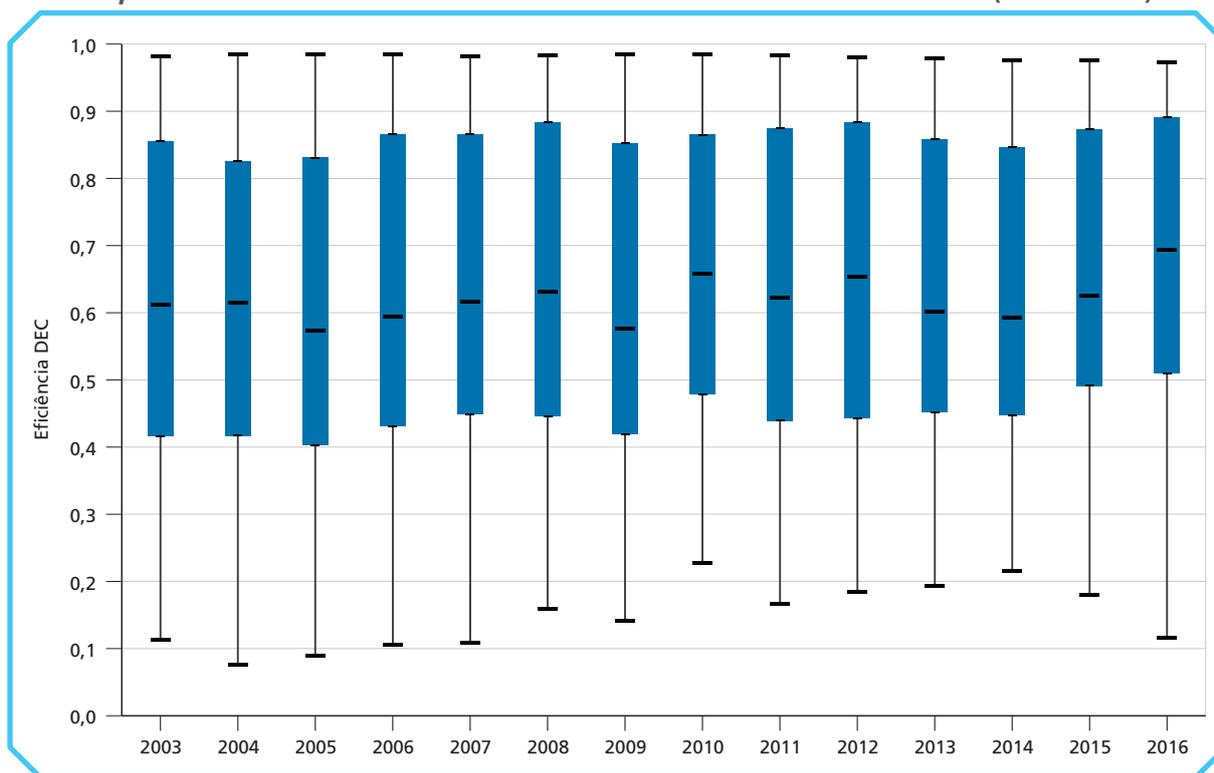
TEXTO para DISCUSSÃO

(Continuação)

Nos gráficos 2 e 3, apresentam-se os *boxplots* dos índices de eficiência das concessionárias avaliadas ao longo do período 2003-2016. No gráfico 2, observa-se a pequena variabilidade das medianas anuais dos índices de eficiência oriundos do modelo de fronteira para o DEC. Por seu turno, no gráfico 3, observa-se a evolução das medianas dos índices de eficiência oriundos do modelo para o FEC. As pequenas variações do índice de eficiência do DEC e a tendência de crescimento da eficiência do FEC são compatíveis com os resultados apresentados no gráfico 1, no qual se percebe que os investimentos e as ações das concessionárias conseguiram manter o FEC abaixo do limite regulatório, enquanto o DEC ultrapassou o limite no período 2009-2019.

GRÁFICO 2

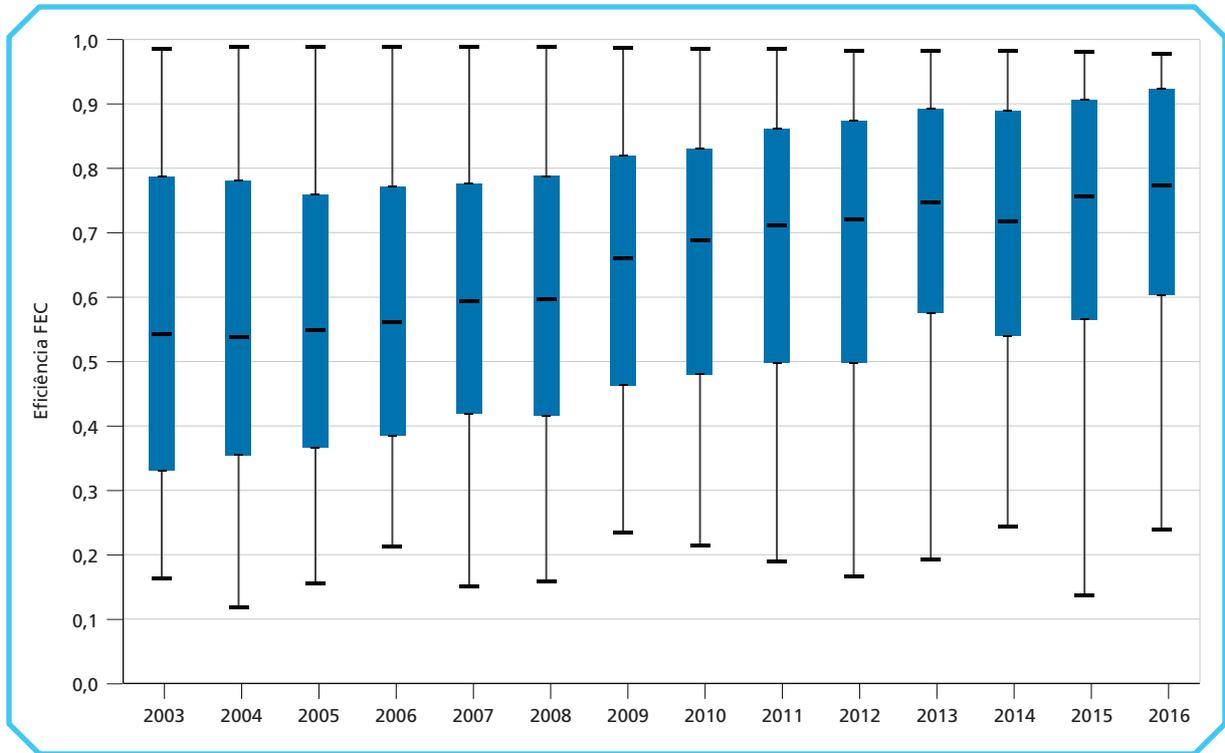
Boxplots das eficiências resultantes da fronteira estocástica do DEC (2003-2016)



Elaboração dos autores.

GRÁFICO 3

Boxplots das eficiências resultantes da fronteira estocástica do FEC (2003-2016)



Elaboração dos autores.

Apesar das trajetórias diferenciadas, os índices de eficiência resultantes das fronteiras para o DEC e FEC guardam elevadas correlações de Pearson (0,86) e Spearman (0,87). Um resultado esperado, pois os indicadores DEC e FEC são calculados a partir do mesmo fato gerador, isto é, das interrupções no fornecimento.

Para cada concessionária de distribuição j , pode-se calcular a média dos respectivos indicadores de continuidade do fornecimento no período 2003-2016, conforme indicado a seguir.

$$\overline{\theta_{DEC,j}} = \frac{1}{14} \sum_{t=2003}^{2016} \theta_{DEC,j,t} . \quad (9)$$

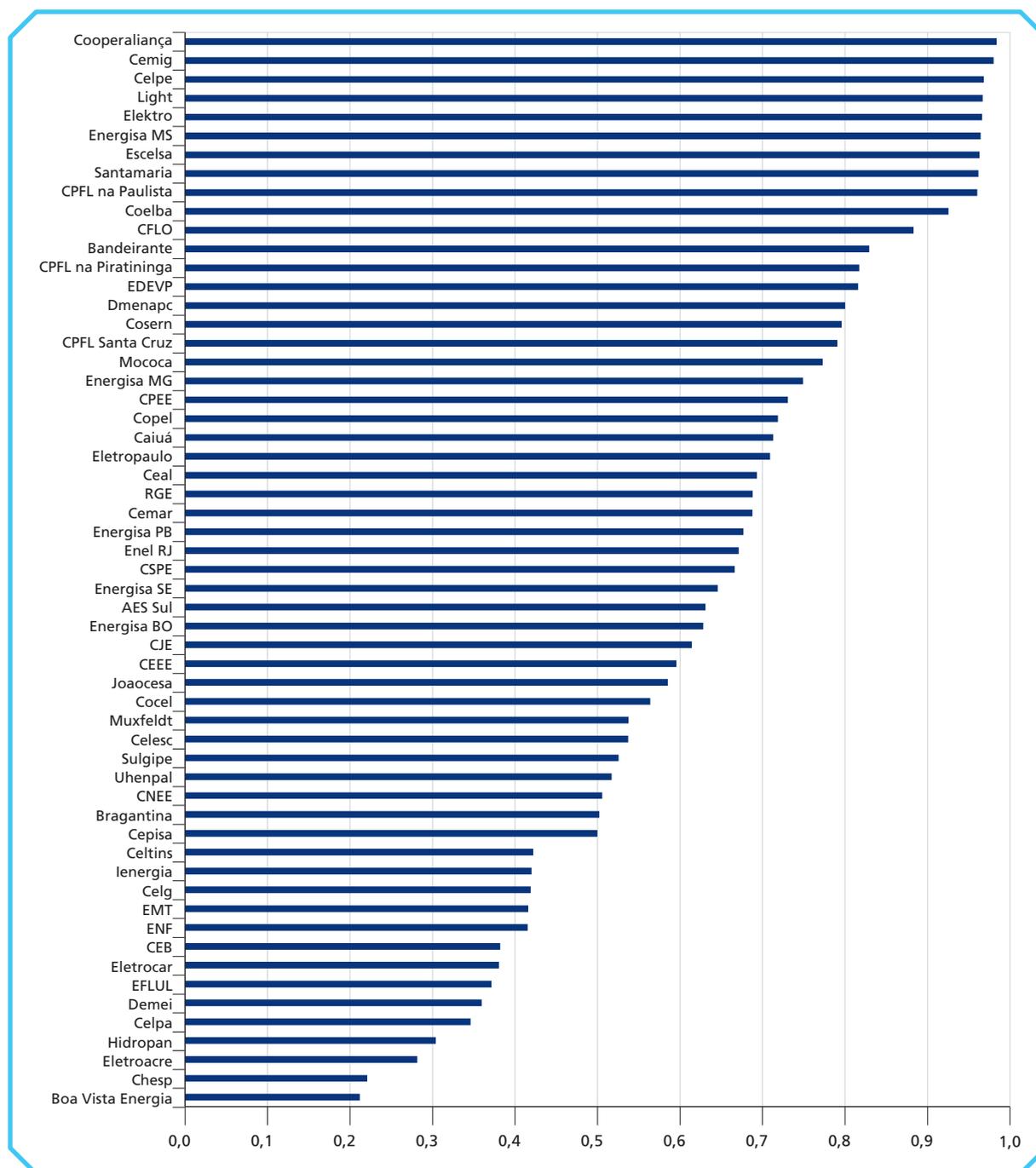
$$\overline{\theta_{FEC,j}} = \frac{1}{14} \sum_{t=2003}^{2016} \theta_{FEC,j,t} . \quad (10)$$

Tomando-se as médias dos índices de eficiências do DEC por concessionária ($\overline{\theta_{DEC,j}}$), é possível ordená-las em um *ranking* (gráfico 4) que permite evidenciar as empresas com as melhores estratégias para o restabelecimento do fornecimento após as interrupções. Um resultado semelhante pode ser obtido para o FEC ($\overline{\theta_{FEC,j}}$), mas neste caso o *ranking* (gráfico 5) aponta para as distribuidoras com as melhores práticas de manutenção e atualização da rede de distribuição.

GRÁFICO 4

Ranking de eficiência das concessionárias segundo $\overline{\theta_{DEC,j}}$

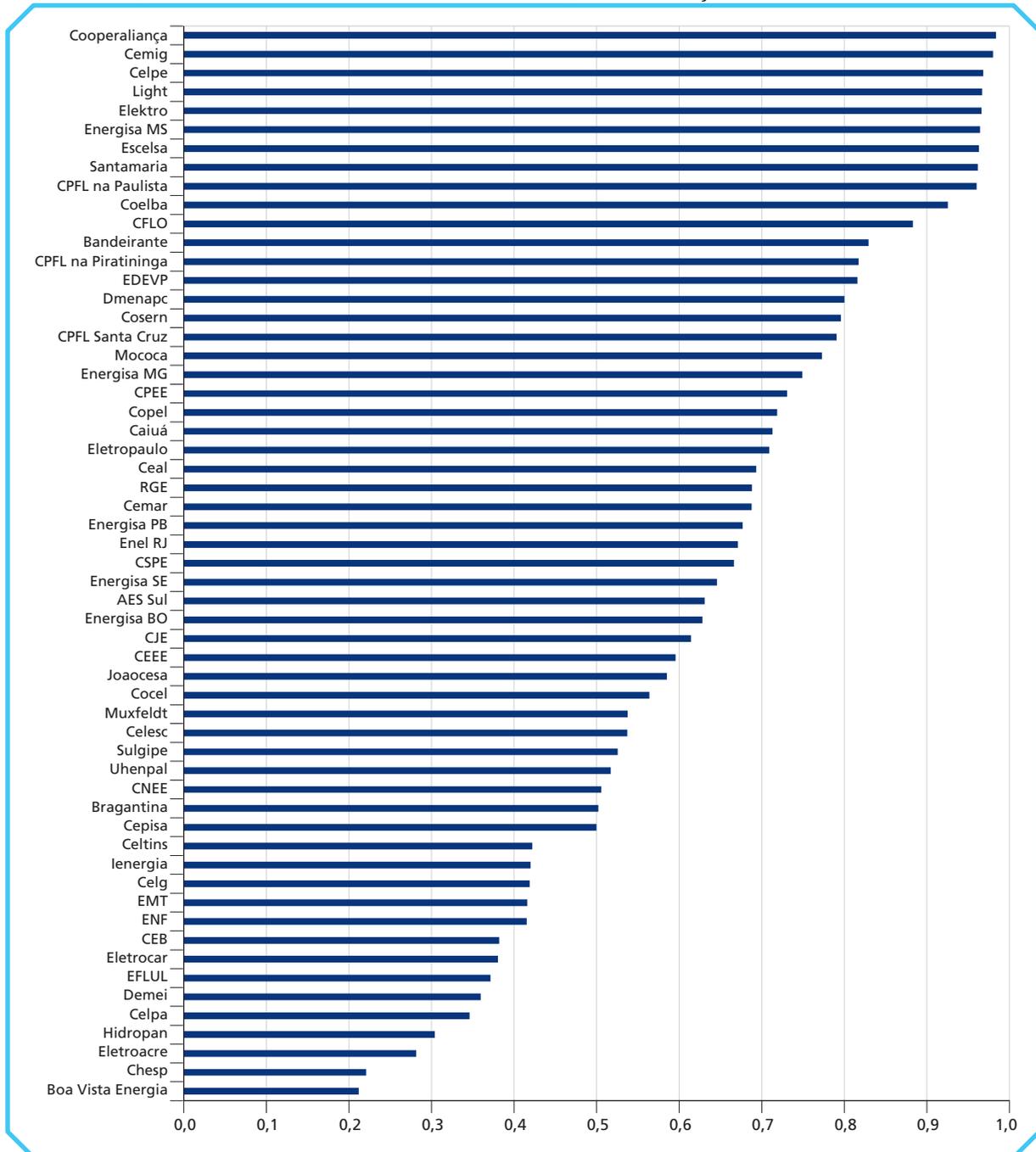
TEXTO para DISCUSSÃO



Elaboração dos autores.

GRÁFICO 5

Ranking de eficiência das concessionárias segundo $\theta_{FEC,J}$



Elaboração dos autores.

No setor elétrico brasileiro, os limites máximos toleráveis para os indicadores DEC e FEC, denominados metas de continuidade, são estabelecidos para cada um dos mais de 3 mil conjuntos de unidades consumidoras, que correspondem às regiões geográficas atendidas por uma ou mais

TEXTO para DISCUSSÃO

subestações de distribuição. Contudo, o escopo das informações disponíveis e a capacidade de análise comparativa por parte do regulador são maiores quando se considera a concessionária de maneira agregada (Pessanha, Souza e Laurencel, 2007).

Assim, propõe-se aplicar os índices de eficiência obtidos na definição de limites ou metas globais anuais para os indicadores de continuidade das concessionárias de distribuição, válidas para cada concessionária ao longo do período entre duas revisões tarifárias. Apesar de o modelo proposto implementar a regulação por comparação de desempenho (*yardstick competition*) dos indicadores globais, os resultados obtidos podem auxiliar o regulador na calibração das metas de continuidade locais para cada conjunto de unidades consumidoras (Pessanha, Souza e Laurencel, 2007).

Para uma dada concessionária j , as metas ou os limites (globais) de DEC e FEC para um ano t são determinados pelas fórmulas a seguir.

$$\text{Meta } DEC_{t,j} = DEC_{0,j} \overline{\theta_{DEC,j}}^{t/\Delta} \quad \forall 0 \leq t \leq \Delta, \quad (11)$$

$$\text{Meta } FEC_{t,j} = FEC_{0,j} \overline{\theta_{FEC,j}}^{t/\Delta} \quad \forall 0 \leq t \leq \Delta, \quad (12)$$

em que $DEC_{0,j}$ e $FEC_{0,j}$ denotam os valores correntes dos indicadores de continuidade para a empresa j e Δ é o período de tempo para que os limites sejam alcançados, por exemplo, o intervalo de quatro anos entre duas revisões tarifárias (Leite *et al.*, 2020).

Conforme indicado pelas equações (11) e (12), as metas de DEC e FEC no último ano do horizonte ($t = \Delta$) são $DEC_{0,j} \overline{\theta_{DEC,j}}$ e $FEC_{0,j} \overline{\theta_{FEC,j}}$, respectivamente.

Para ilustrar a aplicação proposta, considerou-se a definição das metas de continuidade para o período 2017-2020 ($\Delta = 4$) das empresas Light e Enel RJ, as duas principais concessionárias que atendem o estado do Rio de Janeiro. Os resultados obtidos são apresentados nas tabelas 3 e 4, nas quais se observa que os limites definidos pela nossa metodologia proposta são compatíveis com os limites definidos pela Aneel e perfeitamente factíveis de serem superados pelas distribuidoras, isto é, as metas propostas não são irrealistas. Vale destacar que os pontos de partida $DEC_{0,j}$ e $FEC_{0,j}$ podem ser calibrados para que sejam estabelecidas metas mais rigorosas.

TABELA 3
Metas e DEC apurados (2016-2020)

Empresas		Light			Enel RJ		
$\overline{\theta_{DEC,J}}$		0,7926			0,5534		
Anos		DEC meta proposta	DEC apurado	DEC meta Aneel	DEC meta proposto	DEC apurado	DEC meta Aneel
t = 0	2016	$DEC_{0,j} = 11,70$	11,70	8,73	$DEC_{0,j} = 22,29$	22,29	11,21
t = 1	2017	11,04	9,14	8,54	19,22	18,30	10,83
t = 2	2018	10,42	7,78	8,39	16,58	14,04	10,46
t = 3	2019	9,83	7,82	8,07	14,30	13,29	10,25
t = 4	2020	9,27	6,69	7,66	12,33	11,24	10,16

Elaboração dos autores.

TABELA 4
Metas e FEC apurados (2016-2020)

Empresas		Light			Enel RJ		
$\theta_{FEC,J}$		0,9670			0,6712		
Anos		FEC meta proposto	FEC apurado	FEC meta Aneel	FEC meta proposto	FEC apurado	FEC meta Aneel
t = 0	2016	$FEC_{0,j} = 6,47$	6,47	6,47	$FEC_{0,j} = 12,51$	12,51	9,20
t = 1	2017	6,42	5,26	6,12	11,32	10,16	8,54
t = 2	2018	6,36	4,44	6,05	10,25	8,11	7,91
t = 3	2019	6,31	4,38	5,78	9,28	8,33	7,38
t = 4	2020	6,26	4,45	5,44	8,40	6,51	7,28

Elaboração dos autores.

7 CONCLUSÃO

Desde 2000, a Aneel tem utilizado técnicas de *benchmarking* e *yardstick competition* na regulação da continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio do estabelecimento de metas ou limites máximos para os indicadores DEC e FEC em cada um dos aproximadamente 3 mil conjuntos de unidades consumidoras.

Visando contribuir com o aprimoramento da regulação dos indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica, este trabalho propôs uma metodologia baseada em fronteira de eficiência estocástica para a definição dos limites toleráveis dos indicadores de continuidade DEC e FEC em uma área de concessão. Dado que as interrupções do fornecimento de energia elétrica implicam custos que devem ser minimizados, os modelos propostos foram especificados como fronteiras estocásticas de custos.

A opção pela abordagem da fronteira estocástica deve-se ao fato de ela acomodar a natureza aleatória da frequência e duração das interrupções. Adicionalmente, a abordagem da fronteira estocástica permite expurgar o efeito de fatores não gerenciáveis pelas distribuidoras, um aspecto importante na regulação da continuidade, dado que a frequência e a duração das interrupções podem ser afetadas por fatores alheios ao controle das concessionárias. A escolha da abordagem bayesiana, além do caráter inovador, visou conferir mais flexibilidade ao modelo, por exemplo, evitando-se a premissa de evolução monótona da eficiência assumida na tradicional abordagem clássica.

A definição de limites ou metas de continuidade para cada concessionária permite associá-los com os dados disponíveis para os mesmos recortes geográficos das áreas de concessão e prescinde da necessidade da partição das áreas de concessão em conjuntos de unidades consumidoras. Neste aspecto, a metodologia proposta para a regulação da continuidade assemelha-se à regulação econômico-financeira das concessionárias de distribuição, na qual os dados analisados são consolidados por concessionária, por exemplo, a receita requerida e o custo operacional. Vale destacar que as metas globais definidas para cada concessionária podem ser desagregadas por conjunto de unidades consumidoras, conforme ilustrado em Pessanha, Souza e Laurencel (2007).

Finalmente, os resultados obtidos para um estudo de caso com um painel de dados formado por 57 concessionárias de distribuição, ao longo do período de 2003 a 2016, resultou em índices de eficiência que quantificam o percentual de redução dos indicadores DEC e FEC para alcançar a fronteira de eficiência e, portanto, constituem parâmetros importantes para a regulação da continuidade do fornecimento.

A aplicação prática da proposta foi ilustrada com dados das duas principais concessionárias de distribuição que atendem o estado do Rio de Janeiro e as respostas obtidas mostraram que as metas resultantes são factíveis.

REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. **Diário Oficial da União**, Brasília, 25 jan. 2006. Disponível em: <<https://bit.ly/3OcU83B>>. Acesso em: 9 set. 2021.

_____. **Módulo 8: Qualidade do fornecimento da energia elétrica: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodinst**. Brasília: Aneel, 2021.

BERNARDO, N. **Evolução da gestão da qualidade de serviço de energia elétrica no Brasil**. 2013. 65 f. Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

CAPELLI, L. H. **Qualidade da energia elétrica no Brasil**. Luanda: Aneel, maio 2013. Disponível em: <<https://bit.ly/3En9uhK>>. Acesso: 3 out. 2021.

CEER – COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. 6th CEER benchmarking report on the quality electricity and gas supply. Brussels: CEER, Aug. 2016.

CELLI, G. *et al.* Multi-criteria analysis for decision making applied to active distribution network planning. **Electric Power Systems Research**, v. 164, p. 103-111, Nov. 2018.

FAIAS, S.; ESTEVES, J. Continuity of supply in the Portuguese distribution network and comparison with other European countries. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM), 10., May 2013, Stockholm. **Proceedings...** Stockholm: EEM, 2013.

FERNADEZ, C.; OSIEEWASLKI, J.; STEEL, M. F. On the use of panel data in stochastic frontier models with improper priors. **Journal of Econometrics**, v. 79, n. 1, p. 169-193, 1997.

FUHRMANN, M. W. **Análise do impacto da manutenção em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2017. 105 f. Dissertação (Mestrado) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

GIANNAKIS, D.; JAMASB, T.; POLLIT, M. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. **Energy Policy**, v. 33, n. 17, p. 2256-2271, Nov. 2005.

GRAHN, E. *et al.* Incentivizing continuity of supply in Sweden. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET, 13., 2016, Porto. **Proceedings...** Porto: EEM, Jun. 2016.

GRIFFIN, J. E.; STEEL, M. F. J. Bayesian stochastic frontier analysis using WinBUGS. **Journal of Productivity Analysis**, v. 27, n. 3, p. 163-176, Feb. 2007.

GROWITSCH, C. *et al.* Social cost-efficient service quality – integrating customer valuation in incentive regulation: evidence from the case of Norway. **Energy Policy**, v. 38, n. 5, p. 2536-2544, 2010.

IEEE – INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE guide for electric power distribution reliability indices. New York: IEEE, 2012.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107-130, Sept. 2000.

JOSKOW, P. J.; SCHMALENSEE, R. Incentive regulation for electric utilities. **Yale Journal of Regulation**, v. 4, n. 1, p. 1-49, 1986.

KOOP, G.; OSIEWALSKI, J.; STEEL, M. F. J. Measuring the sources of output growth in a panel of countries. **J Bus Econ Stat**, p. 284, 299-318, 1995.

_____. A stochastic frontier analysis of output level and growth in Poland and Western economies. **Econ Plann**, p. 185, 202-233, 2000.

LEITE, D. A. *et al.* A stochastic frontier model for definition of non-technical loss targets. **Energies**, v. 13, n. 12, p. 1-20, June 2020.

LITTLECHILD, S. **Regulation of british telecommunications profitability**. London: Department of Industry, 1983.

MESSIAS, R.; PINTO, S. Predictive assessment of power continuity indicators. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 22., Stockholm. **Proceedings**. . . Stockholm: IEEE, 2013.

MIHAI, C.; HELEREA, E. Reliability and continuity indicators estimation in system of electrical power supply to the consumer. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON MODERN POWER SUPPLY (MPS), 8., 2019, Cluj-Napoca. **Proceedings**. . . Cluj-Napoca: IEEE, 2019.

PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. C. Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. **Pesquisa Operacional**, v. 27, n. 1, p. 51-83, jan.-abr. 2007.

PÉREZ, J. P. G. **Propostas de procedimentos para o estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica**. 2012. 136 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

_____. **Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica**: indicadores, limites, compensações e incentivos regulatórios. 2017. 164 f. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

RAMOS, J. A. P. **Os esquemas de incentivo da qualidade do serviço no sector de distribuição de energia eléctrica promovem a eficiência técnica?** 2014. 81 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Universidade do Porto, Porto, 2014.

SHABY, B. A.; WELLS, M. T. **Exploring an adaptive metropolis algorithm.** Durham: Duke University, 2010. (Technical Report).

TANURE, J. E. **Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade do serviço de distribuição.** 2000. 160 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2000.

TANURE, J. E. P. S.; TAHAN, C. M. V.; LIMA, J. W. M. Establishing quality performance of distribution companies based on yardstick regulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1148-1153, Aug. 2006.

TER-MARTIROSYAN, A. **The effects of incentive regulation on quality of service in electricity markets.** Washington: George Washington University, Department of Economics, 2003. (Working Paper).

TSIONAS, E. G. Inference in dynamic stochastic frontier models. **Journal of Applied Econometrics**, v. 21, n. 5, p. 669-676, July-Aug. 2006.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

AIGNER, D.; LOVELL, K. A. K.; SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. **Journal of Econometrics**, v. 6, n. 1, p. 21-37, July 1977.

AZADEH, A. *et al.* An integrated DEA PCA numerical taxonomy approach for energy efficiency assessment and consumption optimization in energy intensive manufacturing sectors. **Energy Policy**, v. 35, n. 7, p. 3792-3806, July 2007.

BATTESE, G. E.; CORRA, G. Estimation of a production frontier model, with application to the pastoral zone of Eastern Australia. **Australian Journal of Agricultural Economics**, v. 21, n. 3, p. 169-179, Dec. 1977.

BENYAMIN, K. *et al.* Reduction of CO₂ emission by improving energy use efficiency of greenhouse cucumber production using DEA approach. **Energy**, v. 55, n. 15, p. 676-682, June 2013.

BROECK, J. van den *et al.* Stochastic frontier models: a bayesian perspective. **Journal of Econometrics**, v. 61, n. 2, p. 273-303, Apr. 1994.

BUCK, J.; YOUNG, D. The potential for energy efficiency gains in the Canadian commercial building sector: a stochastic frontier study. **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1769-1780, Sept. 2007.

CARTER, C. K.; KOHN, R. On gibbs sampling for state-space models. **Biometrika**, v. 81, n. 3, p. 541-553, Aug. 1994.

CHANG, Y.-T. *et al.* Environmental efficiency analysis of transportation system in China: a non-radial DEA approach. **Energy Policy**, v. 58, p. 277-283, July 2013.

CHEN, Z.; BARROS, C. P.; BORGES, M. R. A bayesian stochastic frontier analysis of Chinese fossil-fuel electricity generation companies. **Energy Economics**, v. 48, p. 136-144, Mar. 2015.

ESTACHE, A.; ROSSI, M.; RUZZIER, C. A. The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America. **Journal of Regulatory Economics**, v. 25, p. 271-295, 2004.

FARSI, M.; FILIPPINI, M. Regulation and measuring cost efficiency with panel data models application to electricity distribution utilities. **Review of Industrial Organization**, v. 25, p. 1-19, Aug. 2004.

FARSI, M.; FILIPPINI, M.; GREENE, W. Application of panel data models in benchmarking analysis of the electricity distribution sector. **Annals of Public and Cooperative Economics**, v. 77, n. 3, p. 271-290, Sept. 2006.

FERNANDEZ, C.; KOOP, G.; STEEL, M. A bayesian analysis of multiple-output production frontiers. **Journal of Econometrics**, v. 98, n. 1, p. 47-79, Sept. 2000.

_____. Alternative efficiency measures for multiple output production. **Journal of Econometrics**, v. 126, n. 2, p. 411-444, June 2005.

FILIPPINI, M.; HUNT, L. C. Energy demand and energy efficiency in the OECD countries: a stochastic demand frontier approach. **The Energy Journal**, v. 32, n. 2, p. 59-80, 2011.

_____. US residential energy demand and energy efficiency: a stochastic demand frontier approach. **Energy Economics**, v. 34, n. 5, p. 1484-1491, Sept. 2012.

FRÜHWIRTH-SCHNATTER, S. Data augmentation and dynamic linear models. **Journal of Time Series Analysis**, v. 15, n. 2, p. 183-202, Mar. 1994.

GAMERMAN, D.; LOPES, H. F. (Org.). **Markov Chain Monte Carlo: stochastic simulation for bayesian inference**. 2nd ed. London: Chapman & Hall, 2006.

GAMERMAN, D.; MIGON, H. S. Dynamic hierarchical models. **Journal of the Royal Statistical Society, Series B**, v. 55, n. 3, p. 629-642, 1993.

GREENE, W. H. A Gamma-distributed stochastic frontier model. **Journal of Econometrics**, v. 46, n. 1-2, p. 141-163, Oct.-Nov. 1990.

GRIFFIN, J. E; STEEL, M. F. J. Semiparametric bayesian inference for stochastic frontier models. **Journal of Econometrics**, v. 123, n. 1, p. 121-152, Nov. 2004.

JAMASB, T.; POLLITT, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609-1622, Dec. 2003.

KNITTEL, C. R. Alternative regulatory methods and firm efficiency: stochastic frontier evidence from the U.S. electricity industry. **The Review of Economics and Statistics**, v. 84, n. 3, p. 530-540, 2002. Disponível em: <<https://bit.ly/3jRKHZw>>.

LIN, B.; WANG, X. Exploring energy efficiency in China's iron and steel industry: a stochastic frontier approach. **Energy Policy**, v. 72, p. 87-96, Sept. 2014.

LO, F. Y.; CHIEN, C. F.; LIN, J. T. A DEA study to evaluate the relative efficiency and investigate the district reorganization of the Taiwan Power Company. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 1, p. 170-178, 2001.

MAS-COLLEL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R. (Org.). **Microeconomic theory**. 1st ed. New York; Oxford: Oxford University Press, 1995.

MEEUSEN, W.; van den BROECK, J. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. **International Economic Review**, v. 18, n. 2, p. 435-444, June 1977.

SHI, G.; BI, J.; WANG, J. N. Chinese regional industrial energy efficiency evaluation based on a DEA model of α -xing non-energy inputs. **Energy Policy**, v. 38, n. 10, p. 6172-6179, Oct. 2010.

SOUZA, M. V. P. *et al.* The cost efficiency of the Brazilian electricity distribution utilities: a comparison of bayesian SFA and DEA models. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2010, p. 1-20, 2010.

SOUZA, M. V. P. *et al.* An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities. **Socio-Economic Planning Sciences**, v. 48, n. 3, p. 169-174, Sept. 2014.

STEVENSON, R. Likelihood functions for generalized stochastic frontier estimation. **Journal of Econometrics**, v. 13, n. 1, p. 57-66, May 1980.

APÊNDICE A

DISTRIBUIÇÕES A POSTERIORI

Distribuição condicional completa de β :

$$(\beta | \dots) \sim N(b_*, H_*^{-1}),$$

em que:

$$b_* = \left(\frac{(y+u)'x}{\tau^2} + \mu_0 \Sigma_0^{-1} \right) \left(\frac{x'x}{\tau^2} + \Sigma_0^{-1} \right)^{-1} e$$

$$H_* = \left(\frac{x'x}{\tau^2} + \Sigma_0^{-1} \right)^{-1}.$$

Distribuição condicional completa de τ^2 :

$$(\tau^2 | \dots) \sim IG(c_*, d_*),$$

em que:

$$c_* = \alpha_0 + \frac{NT}{2} e$$

$$d_* = \gamma_0 + \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (y_{it} - x_{it}\beta + \log u_{it})^2.$$

Distribuição condicional completa de σ^2 :

$$(\sigma_u^2 | \dots) \sim IG(c_{**}, d_{**}),$$

em que:

$$c_{**} = \alpha_1 + \frac{NT}{2} e$$

$$d_{**} = \gamma_1 + \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{t=2}^T (\log u_{it} - \phi \log u_{i,t-1})^2}{2}.$$

Para o parâmetro ϕ , e, portanto, para a ineficiência técnica u_{it} , não é possível encontrar uma distribuição condicional conhecida. Neste caso, é necessário empregar o algoritmo de Metropolis-Hastings (Shaby e Wells, 2010).

$$p(u_{it} | \dots) \propto \exp\left(-\frac{(y_{it} - x_{it}\beta - \log u_{it-1})^2}{2\tau^2}\right) \exp\left(-\frac{(\log u_{it} + \phi \log u_{it-1})^2}{2\sigma^2}\right)$$

REFERÊNCIA

SHABY, B. A.; WELLS, M. T. **Exploring an adaptive metropolis algorithm**. Durham: Duke University, 2010. (Technical report).

APÊNDICE B

EFICIÊNCIAS DOS MODELOS DEC E FEC

TABELA B.1

Eficiências do modelo DEC (2003-2016)

Modelo DEC	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
AES Sul	0,410	0,542	0,432	0,495	0,446	0,458	0,450	0,495	0,568	0,610	0,601	0,489	0,468	0,515
Bandeirante	0,602	0,682	0,607	0,575	0,547	0,531	0,496	0,505	0,574	0,609	0,664	0,679	0,675	0,656
Boa Vista Energia	0,698	0,682	0,371	0,439	0,382	0,370	0,502	0,234	0,317	0,342	0,328	0,286	0,187	0,116
Bragantina	0,669	0,615	0,598	0,570	0,472	0,463	0,495	0,478	0,439	0,387	0,411	0,439	0,372	0,498
Caiuá	0,880	0,904	0,887	0,874	0,866	0,887	0,873	0,865	0,855	0,815	0,751	0,679	0,603	0,718
Ceal	0,602	0,717	0,788	0,848	0,876	0,891	0,888	0,870	0,791	0,694	0,567	0,441	0,540	0,698
CEB	0,529	0,520	0,502	0,431	0,387	0,355	0,347	0,349	0,293	0,247	0,267	0,292	0,326	0,510
CEEE	0,493	0,597	0,541	0,496	0,513	0,551	0,573	0,662	0,720	0,664	0,512	0,415	0,613	0,692
Celesc	0,346	0,396	0,347	0,232	0,415	0,614	0,681	0,663	0,572	0,561	0,593	0,573	0,635	0,710
Celg	0,641	0,671	0,614	0,651	0,616	0,643	0,626	0,668	0,622	0,432	0,375	0,352	0,332	0,483
Celpe	0,375	0,372	0,368	0,340	0,299	0,256	0,267	0,228	0,250	0,277	0,364	0,459	0,587	0,695
Celpe	0,950	0,950	0,948	0,935	0,921	0,900	0,863	0,808	0,782	0,762	0,646	0,593	0,712	0,793
Celtins	0,348	0,417	0,378	0,341	0,376	0,376	0,348	0,378	0,422	0,468	0,451	0,499	0,512	0,544
Cemar	0,268	0,306	0,377	0,504	0,698	0,776	0,827	0,852	0,875	0,897	0,918	0,933	0,941	0,943
Cemig	0,965	0,970	0,971	0,973	0,974	0,973	0,973	0,974	0,972	0,973	0,975	0,976	0,976	0,973
Cepisa	0,416	0,431	0,440	0,482	0,585	0,523	0,576	0,615	0,622	0,697	0,763	0,780	0,844	0,882
CFLO	0,930	0,948	0,959	0,963	0,962	0,957	0,941	0,918	0,903	0,884	0,858	0,846	0,874	0,891
Chesp	0,566	0,522	0,426	0,506	0,492	0,478	0,538	0,656	0,592	0,518	0,331	0,546	0,576	0,653
CJE	0,608	0,587	0,410	0,489	0,378	0,319	0,252	0,287	0,391	0,554	0,442	0,447	0,380	0,394
CNEE	0,743	0,637	0,805	0,726	0,638	0,621	0,668	0,629	0,618	0,653	0,609	0,645	0,638	0,735
Cocel	0,450	0,357	0,450	0,382	0,343	0,431	0,407	0,406	0,439	0,416	0,429	0,471	0,521	0,526
Coelba	0,893	0,905	0,909	0,913	0,911	0,898	0,852	0,721	0,734	0,774	0,723	0,693	0,665	0,672
Cooperaliança	0,982	0,984	0,984	0,984	0,982	0,979	0,977	0,976	0,969	0,956	0,938	0,911	0,921	0,924
Copel	0,702	0,787	0,819	0,826	0,856	0,883	0,898	0,916	0,927	0,928	0,915	0,895	0,899	0,912
Cosern	0,855	0,826	0,796	0,776	0,743	0,721	0,719	0,739	0,667	0,684	0,677	0,598	0,638	0,683
CPEE	0,789	0,715	0,496	0,605	0,678	0,601	0,546	0,658	0,678	0,757	0,809	0,795	0,808	0,806
CPFL na Paulista	0,977	0,980	0,980	0,979	0,979	0,978	0,978	0,980	0,979	0,978	0,977	0,975	0,972	0,968
CPFL na Piratininga	0,677	0,653	0,593	0,661	0,674	0,647	0,476	0,617	0,645	0,692	0,602	0,628	0,595	0,561

(Continua)

(Continuação)

Modelo DEC	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CPFL Santa Cruz	0,913	0,934	0,949	0,960	0,968	0,973	0,974	0,972	0,967	0,969	0,964	0,958	0,952	0,956
CSPE	0,612	0,649	0,564	0,488	0,459	0,632	0,657	0,663	0,656	0,606	0,654	0,582	0,491	0,440
Demei	0,282	0,310	0,385	0,255	0,496	0,259	0,340	0,359	0,166	0,281	0,239	0,353	0,376	0,495
DMENAPC	0,682	0,417	0,573	0,783	0,828	0,761	0,852	0,896	0,900	0,925	0,944	0,963	0,971	0,966
EDEVP	0,663	0,798	0,831	0,866	0,904	0,929	0,941	0,953	0,961	0,960	0,958	0,951	0,943	0,940
EFLUL	0,165	0,142	0,182	0,283	0,149	0,201	0,164	0,241	0,268	0,258	0,387	0,373	0,429	0,369
Elektro	0,952	0,956	0,956	0,957	0,960	0,959	0,955	0,956	0,957	0,959	0,963	0,965	0,966	0,964
Eletroacre	0,486	0,579	0,651	0,697	0,616	0,656	0,405	0,316	0,289	0,189	0,193	0,215	0,243	0,246
Eletrocar	0,299	0,247	0,312	0,277	0,163	0,339	0,388	0,480	0,331	0,393	0,268	0,350	0,482	0,452
Eletropaulo	0,602	0,567	0,564	0,595	0,538	0,491	0,302	0,411	0,395	0,435	0,430	0,316	0,180	0,266
EMT	0,414	0,352	0,402	0,483	0,493	0,519	0,527	0,586	0,590	0,507	0,530	0,480	0,503	0,633
Enel RJ	0,561	0,565	0,581	0,654	0,704	0,697	0,564	0,491	0,542	0,585	0,524	0,458	0,371	0,450
Energisa BO	0,558	0,385	0,340	0,471	0,479	0,400	0,419	0,478	0,469	0,654	0,685	0,753	0,866	0,901
Energisa MG	0,918	0,915	0,901	0,869	0,810	0,707	0,648	0,783	0,877	0,905	0,918	0,923	0,924	0,922
Energisa MS	0,963	0,972	0,975	0,978	0,981	0,983	0,984	0,984	0,983	0,981	0,979	0,975	0,970	0,967
Energisa PB	0,665	0,491	0,402	0,367	0,477	0,449	0,368	0,499	0,497	0,657	0,627	0,629	0,693	0,765
Energisa SE	0,639	0,633	0,640	0,599	0,548	0,445	0,512	0,397	0,400	0,520	0,543	0,540	0,617	0,692
ENF	0,180	0,234	0,182	0,184	0,186	0,159	0,142	0,301	0,317	0,443	0,503	0,593	0,507	0,583
Escelsa	0,931	0,930	0,928	0,944	0,941	0,944	0,948	0,955	0,954	0,956	0,956	0,956	0,958	0,955
Hidropan	0,296	0,288	0,476	0,298	0,118	0,178	0,360	0,285	0,346	0,190	0,507	0,479	0,534	0,461
Ienergia	0,426	0,708	0,820	0,719	0,729	0,781	0,720	0,594	0,545	0,185	0,348	0,376	0,355	0,543
Joaocesa	0,113	0,076	0,089	0,106	0,108	0,235	0,264	0,547	0,176	0,667	0,717	0,754	0,883	0,838
Light	0,954	0,956	0,952	0,944	0,924	0,877	0,810	0,776	0,636	0,600	0,585	0,664	0,695	0,724
Mococa	0,825	0,760	0,584	0,634	0,794	0,723	0,750	0,871	0,890	0,911	0,913	0,881	0,842	0,749
Muxfeldt	0,118	0,094	0,239	0,293	0,193	0,466	0,443	0,693	0,840	0,776	0,490	0,331	0,499	0,424
RGE	0,442	0,458	0,447	0,586	0,646	0,693	0,722	0,711	0,677	0,665	0,574	0,544	0,626	0,694
Santamaria	0,930	0,944	0,947	0,946	0,932	0,900	0,858	0,905	0,925	0,947	0,954	0,945	0,949	0,950
Sulgipe	0,623	0,573	0,434	0,413	0,449	0,443	0,529	0,622	0,600	0,629	0,787	0,812	0,833	0,810
Uhenpal	0,414	0,409	0,315	0,323	0,499	0,718	0,805	0,672	0,472	0,395	0,528	0,412	0,481	0,412

Elaboração dos autores.

TEXTO para DISCUSSÃO

TABELA B.2
Eficiências do modelo FEC (2003-2016)

Modelo FEC	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
AES Sul	0,445	0,538	0,518	0,547	0,555	0,547	0,572	0,641	0,696	0,740	0,770	0,748	0,758	0,759
Bandeirante	0,749	0,788	0,795	0,817	0,820	0,834	0,832	0,821	0,834	0,847	0,862	0,870	0,876	0,867
Boa Vista Energia	0,316	0,349	0,156	0,213	0,151	0,159	0,268	0,215	0,247	0,204	0,225	0,243	0,137	0,084
Bragantina	0,482	0,471	0,450	0,464	0,434	0,451	0,541	0,493	0,531	0,464	0,495	0,572	0,560	0,621
Caiuá	0,739	0,781	0,759	0,728	0,737	0,780	0,743	0,674	0,703	0,685	0,640	0,664	0,650	0,700
Ceal	0,554	0,638	0,701	0,772	0,798	0,821	0,831	0,826	0,771	0,681	0,655	0,511	0,530	0,618
CEB	0,454	0,405	0,474	0,440	0,338	0,308	0,333	0,335	0,355	0,269	0,292	0,373	0,416	0,557
CEEE	0,410	0,516	0,516	0,529	0,521	0,592	0,661	0,688	0,712	0,693	0,588	0,534	0,663	0,717
Cellesc	0,399	0,400	0,336	0,238	0,419	0,603	0,661	0,649	0,596	0,583	0,615	0,624	0,669	0,729
Celg	0,380	0,454	0,413	0,443	0,439	0,444	0,456	0,519	0,471	0,376	0,341	0,328	0,352	0,450
Celipa	0,258	0,270	0,279	0,283	0,250	0,249	0,286	0,270	0,286	0,339	0,423	0,467	0,565	0,621
Celpe	0,959	0,963	0,966	0,968	0,971	0,972	0,974	0,974	0,974	0,973	0,970	0,967	0,965	0,961
Celtins	0,289	0,332	0,302	0,304	0,322	0,312	0,279	0,320	0,398	0,473	0,575	0,653	0,656	0,694
Cemar	0,299	0,304	0,366	0,481	0,594	0,688	0,739	0,783	0,842	0,878	0,897	0,908	0,922	0,927
Cemig	0,971	0,975	0,979	0,981	0,983	0,983	0,983	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982	0,981	0,978
Cepisa	0,363	0,330	0,322	0,371	0,443	0,437	0,463	0,477	0,504	0,547	0,596	0,659	0,713	0,773
CFLO	0,794	0,855	0,862	0,915	0,925	0,920	0,902	0,882	0,861	0,870	0,874	0,881	0,906	0,917
Chesp	0,199	0,174	0,194	0,223	0,174	0,184	0,235	0,268	0,189	0,223	0,193	0,247	0,236	0,354
CJE	0,712	0,686	0,504	0,547	0,559	0,570	0,554	0,496	0,635	0,680	0,652	0,694	0,685	0,627
CNEE	0,589	0,549	0,680	0,550	0,450	0,361	0,474	0,436	0,505	0,498	0,433	0,474	0,491	0,590
Cocel	0,507	0,467	0,504	0,495	0,463	0,566	0,587	0,553	0,556	0,594	0,631	0,647	0,672	0,653
Coelba	0,879	0,904	0,920	0,934	0,938	0,938	0,932	0,919	0,922	0,932	0,937	0,939	0,935	0,927
Cooperaliança	0,986	0,988	0,989	0,989	0,989	0,988	0,987	0,986	0,985	0,983	0,981	0,979	0,974	0,970
Copel	0,478	0,524	0,548	0,561	0,614	0,683	0,724	0,782	0,830	0,853	0,857	0,858	0,871	0,880
Cosern	0,801	0,781	0,772	0,790	0,780	0,802	0,820	0,831	0,792	0,803	0,791	0,778	0,801	0,801
CPEE	0,654	0,677	0,619	0,624	0,626	0,590	0,568	0,700	0,798	0,838	0,867	0,882	0,894	0,894
CPFL na Paulista	0,953	0,958	0,959	0,959	0,957	0,958	0,959	0,962	0,964	0,966	0,966	0,964	0,962	0,959
CPFL na Piratininga	0,786	0,769	0,758	0,773	0,776	0,775	0,765	0,800	0,828	0,860	0,872	0,889	0,893	0,898
CPFL Santa Cruz	0,610	0,651	0,655	0,700	0,742	0,788	0,799	0,824	0,826	0,868	0,881	0,899	0,906	0,922
CSPE	0,717	0,713	0,682	0,616	0,587	0,678	0,703	0,720	0,757	0,687	0,721	0,678	0,565	0,505
Demei	0,381	0,403	0,390	0,296	0,480	0,388	0,350	0,420	0,197	0,267	0,317	0,314	0,352	0,479
Dmenapc	0,511	0,518	0,538	0,572	0,757	0,773	0,884	0,913	0,925	0,944	0,957	0,967	0,974	0,971
EDEVP	0,625	0,725	0,693	0,684	0,734	0,781	0,812	0,865	0,895	0,903	0,917	0,925	0,931	0,933
EFLUL	0,220	0,161	0,245	0,300	0,251	0,263	0,304	0,378	0,423	0,462	0,600	0,572	0,464	0,558
Elektro	0,942	0,947	0,954	0,961	0,967	0,970	0,971	0,972	0,973	0,974	0,974	0,975	0,975	0,972

(Continua)

(Continuação)

Modelo FEC	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Eletroacre	0,251	0,343	0,350	0,412	0,354	0,416	0,256	0,229	0,215	0,166	0,217	0,249	0,246	0,239
Eletrocar	0,243	0,231	0,288	0,405	0,378	0,389	0,413	0,426	0,382	0,375	0,326	0,383	0,550	0,539
Eletropaulo	0,720	0,734	0,733	0,755	0,752	0,744	0,684	0,717	0,712	0,726	0,725	0,705	0,625	0,598
EMT	0,297	0,328	0,371	0,338	0,365	0,396	0,424	0,480	0,501	0,437	0,434	0,426	0,417	0,611
Enel RJ	0,542	0,568	0,593	0,671	0,714	0,715	0,687	0,691	0,743	0,762	0,747	0,717	0,627	0,620
Energisa BO	0,611	0,517	0,440	0,527	0,463	0,470	0,486	0,547	0,535	0,721	0,793	0,854	0,907	0,923
Energisa MG	0,787	0,787	0,775	0,735	0,660	0,573	0,555	0,585	0,741	0,794	0,846	0,877	0,885	0,887
Energisa MS	0,924	0,940	0,949	0,956	0,964	0,970	0,973	0,976	0,977	0,977	0,976	0,976	0,974	0,971
Energisa PB	0,825	0,740	0,616	0,569	0,536	0,533	0,491	0,566	0,583	0,700	0,749	0,813	0,866	0,889
Energisa SE	0,668	0,689	0,704	0,691	0,625	0,585	0,593	0,560	0,487	0,558	0,638	0,695	0,756	0,792
ENF	0,330	0,355	0,260	0,307	0,303	0,165	0,236	0,355	0,423	0,539	0,608	0,695	0,636	0,603
Escelsa	0,931	0,934	0,943	0,955	0,961	0,966	0,970	0,972	0,974	0,976	0,977	0,977	0,976	0,972
Hidropan	0,306	0,300	0,320	0,292	0,189	0,204	0,305	0,274	0,242	0,202	0,332	0,384	0,446	0,461
Ienergia	0,258	0,364	0,586	0,588	0,620	0,597	0,509	0,462	0,418	0,191	0,236	0,272	0,277	0,502
Joaocesa	0,259	0,270	0,220	0,226	0,360	0,353	0,615	0,674	0,669	0,874	0,924	0,883	0,925	0,941
Light	0,963	0,967	0,968	0,971	0,973	0,973	0,973	0,973	0,970	0,967	0,963	0,962	0,960	0,955
Mococa	0,806	0,696	0,561	0,536	0,686	0,689	0,724	0,845	0,872	0,886	0,892	0,876	0,881	0,872
Muxfeldt	0,163	0,118	0,203	0,352	0,377	0,553	0,580	0,783	0,889	0,857	0,749	0,575	0,639	0,690
RGE	0,479	0,490	0,487	0,614	0,674	0,722	0,757	0,747	0,744	0,759	0,761	0,771	0,803	0,825
Santamaria	0,970	0,973	0,975	0,976	0,970	0,956	0,942	0,943	0,950	0,957	0,963	0,963	0,964	0,962
Sulgipe	0,429	0,407	0,376	0,385	0,374	0,380	0,377	0,497	0,498	0,586	0,722	0,728	0,787	0,812
Uhenpal	0,295	0,267	0,255	0,216	0,461	0,689	0,778	0,738	0,656	0,600	0,572	0,540	0,610	0,563

Elaboração dos autores.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Chefia

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Camilla de Miranda Mariath Gomes

Everson da Silva Moura

Revisão

Alice Souza Lopes

Amanda Ramos Marques

Ana Clara Escórcio Xavier

Clícia Silveira Rodrigues

Idalina Barbara de Castro

Olavo Mesquita de Carvalho

Regina Marta de Aguiar

Reginaldo da Silva Domingos

Brena Rolim Peixoto da Silva (estagiária)

Nayane Santos Rodrigues (estagiária)

Editoração

Anderson Silva Reis

Cristiano Ferreira de Araújo

Danielle de Oliveira Ayres

Danilo Leite de Macedo Tavares

Leonardo Hideki Higa

Capa

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico

Aline Cristine Torres da Silva Martins

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.



ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL